

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 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<sup>ER</sup> OCTOBRE 2025**

---

**MODIFICATIONS AUX PIÈCES DU DOSSIER TARIFAIRES ET DU RAPPORT ANNUEL**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0166](#), Annexe 1 ;
  - (ii) Pièce [B-0080](#), p. 3;
  - (iii) [R-6.01, r. 8 - Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement.](#)

**Préambule :**

(i) Énergir présente, pour la période 2003 à 2025, une comparaison des prévisions des ventes annuelles avec les données réelles et une comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles.

(ii) « *Comme les données relayées dans ces tableaux sont un comparatif de données prévisionnelles et de données réelles, Énergir propose d'abolir l'annexe 1 de la pièce Plan d'approvisionnement gazier – Prévision des livraisons des dossiers tarifaires des années subséquentes et de déplacer les tableaux qui s'y trouvent au rapport annuel selon la proposition expliquée à la section suivante.* » [note de bas de page omise]

(iii) « 1. Le plan d'approvisionnement que tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie de l'énergie doit contenir les renseignements suivants:

[...]

*2° les données sur la demande et sur les approvisionnements sur un horizon d'au moins 10 ans dans le cas des distributeurs d'électricité et d'au moins 3 ans dans le cas des distributeurs de gaz naturel, décrivant:*

*a) les prévisions des besoins de leurs marchés, en identifiant la contribution des programmes d'efficacité énergétique en cours ou engagés, ventilées par secteur de consommation et par usage final ou par caractéristique de consommation, incluant notamment une analyse de sensibilité et une comparaison des prévisions contenues au plan précédent avec les données réelles observées sur la période du plan précédent; [...] » [nous soulignons]*

**Demande :**

- 1.1 Veuillez expliquer et justifier votre proposition telle que présentée aux références (i) et (ii) eu égard aux dispositions du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* présenté en référence (iii).

**RÉDUCTION DES GES**

2. Références :
- (i) Pièce [B-0062](#), p. 3 et 9;
  - (ii) Pièce [B-0162](#), p. 27, réponse à la question 8.1;
  - (iii) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0183](#), p. 14, réponse à la question 4.1;
  - (iv) Dossier R-4257-2024, décision [D-2024-113](#), p. 100.

**Préambule :**

(i) « En réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie – à la pièce B-0183, Énergir-T, Document 12 – Énergir convenait que le coût par tonne de GES évité présenté aux tableaux de la pièce B-0118 était surestimé et a alors présenté le coût par tonne de GES évité par projet 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. Énergir étant d'avis que ce calcul est plus représentatif de la réalité, elle propose donc de présenter les tableaux 1 à 4 en fonction du calcul du coût par tonne de GES évité, présenté dans la pièce B-0183.

[...]

Énergir demande à la Régie de prendre acte du présent suivi. » [note de bas de page omise] [nous soulignons]

(ii) « 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 12 » [nous soulignons]

(iii) « Il est possible de présenter les coûts par tonne d'émission :

- en utilisant le coût moyen annuel estimé du projet et en comparant celui-ci aux réductions des émissions de GES pour une année; ou

- en utilisant le coût total du projet et en comparant celui-ci au total des réductions d'émission de GES sur la durée de vie estimée du projet

*Dans un cas comme dans l'autre, le résultat est le même et nécessite la prise en compte de certaines hypothèses, notamment en ce qui concerne la durée de vie du projet et l'absence de coûts d'amortissement. Par exemple, pour les projets d'amélioration des actifs du tableau en référence (i), le calcul peut être fait en supposant une durée de vie sur 15 ans (durée de vie minimale estimée). Le coût estimé par tonne pour les projets d'amélioration des actifs serait donc de 868 \$/tCO<sub>2</sub> eq., soit 5 M\$/(384x15).*

[...]

