

RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION
DES *CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF* D'ÉNERGIR, S.E.C. À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2025

PRÉVISION DES LIVRAISONS

1. **Références :**
- (i) Pièce [B-0049](#), p. 5;
 - (ii) Pièce [B-0049](#), p. 11, tableau 9
 - (iii) Pièce [B-0049](#), p. 37 et 40, tableaux 22 et 24;
 - (iv) Pièce [B-0049](#), Annexe 4, p. 1;
 - (v) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0006](#), p. 30;
 - (vi) Site internet de « Yahoo! Finance », [Indice pétrole brut Brent](#).

Préambule :

(i) « Les dernières prévisions économiques utilisées dans le cadre de la Cause tarifaire 2025-2026 datent majoritairement de décembre 2024, après les élections américaines. L'hypothèse selon laquelle les marchés avaient intégré les effets de l'élection est posée. Énergir reconnaît que la guerre tarifaire évolue constamment, se matérialisant en une grande incertitude au niveau de l'économie. Dans ce contexte, Énergir propose de s'appuyer sur la méthodologie éprouvée des scénarios haut et bas afin d'apprécier les fluctuations de volumes possibles associés à un environnement macroéconomique variable et soumet que cette méthodologie permet d'apprécier l'impact potentiel d'une demande changeante ».

(ii) Énergir présente au tableau 9 la situation concurrentielle projetée pour le marché grandes entreprises.

(iii) Énergir présente aux tableaux 22 et 24 les écarts entre le scénario de base et les scénarios bas et haut.

(iv) Énergir présente les volumes issus de la maturation des nouvelles ventes.

(v) « À compter de 2026-2027, trois nouveaux clients amèneront une hausse de $116,2 \cdot 10^6 \text{m}^3$ au tarif D_4 . La maturation des volumes de ces nouveaux clients continuera en 2027-2028, expliquant ainsi l'augmentation importante des livraisons en 2026-2027 et 2027-2028 par rapport aux années précédentes ».

(vi) Les prix du pétrole mesuré par l'indice Brent ont diminué de près de 17 % entre le 2 janvier et le 1^{er} mai 2025.

NY Mercantile - Delayed Quote - USD

Brent Crude Oil Last Day Financ (BZ=F) ☆ Suivre**61,93** +0,87 +(1,42 %)

16:26:38 UTC-4. Marché ouvert.

**Demandes :**

- 1.1 Énergir propose, à la référence (i), de s'appuyer sur la méthodologie éprouvée des scénarios haut et bas. Considérant l'évolution de la situation économique et des politiques tarifaires canadiennes et américaines, veuillez commenter sur la pertinence d'utiliser le scénario bas pour les prévisions du volume des livraisons.

Réponse :

Énergir ne juge pas pertinent d'utiliser le scénario bas pour établir les prévisions du volume des livraisons. Bien que le contexte soit incertain, soutenu par des politiques américaines imprévisibles, le scénario de base demeure le plus pertinent.

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

1.1.1. Veuillez commenter l'évolution des probabilités entre les différents scénarios, haut, bas, et de base, depuis leur préparation par Énergir. Veuillez également fournir votre appréciation de ces probabilités.

Réponse :

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.

1.1.2. Veuillez commenter la possibilité d'utiliser un scénario intermédiaire, soit une moyenne pondérée entre le scénario bas et le scénario de base.

Réponse :

Énergir soumet que le scénario de base demeure la prévision du volume des livraisons à privilégier pour l'établissement des tarifs pour les motifs invoqués en réponse à la question 1.1.

Si, « par moyenne pondérée », la Régie propose de faire une moyenne pondérée des prévisions de volumes des scénarios bas et de base selon des probabilités de réalisation, Énergir réitère qu'elle n'estime pas de probabilité de réalisation pour les scénarios de prévision de la demande (bas, de base, haut).

1.2 Veuillez commenter l'impact de la récente baisse du prix du pétrole brut, référence (vi), sur la situation concurrentielle présentée à la référence (ii).

Réponse :

Énergir tient à préciser que la situation concurrentielle présentée à la référence (ii) couvre la période d'octobre 2025 à septembre 2029, alors que la référence (vi) couvre la période de janvier 2025 à mai 2025. Par conséquent, la baisse constatée

actuellement n'aura pas forcément d'impact lors des quatre prochaines années. L'incertitude et l'instabilité des derniers mois pourraient se résorber et ramener les prix vers ceux anticipés en janvier.

Cependant, toutes choses étant égales par ailleurs, si la baisse du prix du pétrole devait se prolonger dans les prochains mois/années, la situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout serait alors dégradée. En revanche, la position concurrentielle présentée à la référence (ii) demeure très favorable, même avec la baisse observée à la référence (iv).

Le cours du pétrole n'a d'ailleurs que peu d'impact sur la prévision de la demande du PMD. En effet, depuis l'interdiction de conversion au mazout pour le secteur résidentiel et le nombre marginal de conversions au mazout du secteur commercial, les nouvelles ventes ne sont que peu affectées par la fluctuation du prix du mazout. Quant à l'impact sur la clientèle *Grandes entreprises*, bien que le prix du pétrole ait diminué, on observe plutôt une augmentation des livraisons par rapport aux prévisions initiales.

1.2.1. Veuillez indiquer comment les scénarios de base, haut et bas tiennent compte de cette baisse.

Réponse :

La prévision ne tient pas compte de la baisse du cours du pétrole observée dans les dernières semaines, puisque celle-ci a été réalisée à partir d'hypothèses économiques compilées au 15 janvier 2025.

1.3 Veuillez expliquer l'absence d'écarts des valeurs pour les contrats d'appoint, à la référence (iii), entre les trois scénarios.

Réponse :

L'absence d'écart est une erreur. Les contrats d'appoint varient entre les scénarios bas, de base et haut. Le tableau suivant présente les volumes attribués aux trois scénarios.

Tableau Q-1.3

Contrats gaz d'appoint	Année en cours	Causes tarifaires 2026-2029			
	4/8 2025	2026	2027	2028	2029
Scénario de base (10 ⁶ m ³)	152,6	146,5	146,5	146,5	146,5
Scénario bas (10 ⁶ m ³)	152,6	117,2	117,2	117,2	117,2
Scénario haut (10 ⁶ m ³)	152,6	164,1	164,1	164,1	164,1

- 1.4 À la référence (iv), les volumes issus de la maturation des nouvelles ventes au tarif D₄ sont faibles voire nuls, alors que lors du dossier tarifaire R-4257-2024, à la référence (v), Énergir anticipait une augmentation importante des livraisons en 2026-2027 et 2027-2028 au tarif D₄, reflétant l'ajout de trois nouveaux clients. Veuillez expliquer la différence des prévisions des volumes issus de la maturation des nouvelles ventes au tarif D₄ entre le dossier tarifaire actuel et le dossier R-4257-2024.

Réponse :

Deux des trois clients mentionnés dans la Cause tarifaire 2024-2025 qui étaient identifiés au tarif D₄ sont désormais sous le tarif D₁. Le projet du troisième client a pris fin et ne s'est pas réalisé.

**PROPOSITION RELATIVE AU FACTEUR DJ*V
DANS L'ÉTABLISSEMENT DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN JOURNÉE DE POINTE**

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0058](#), p. 9, graphique 2;
 - (ii) Pièce [B-0058](#), p. 9;
 - (iii) Pièce [B-0058](#), p. 9 et 10;
 - (iv) Pièce [B-0058](#), Rapport d'étude d'Artelys, p. 18;
 - (v) Pièce [B-0058](#), Rapport d'étude d'Artelys, p. 22.

Préambule :

(i) Énergir compare, au graphique 2, la méthode qu'elle a utilisée dans les dossiers tarifaires 2022-2023 et 2023-2024 et la méthode proposée par Artelys.

(ii) « *La proposition d'Énergir d'appliquer un traitement au cas par cas pour les deux hivers 2020-2021 et 2021-2022 a permis de diminuer la variation annuelle de la pointe entre les causes tarifaires 2022-2023 à 2024-2025. Au cours de cette période, la méthode d'Énergir a même mieux performé que la méthode proposée en termes de limitation de la variation annuelle de la pointe* ».

(iii) « *Des comportements de consommation « obsolètes » seront continuellement pris en compte dans les paramètres de régression. La méthode proposée exacerbe l'inexactitude de la prévision pour les dernières années du plan d'approvisionnement* ».

(iv) « *Ceci nous permet d'envisager modéliser cette croissance par une simple tendance (linéaire). Cette tendance a pour (unique) but de redresser les mesures de consommation des années précédentes, et ainsi d'autoriser l'estimation des coefficients des autres effets du modèle à partir de relevés couvrant 2 ou 3 années d'apprentissage* ».

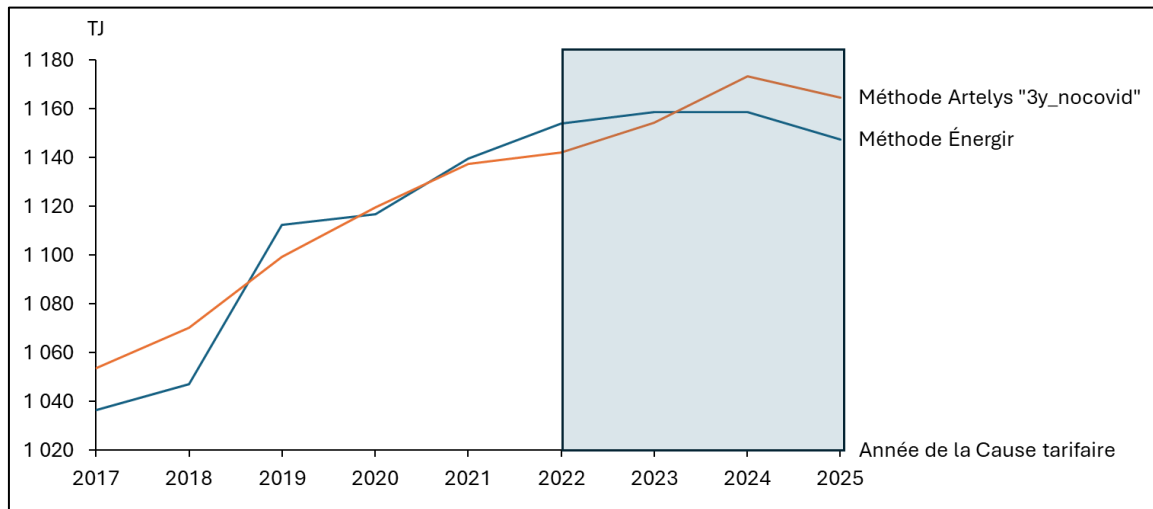
(v) La figure 11 présente l'évolution de la pointe estimée en utilisant la méthode Artelys, avec et sans l'année 2020-2021.