*Bien que les calculs demandés par la Régie puissent se faire, Énergir se questionne sur leur pertinence. Il est à noter que parmi les projets présentés, plusieurs ne servent pas uniquement à la réduction des GES. Dans certains cas, des projets doivent se faire pour des raisons opérationnelles par le remplacement des équipements en fin de vie utile.* » [nous soulignons]

(iv) « [347] La Régie prend acte du suivi de la décision D-2021-140 (paragraphe 407). Elle demande à Énergir demande de remplacer, à compter du prochain dossier tarifaire, les tableaux 1 à 4 de la pièce B-0129 par ceux de la pièce B-0118, présentés en réponse à la question 7.1. » [nous soulignons]

#### **Demandes:**

- 2.1 Aux références (i) et (ii), Énergir indique que « *Ce calcul est plus représentatif de la réalité* ». Or, lors du dossier tarifaire précédent, à la référence (iii), Énergir se questionnait sur la pertinence de ce même calcul. Veuillez élaborer et expliquer, le cas échéant, en quoi la réflexion d'Énergir a évolué depuis le dernier dossier tarifaire.
- 2.2 Veuillez expliquer la demande d'Énergir à la Régie de « prendre acte » de sa proposition présentée à la référence (i), considérant la demande de la Régie énoncée à la référence (iv) et la proposition au présent dossier. Veuillez expliquer.

### **MODIFICATIONS AU TEXTE DES *CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF (CST)***

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0151](#), p. 3 et 4;
  - (ii) Article 1.2 des [Conditions de service et Tarif](#).

**Préambule :**

(i) « Depuis plusieurs années, Énergir a entrepris une transition vers la facture électronique dans le cadre de son engagement à réduire l'utilisation de papier.

[...]

Malgré le fait qu'environ 70 % des clients d'Énergir aient opté pour la facture électronique,

[...]

L'article 1.2 des CST prévoit que le distributeur achemine une copie papier des CST à la demande des clients. En raison de la très faible demande des clients, Énergir a cessé de produire des impressions systématiques. Dans ce contexte, Énergir suggère de retirer l'obligation d'informer les clients du fait qu'ils peuvent obtenir une copie des CST sans frais. Malgré ce qui précède, Énergir confirme que les CST pourront être imprimées et transmises aux clients qui en feront la demande, et ce, sans frais » [nous soulignons]

(ii) « 1.2 Le distributeur informe ses clients quant aux présentes conditions de service et à l'application des divers services et tarifs. De plus, lors de l'entrée en vigueur de nouvelles conditions de service ou de nouveaux tarifs, le distributeur en informe ses clients par écrit. Il les informe également de la disponibilité de différents tarifs, de leur droit de bénéficier du tarif de distribution le plus avantageux et d'obtenir, sans frais, une copie des Conditions de service et Tarif. »

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez fournir des données qui permettraient de mieux apprécier l'impact financier de la proposition énoncée à la référence (i), soit notamment : le nombre de clients ayant demandé des CST imprimés au cours des dernières années, la part de ceux-ci ayant opté pour la facture électronique, les coûts d'impression et la réduction de ces coûts estimée par Énergir.
- 3.2 L'article 1.2 des CST, présenté en référence (ii), vise à s'assurer qu'Énergir informe ses clients quant aux conditions de service et à l'application des divers services et tarifs auxquels il a droit. Considérant notamment votre réponse à la question précédente,

veuillez justifier davantage votre proposition, laquelle vise à retirer une obligation d'informer le client d'un service auquel il a droit.

4. Référence : Pièce [B-0151](#), p. 3 et 4.

**Préambule :**

*« En novembre 2024, Énergir a été confrontée à la grève de Postes Canada, ce qui a généré des perturbations importantes au niveau du service à la clientèle. L'envoi des factures aux clients ainsi que des avis de recouvrement a été compromis. Malgré le fait qu'environ 70 % des clients d'Énergir aient opté pour la facture électronique, les avis de recouvrement continuent d'être transmis par courrier postal, conformément aux modalités des Conditions de service et Tarif (CST)*

*Afin de pallier cette situation et de renforcer l'efficacité des communications avec sa clientèle, Énergir propose de modifier l'article 9.4.1 de ses CST. Ces modifications visent à permettre l'envoi des avis de recouvrement directement via le portail client en ligne pour les clients ayant souscrit à la facture électronique.*

[...]

*Énergir propose de modifier le libellé de l'article 9.4.1 pour lui permettre d'acheminer de manière électronique les avis de recouvrement aux clients inscrits à la facture électronique. Énergir propose de libeller l'article de la façon suivante :*

1. Rappel

*Lorsqu'une facture demeure impayée après la date d'échéance, le distributeur envoie par écrit un rappel ~~à l'adresse de facturation~~ au client selon son mode de correspondance choisi ou procède à un rappel téléphonique.*

2. Avis final

*En cas de non-paiement de la facture à la suite du rappel, le distributeur envoie un avis final écrit au client selon son mode de correspondance choisi, dans le cadre d'un envoi distinct, ~~à l'adresse de facturation~~ en utilisant un moyen d'envoi dont il pourra faire la preuve. Cet avis indique au client qu'à défaut de paiement, le service de gaz naturel peut être interrompu.*

[...] »

## **Demandes**

La Régie veut s'assurer de l'efficacité de cette mesure et s'interroger sur le lien causal direct entre la lecture par la clientèle de la documentation déposée par Énergir sur le portail client en ligne et les actions de la clientèle suivant cette lecture. De plus, la Régie se questionne sur l'impact de cette mesure si, pour divers motifs, la clientèle n'est plus en mesure d'accéder au portail client en ligne.