Demandes :

- 2.1 Veuillez confirmer que la méthode Artelys, à la référence (i), inclut l'année 2020-2021, contrairement à la ligne « 3y_nocovid » de la référence (v). Dans l'affirmative, veuillez mettre à jour le graphique de la référence (i) en utilisant la méthode Artelys excluant l'année 2020-2021.

Réponse :

Énergir le confirme.

Graphique Q-2.1

- 2.1.1. Veuillez préciser si la conclusion à la référence (ii) à l'effet que la méthode performe mieux même lorsque l'année 2020-2021 est exclue de la méthode Artelys. Veuillez élaborer.

Réponse :

En excluant l'année 2020-2021, la variation de la demande de pointe entre les causes tarifaires 2022 et 2023 est moins prononcée selon la méthode d'Artelys « 3y_nocovid » par rapport à celle où l'année 2020-2021 n'est pas exclue de la régression. Toutefois, la méthode d'Énergir semble toujours mieux performer que la méthode d'Artelys «3y_nocovid ».

2.2 En référence (iii), veuillez expliquer la notion de comportements « obsolètes ».

Réponse :

Des comportements « obsolètes » peuvent correspondre à des comportements menant à un profil de consommation d'un échantillon de la clientèle à un moment dans le temps qui n'est plus représentatif pour une année en cours.

Par exemple, avec la migration des clients à l'offre biénergie, la prévision de la demande annuelle de ces clients est révisée à la baisse pour refléter la migration des consommations de gaz naturel vers l'électricité. Cependant, leur consommation ne diminue pas lors des jours de grand froid incluant la journée de la pointe. Comme le facteur d'ajustement est basé sur les volumes d'hiver, un ajustement du comportement d'un consommateur sur son volume d'hiver – mais pas sur sa pointe – ne peut être capté par ce facteur.

Un autre exemple serait la migration des clients d'un tarif à l'autre. Ce sont des mouvements observables chaque année. Pour la Cause tarifaire 2025-2026, plusieurs clients *Grandes entreprises* migreront vers les tarifs à plus petit débit. Énergir constate également la fermeture de plusieurs grands clients au cours de l'année 2024-2025. L'utilisation de plusieurs années nécessiterait des ajustements additionnels pour pallier ces mouvements.

Ces deux exemples servent à démontrer que l'utilisation des échantillons de données éloignées dans le temps affecte la régression pour déterminer la consommation journalière pour une année de référence. Dans le premier exemple, en prenant un échantillon trop éloigné de l'année de référence, la régression surestimerait la consommation journalière. Dans le deuxième exemple, la régression fausserait le profil de consommation et affecterait la projection de la demande journalière.

2.2.1. À la référence (iv), Artelys indique que la variable « year » représente une tendance linéaire modélisant la croissance ou décroissance annuelle. Veuillez commenter la possibilité que cette tendance puisse représenter l'évolution des comportements entre les différentes années, incluant les comportements « obsolètes ».

Réponse :

La variable « year » permet de corriger la croissance ou la décroissance annuelle, mais ne permet pas de corriger l'évolution du profil de la consommation de la clientèle d'une année à l'autre en regard des éléments nommés par exemple à la réponse à la question 2.2.

- 2.3 Veuillez expliquer et justifier, à l'aide de données probantes, l'affirmation en référence (iii) selon laquelle la méthode Artelys soit moins précise pour les dernières années du plan d'approvisionnement.

Réponse :

Dans le modèle actuel, basé sur l'évolution des volumes d'hiver, l'utilisation d'une base de données étendue peut amener de la stabilité si les facteurs derrière l'évolution des volumes sont stables et transférables au besoin de pointe. Cependant, ce n'est pas le cas.

En effet, il est projeté que l'évolution du nombre de clients et des volumes, actuellement à la hausse, soit inversée. De plus, le lien qui était plutôt direct dans le passé entre l'évolution des volumes et l'évolution de la pointe devrait également changer puisque la consommation de gaz naturel est prévue être réduite hors des périodes de pointe.

Également, selon la méthode d'Artelys, la première année du plan d'approvisionnement se baserait sur les données réelles des trois hivers passés au moment du dépôt de la cause tarifaire (soit quatre hivers avant l'année projetée). La prévision pour l'année 2 se baserait sur les données réelles des deux derniers hivers et d'une année prévisionnelle, tandis que l'année 3 se baserait sur les données réelles du dernier hiver et de deux années prévisionnelles. Quant à la régression de la demande pour la dernière année, soit l'année 4, elle serait basée sur les données de trois années prévisionnelles.

Enfin, la méthode proposée complexifie le processus sans donner de résultat qui présente des avantages matériels par rapport à la méthodologie actuelle. Pour des années spécifiques comme celle de la pandémie de la COVID-19, il demeure préférable – comme dans la méthodologie actuelle – d'identifier l'année comme étant « hors norme » et de ne pas l'utiliser. Ainsi, il n'y a pas vraiment d'avantage ou d'ajout de précision malgré une complexification à la méthodologie. Pour justifier une approche plus complexe et qui nécessite plus de travail, des résultats probants d'une nouvelle méthodologie auraient été nécessaires.

DIVERSIFICATION DES INDICES DE FOURNITURES

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0059](#), p.3;
 - (ii) Pièce [B-0059](#), p. 4;
 - (iii) Pièce [B-0059](#), p. 8, tableau 2;
 - (iv) Dossier R-4288-2024, pièce [B-0068](#), p. 2, tableau 1;
 - (v) Dossier R-4288-2024, pièce [B-0068](#), Annexe 1, p. 1 à 3.

Préambule :

(i) « Depuis la décision D-2014-064, Énergir, s.e.c. (Énergir) planifie ses achats d'avance à Dawn en respectant autant que possible une proportion allant de 50 % à 75 % sur la base de l'indice NYMEX, et le reste, sur la base de l'indice NGX Dawn ».

(ii) « Le différentiel entre les deux indices indique que les prix sur la base de l'indice NYMEX étaient moins chers que l'indice NGX sur une base annuelle moyenne de 2015 à 2016. En 2017 et 2018, les deux indices étaient quasiment à parité. Ensuite, à partir de 2019, la tendance s'est inversée, l'indice NGX étant moins cher que l'indice NYMEX ».

(iii) Énergir présente, dans le tableau 2, le coût de la stratégie de diversification des achats d'avance.

(iv) Énergir présente, dans le tableau 1, sa stratégie d'achat de gaz naturel pour l'année réel 2023-2024.

Total des achats					
35	AECO + prix fixe à Empress + En Bloc à Empress	649 053	32,7%	47 874	7,376
36	NYMEX	332 305	16,7%	39 876	12,000
37	NGX Dawn + prix fixe à Dawn + En Bloc à Dawn	760 489	38,3%	85 412	11,231
38	NGX Dawn + prix fixe à Parkway + En Bloc à Parkway	244 591	12,3%	26 101	10,671
39	NGX Dawn + Prix fixe en Franchise	2	0,0%	0,22	13,072
40	Total des achats de gaz naturel	1 986 439	100,0%	199 263	10,031

(v) Énergir présente, pour les années 2018-2019 à 2023-2024, l'historique des achats réels à Dawn.

Demandes :

- 3.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que la demande d'Énergir se limite à la répartition entre les indices d'achats d'avance à Dawn. Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 3.2 Veuillez confirmer si Énergir a analysé des indices autres que les indices NYMEX et NGX pour ses achats d'avance à Dawn, à la référence (i).

3.2.1. Dans l'affirmative, veuillez présenter les résultats de l'analyse.

Réponse :

Énergir n'a pas analysé d'autres indices pour ses achats d'avance à Dawn.

3.2.2. Dans la négative, veuillez justifier l'absence d'analyse.

Réponse :

Énergir a fourni une réflexion basée sur la mise à jour des données liées à sa stratégie actuelle et qui consiste en une révision de celle-ci, sans chercher à inclure de nouveaux indices. De plus, Énergir tient à rappeler que les indices AECO et NYMEX sont les principaux indices nord-américains influençant le prix de tous les autres points de réception accessibles à Énergir et qu'ils font partie de la stratégie de diversification actuelle (EMPRESS est basé sur AECO en y ajoutant la valeur de marché du transport entre les deux points géographiques).

- 3.3 Veuillez présenter les raisons qui, selon Énergir, expliquent le renversement de la tendance du différentiel des prix des indices NYMEX et NGX observé à la référence (ii).

Réponse :

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.

- 3.4 La Régie constate que le coût total de la diversification, présenté dans le tableau à la référence (iii), correspond au total de la colonne (14) des tableaux de la référence (v). La Régie comprend que ces valeurs représentent les écarts entre les coûts des achats d'avance et les coûts calculés en utilisant l'indice quotidien. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 3.4.1. Veuillez expliquer en quoi les coûts présentés à la référence (iii) permettent de mesurer le coût de la stratégie de diversification.

Réponse :

Les coûts calculés en utilisant l'indice quotidien peuvent être interprétés comme étant les coûts des achats à 100 % sur le marché spot. Autrement dit, les achats à l'indice NGX ne peuvent créer d'écarts matériels dans la comparaison. Ainsi, l'écart entre les coûts des achats d'avance et les coûts calculés en utilisant l'indice quotidien est à peu près équivalent aux coûts de la stratégie de diversification versus des achats faits sans stratégie. Pour cette raison, Énergir n'a pas développé de méthode plus élaborée pour dériver le coût de la stratégie de diversification.

- 3.5 En utilisant le tableau 1 de la référence (iv), la Régie constate que l'indice NYMEX représentait 16,7 % du total des achats en 2023-2024. La Régie calcule que l'indice NGX représentait 50,6 % du total des achats, soit la somme des lignes 37 à 39 de la référence (iv). Veuillez élaborer quant aux impacts du retrait de l'obligation de 50 % à

75 % des achats d'avance sur la base de l'indice NYMEX sur la diversification des achats d'Énergir alors que les achats totaux sur la base de l'indice NGX représentait 50 % des achats totaux en 2023-2024.

Réponse :

Pour l'année 2023-2024, si les achats d'avance à Dawn sur la base de l'indice NYMEX étaient à 0 %, l'indice NGX représenterait 66,1 % des achats totaux. Le coût de ce portefeuille d'achat serait à peu près égal à 195 512 k\$ versus un coût initial de 199 263 k\$. Énergir ne voit pas de contrainte quant à l'augmentation de la proportion des achats à indice NGX dans son portefeuille.

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS POUR LA FOURNITURE DE GAZ NATUREL

- 4. Références :** (i) Pièce [B-0082](#), annexe 1, p. 1;
(ii) Pièce [B-0082](#), annexe 1, p. 2.

Préambule :

- (i) Énergir présente son portefeuille de contrats d'approvisionnement existants en fourniture de gaz naturel pour le plan d'approvisionnement 2026-2029.
- (ii) Énergir présente les achats de fourniture de gaz naturel projetés pour l'année 2025-2026.

Demandes :

- 4.1 La Régie note que les volumes de la colonne « Total visé 2025 » en référence (i) pour les points de livraison Empress et Dawn ne reflètent pas les achats totaux prévus pour ces deux points de livraison en référence (ii). Veuillez expliquer et, au besoin, déposer une version corrigée de la pièce B-0065.

Réponse :

Énergir remarque qu'une erreur s'était glissée à la page 1 de l'annexe 1 de la pièce en référence, à la colonne *Total visé 2025*. Une version révisée de la pièce Énergir-H, Document 3 est déposée.

- 4.1.1. Veuillez également concilier le volume total annuel de $2\,227\,10^6\text{m}^3$ à la référence (i) et les achats totaux prévus de $2\,332\,10^6\text{m}^3$ en référence (ii).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

4.1.2. La Régie note que le volume quotidien au point de livraison Empress, en référence (i), est de $1\,188\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Cependant, le volume annuel totalise $37\,10^6\text{m}^3$, soit un volume quotidien de $101\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Veuillez expliquer.

Réponse :

Le volume de $1\,188\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ est celui contracté pour le mois d'octobre 2025 exclusivement. Ainsi, le total annuel contracté d'avance est de $37\,10^6\text{m}^3$, soit $1\,188\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ durant 31 jours.

CALCUL DE L'OBLIGATION RÉGLEMENTAIRE GSR

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0056](#), p. 3;
 - (ii) Pièce [B-0082](#), annexe 6;
 - (iii) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0126](#), p. 3;
 - (iv) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0124](#), annexe 6.

Préambule :

- (i) Énergir présente le calcul de l'obligation réglementaire de GSR pour les années 2025-2026 à 2028-2029. Aux fins du calcul des volumes 2028-2029, les livraisons prévues pour les années 2025-2026 (LRA3) et 2026-2027 (LRA2) sont de $6\,151\,478\,10^3\text{m}^3$ et de $6\,155\,651\,10^3\text{m}^3$, respectivement. Pour l'année 2027-2028 (LPA1), les livraisons prévues sont de $6\,086\,003\,10^3\text{m}^3$.

En note 2, Énergir indique que pour les années 2025-2026, 2026-2027 et 2027-2028, les volumes utilisés sont ceux présentés à l'annexe 6 de la pièce Énergir-H, Document 3, excluant les volumes du tarif de réception.

En page 5, l'expression « tarif de verdissement » est maintenue, malgré la modification de l'article 11.4 des CST approuvée par la décision [D-2024-091](#), rendue au dossier R-4257-2024.

- (ii) Énergir présente son plan d'approvisionnement 2026-2029. Les volumes totaux de la demande prévue pour les années 2026, 2027 et 2028 sont de $6\,150\,10^6\text{m}^3$, $6\,152\,10^6\text{m}^3$ et $6\,086\,10^6\text{m}^3$, respectivement. Ce total de la demande inclut les volumes liés aux interruptions, au gaz perdu et usage de la compagnie, au gaz de compression et aux écarts de mesurage.
- (iii) Aux fins du calcul de l'obligation réglementaire de GSR pour l'année 2027-2028, les volumes utilisés pour les années 2024-2025 (LRA3), 2025-2026 (LRA2) et 2026-2027 (LPA1) étaient ceux présentés au sous-total de la demande à l'annexe 6 de la pièce B-0124 du dossier R-4257-2024 (référence (iv)).
- (iv) Énergir présente son plan d'approvisionnement 2025-2028.

Demandes :

5.1 En référence (i), la Régie note que les volumes utilisés aux fins du calcul des volumes 2028-2029 correspondent à la demande totale prévue en référence (ii). En comparaison, les volumes utilisés aux fins du calcul de l'obligation réglementaire en référence (iii) étaient ceux présentés au sous-total de la demande du dossier R-4257-2024 (référence (iv)).

5.1.1. Veuillez expliquer et justifier ce changement au présent dossier par rapport à la méthode habituelle.

Réponse :

Énergir confirme qu'il s'agit d'une erreur occasionnée par une mise à jour des données à la suite de la production de la pièce en référence (i). Le sous-total de la demande étant à privilégier, il s'agit d'une erreur et non pas d'un changement de méthodologie. Une version révisée de la pièce Énergir-H, Document 6 est déposée.

5.1.2. Veuillez indiquer laquelle des deux méthodes vous privilégieriez.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.1.1.

5.1.3. Veuillez déposer le calcul de l'obligation réglementaire en référence (i) en excluant les volumes liés aux interruptions, au gaz perdu et usage de la compagnie, au gaz de compression et aux écarts de mesurage, tel que calculés à la référence (iii).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.1.1.

5.1.4. Veuillez également remplacer les termes « tarif de verdissement » par « frais de socialisation du GSR » à la pièce B-0082.

Réponse :

Une version révisée de la pièce en référence (i) est déposée.

PRÉVISION D'APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GSR

6. Références :
- (i) Pièce [B-0056](#), p. 1;
 - (ii) Pièce [B-0056](#), p. 5;
 - (iii) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0126](#), p. 5;
 - (iv) Pièce [B-0056](#), p. 4;
 - (v) Pièce [B-0049](#), p. 43;
 - (vi) Pièce [B-0056](#), annexe 1.

Préambule :

- (i) Énergir présente sa prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR 2026 à 2029.
- (ii) Énergir présente le suivi des inventaires de GSR pour les années 2025-2026 à 2028-2029.
- (iii) Énergir présente le suivi des inventaires de GSR pour les années 2024-2025 à 2027-2028.
- (iv) Énergir présente le sommaire de la mise à jour de l'état de la demande volontaire en GSR pour les années 2024-2025 à 2028-2029.
- (v) Énergir présente ses prévisions des livraisons 2025-2029 pour le GSR.
- (vi) Énergir présente l'état de l'avancement de sa stratégie de commercialisation du GSR. Elle indique notamment avoir ajusté les contenus présentant l'achat de GSR, afin d'informer les clients au sujet de la nouvelle offre de subvention du programme d'encouragement à la décarbonation (PED).

Demandes :

6.1 À la référence (i) et pour l'année 2025-2026, la Régie note que les injections prévues de GSR de $263\,786\,10^3\text{m}^3$ sont inférieures aux volumes exigibles de $307\,454\,10^3\text{m}^3$. Cependant, ce déficit d'approvisionnement de $43\,667\,10^3\text{m}^3$ est compensé par les volumes prévus en inventaire au 30 septembre 2025 (référence (ii)).

6.1.1. Veuillez préciser les principaux défis auxquels Énergir pourrait être confrontés pour garantir l'atteinte de son obligation réglementaire pour l'année 2025-2026.

Réponse :

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 %.

6.1.2. Veuillez indiquer les volumes de GSR prévus pour les trois contrats de gaz de réseau GSR en territoire non approuvés pour l'année 2025-2026 (ligne 9 du tableau de la référence (i)).

Réponse :

Les trois contrats de gaz de réseau GSR en territoire non approuvés prévus pour l'année 2025-2026 sont une prévision des contrats qui pourraient être signés en 2025-2026. Énergir ne prévoit pas que ces contrats livreront des volumes pour l'année 2025-2026 puisque généralement, les contrats sont signés entre 18 et 24 mois avant le début des livraisons.

Énergir n'inclut pas les volumes projetés pour les contrats non approuvés étant donné la grande variabilité pouvant notamment découler des négociations ou du décalage des mises en service. Elle poursuit sa stratégie d'approvisionnement en GSR s'appuyant sur les trois mécanismes que sont les négociations de gré à gré, la conduite d'appels d'offres et, au besoin, de l'achat de volumes sur le marché court terme afin de combler la différence entre les volumes déjà contractés et les volumes nécessaires pour atteindre les prochains seuils sur l'horizon du plan.

6.1.3. Veuillez également indiquer les volumes de GSR prévus pour les deux contrats de gaz de réseau GSR hors territoire non approuvés pour l'année 2025-2026 (ligne 11 du tableau de la référence (i)).

Réponse :

Les deux contrats de gaz de réseau GSR hors territoire non approuvés prévus pour l'année 2025-2026 ne livreront pas de volumes pour l'année 2025-2026.

6.1.4. Veuillez préciser le nombre de contrats qui nécessiteront une approbation spécifique de la Régie. Veuillez également préciser à quel moment Énergir entend déposer ses demandes d'approbation des caractéristiques de ces contrats d'achat de GSR.

Réponse :

D'après le statut actuel de ses discussions, Énergir estime devoir présenter jusqu'à deux contrats qui nécessiteront une approbation spécifique d'ici la fin de l'année 2025-2026.

6.2 Selon la référence (iii), la Régie note qu'un volume total de $108\,283\,10^3\text{m}^3$ était prévu à l'inventaire de GSR au 30 septembre 2025. Toutefois, en référence (ii), l'inventaire précédent de GSR pour l'année 2025-2026 totalise $68\,238\,10^3\text{m}^3$, soit une baisse de $40\,045\,10^3\text{m}^3$ (ou 37 %) par rapport à la prévision au dossier R-4257-2024.

6.2.1. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que cet écart est attribuable à une réduction des volumes de GSR injectés en cours d'année 2024- 2025 par rapport à la prévision. Dans la négative, veuillez justifier l'écart constaté.

Réponse :

Énergir le confirme.

6.2.2. Le cas échéant, veuillez préciser les facteurs ayant mené à cette réduction des volumes injectés. Plus précisément, veuillez identifier les producteurs ou les sources d'approvisionnement dont les volumes de GSR ont été réduits, ainsi que les motifs de cette baisse.

Réponse :

La réduction des volumes injectés s'explique principalement par le report de la mise en service de deux projets de production de GSR :

- [REDACTED];
- [REDACTED].

6.2.3. Veuillez indiquer comment Énergir tient compte des risques inhérents à une réduction des injections de GSR en cours d'année dans sa prévision d'approvisionnement en GSR pour l'année 2025-2026. Veuillez élaborer.

Réponse :

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.

6.2.4. Veuillez identifier les mesures qu'Énergir met en place pour atténuer ces risques et assurer l'atteinte du seuil prévu au *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* pour l'année 2025-2026.

Réponse :

Veuillez vous référer aux réponses aux questions 6.1.1. et 6.2.3.

- 6.3 En vous référant aux références (iv) et (v), veuillez expliquer et élaborer davantage sur la baisse des volumes, par segment de clientèle, de la demande volontaire en GSR des prévisions 4/8 par rapport à l'année 2025-2026.

Réponse :

La baisse volontaire de GSR entre le 4/8 2024-2025 et 2025-2026 provient principalement du segment *PMD-existant Institutionnel* et *GE-existant Industriel*. Celle-ci s'explique majoritairement par la fin de contrats d'achats volontaires qui n'ont pas été renouvelés ou de retours vers la consommation de gaz naturel traditionnel pour des clients qui n'étaient pas sous contrat.

- 6.3.1. Considérant la référence (vi), veuillez détailler l'impact de l'offre de subvention du PED sur l'adhésion volontaire au GSR, en distinguant les effets selon les segments de la clientèle à faible et fort volume.

Réponse :

Les raisons spécifiques qui motivent chaque client à adhérer au GSR étant multiples (efforts marketing, conscience environnementale, objectifs environnementaux corporatifs, offre de subvention, etc.), Énergir n'est pas en mesure d'isoler l'impact du PED sur l'adhésion volontaire au GSR. Bien que cet impact ne puisse être isolé, il importe de mentionner que le PED favorise la consommation volontaire de GSR puisque la subvention diminue le surcoût du GSR et sécurise les ventes volontaires sur un horizon de plusieurs années en raison de la période minimale d'engagement de cinq ans.

INCLUSION DES CLIENTS INTERRUPTIBLES AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT

7. Références :
- (i) Dossier R-4257-2024, décision [D-2024-113](#), p. 140;
 - (ii) Pièce [B-0082](#), p. 18;
 - (iii) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0117](#), p. 21.

Préambule :

- (i) « [514] La Régie retient que les modifications proposées aux conditions d'entrée et de prolongation de contrat au tarif D₅ s'inscrivent dans une amélioration continue de la fiabilité du service interruptible.

[515] En conséquence, la Régie approuve les modifications proposées aux articles 14.4.1, 14.4.2.7 et 14.4.7 des CST, y incluant l'ajout du mot « prévus » à l'article 14.4.2.7. et fixe leur entrée en vigueur au 1^{er} décembre 2024. Les modifications approuvées sont présentées à la section 19.2.1 de la présente décision.

»

- (ii) Énergir a inclus les clients qu'elle a estimé incapables de s'interrompre, en se basant sur les retraits interdits effectués lors de la journée de pointe de l'hiver 2022-2023, dans la demande du service continu du scénario de base du présent plan d'approvisionnement.
- (iii) Énergir présente le nombre actuel de contrats de clients adhérant au tarif interruptible D₅, ainsi que leurs volumes d'interruptions associés, ventilés par date d'échéance.

Demandes :

- 7.1 Veuillez préciser l'impact des modifications aux CST approuvées par la Régie en référence (i) sur le nombre de clients considérés incapables de s'interrompre et les volumes inclus dans la prévision de la demande du service continu pour l'année 2025-2026 en référence (ii).

Réponse :

Énergir tient à porter à l'attention de la Régie la distinction entre les modifications aux articles des CST (14.4.1, 14.4.2.7 et 14.4.7) et le passage à la référence (ii).

Les modifications aux CST renforcent les conditions d'entrée et de sortie des clients qui souhaitent adhérer au tarif D₅. Ces modifications permettent de faire une meilleure sélection de la clientèle pour éviter des incapacités de s'interrompre lors de demandes d'interruptions causées par le manque d'une source d'énergie de second recours. Depuis l'entrée en vigueur de ces articles, trois contrats de clients n'ayant pu démontrer leur capacité à s'interrompre lors de demandes d'interruption n'ont pas été renouvelés. Cela dit, des six clients incapables de s'interrompre (veuillez vous référer à la réponse à la question 7.2), il n'y aura que trois clients dont le contrat sera en vigueur à l'hiver 2025-2026. De plus, des échanges avec la clientèle au tarif D₅ en prévision de l'hiver 2025-2026 auront lieu au courant de l'été 2025 et permettront de cibler la clientèle selon sa capacité ou pas à s'interrompre lors de demandes d'interruption.

En revanche, le volume des retraits interdits qui est inclus dans la prévision de la demande de service continu (référence (ii)) est une notion distincte qui assure à Énergir de disposer de suffisamment d'outils d'approvisionnement lors de la journée de pointe, en incluant les clients incapables de s'interrompre lors de la journée de pointe, peu importe le motif¹. Énergir tient à rappeler que certains clients adhérant au tarif D₅ peuvent éprouver diverses situations exceptionnelles lors de la demande d'interruption, qui pourraient les empêcher de s'interrompre (bris d'équipement, enjeux avec le fournisseur en achat direct, etc.).

Enfin, ces deux mesures permettent à Énergir, dans un premier temps, de restreindre l'entrée et la prolongation des clients incapables de s'interrompre au tarif D₅ et, dans un deuxième temps, d'assurer une sécurité d'approvisionnement si des cas exceptionnels surviennent auprès de cette même clientèle, les empêchant de s'interrompre lors de la journée d'interruption.

- 7.2 Veuillez mettre à jour le tableau de la référence (iii), mais en distinguant les clients incapables de s'interrompre, mentionnés à la référence (ii), des autres clients.

¹ Dossier R-4257-2024, décision D-2024-113.

Réponse :

Tableau Q-7.2

Date		Clientèle capable de s'interrompre		Clientèle incapable de s'interrompre	
		Contrats (nombre)	Volumes d'interruption totaux (GJ/jour – hiver 2024-2025)	Contrats (nombre)	Volumes d'interruption totaux (GJ/jour – hiver 2024-2025)
(du)	(au)				
2024-12-01	2025-11-30	8	3 771	3	2 038
2025-12-01	2026-11-30	7	2 069	1	59
2026-12-01	2027-11-30	34	29 036	2	588
2027-12-01	2028-11-30	12	7 255	0	0
2028-12-01	2029-11-30	1	248	0	0
Total		62	42 379	6	2 685

RÉDUCTION DES GES

8. Référence : Pièce [B-0062](#), p. 5 à 8.

Préambule :

Énergir présente les informations relatives aux projets visant une réduction des GES jusqu'en 2027-2028.

Demande :

8.1 La Régie note que la colonne *Coût par tonne* (3^e colonne), correspond au *Budget prévu* (2^e colonne) divisé par *l'Estimation des réductions des émissions de GES* (1^{re} colonne), sauf pour les trois projets suivants :

- Projets d'amélioration des actifs - remplacement des chaudières (tableaux 2 à 4);
- Plan d'électrification des véhicules légers (tableaux 1 à 4);
- Acquisition d'un tracteur routier électrique pour la disposition des sols (tableau 3).

Veillez expliquer ces exceptions et, fournir une version corrigée des tableaux, le cas échéant.

Réponse :

Comme expliqué à la page 3 de la pièce B-0062, Énergir-P, Document 2, le coût par tonne de GES évité est présenté en utilisant le coût total du projet et en le comparant au total des réductions d'émissions de GES sur la durée de vie minimale estimée du projet. Ce calcul est plus représentatif de la réalité que le fait de diviser le budget total des projets par les réductions d'émissions de GES de la première année des projets. C'est d'ailleurs ce qui avait été expliqué à la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie lors de la Cause tarifaire 2024-2025, à la pièce B-0183, Énergir-T, Document 12².

² https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4257-2024/doc/R-4257-2024-B-0183-DDR-RepDDR-2024_09_04.pdf.

Dans cette optique, le calcul du coût par tonne de GES évité pour tous les projets présentés aux tableaux 1 et 4 qui ont une durée de vie estimée définie est effectué en supposant la durée de vie minimale estimée du projet.

Par exemple, pour les projets d'amélioration des actifs du tableau 1, le coût estimé par tonne de GES évité est effectué en supposant une durée de vie sur 15 ans (durée de vie minimale estimée). Le coût serait donc de 1 511 \$/tCO₂ eq, soit 3,4 M\$/(150 x 15). Pour le plan d'électrification des véhicules légers du tableau 2, le coût estimé par tonne de GES évité pour ce projet serait de 253 \$/tCO₂ eq, soit 1,093 M\$/(720 x 6).

Quant aux projets pour lesquels il n'est pas possible de définir une durée de vie précise – par exemple : la méthode de localisation des infrastructures ou l'achat de GSR supplémentaire prévu – le calcul du coût par tonne de GES évité se fait en divisant le budget total des projets par les réductions d'émissions de GES de la première année.