4.1 Veuillez préciser si le portail client en ligne pour les clients ayant souscrit à la facture électronique permet de constater s'il y a eu lecture des documents transmis.

4.1.1. Si oui, veuillez fournir les données sur la corrélation entre la lecture de ces documents et les actions de la clientèle inscrits au portail client en ligne.

4.2 Veuillez commenter la possibilité de prévoir l'envoi du rappel et de l'avis final par écrit, par le mode de correspondance choisi, tout en maintenant lesdits envois à l'adresse de facturation dans un souci de faciliter et renforcer les communications avec les clients. Le cas échéant, veuillez proposer les modifications appropriées à l'article 9.4.1 des CST qui reflèteraient cette proposition.

4.2.1. Veuillez commenter cette possibilité selon le cas qu'il y ait, ou non, lecture des documents déposés sur le portail client en ligne.

5. **Référence :**
- (i) Pièce [B-0151](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [B-0151](#), p. 7 et 8;
  - (iii) Décision [D-2025-055](#), par. 127 et 128.

### **Préambule :**

(i) Énergir indique que, dans le cadre de la Cause tarifaire 2023-2024 (R-4213-2022), elle soumettait certaines modifications au texte des Conditions de service et Tarif (CST) au sujet de certaines obligations minimales annuelles (OMA). À l'occasion de celles-ci, et en cours de processus réglementaire, une erreur s'est glissée dans le texte des CST et perdue dans les versions actuellement en vigueur du document.

Énergir soumet que l'article 14.3.6 relatif au service de distribution des tarifs D3-D4 a indûment été retiré des CST depuis 2023.

Afin de corriger l'erreur et rétablir l'article relatif à l'obligation minimale relative aux tarifs D3-D4, Énergir propose deux modifications au texte des CST aux versions française et anglaise.

(ii) Énergir propose de modifier le nom de la zone de consommation Bécancour pour Mauricie.

(iii) « [127] Toutefois, la Régie comprend qu'il serait complexe de calculer la catégorie D du tarif DR pour le GSR injecté à Ste-Sophie de la manière prévue à la décision D-2011-108, notamment en raison du fait que la notion de zone de consommation est devenue inutile.

[128] De plus, considérant que les discussions sur les modalités tarifaires avec TCPL/TQM pour les contrats de transport se poursuivent, la Régie comprend qu'Énergir ne serait pas nécessairement en mesure de proposer une structure tarifaire finale. Elle indique cependant qu'elle serait en mesure de déposer, dans le cadre de la Phase 2 du présent dossier, une tarification temporaire d'ici à ce que l'ensemble des données soit connu et évalué. » [note de bas de page omise]

### **Demandes**

5.1 Veuillez déposer le texte complet des CST en version française et anglaise, en y intégrant et en identifiant clairement, l'ensemble des modifications proposées au présent dossier.

Veuillez également y identifier, le cas échéant, les articles dont l'application a été suspendue par une décision de la Régie en y ajoutant toute note jugée appropriée.

5.2 Veuillez indiquer si, en regard de la référence (iii), la demande de modifier l'article 14.5.2.2.1 des CST est toujours requise.

5.3 Veuillez également préciser la date à laquelle Énergir entend déposer sa proposition pour la tarification du tarif de transport de Sainte-Sophie, en indiquant s'il s'agit d'une proposition temporaire ou non.

### **PRÉVISION DES LIVRAISONS**

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0166](#), p. 19 et 20, tableau 15;
  - (ii) Pièce [B-0162](#), p. 2, R-1.1.

#### **Préambule :**

(i) Énergir présente, au tableau 15, la révision volumétrique 4/8 2024-2025 pour les livraisons au marché des grandes entreprises.

(ii) « 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. »*

**Demandes :**

- 6.1 À la référence (ii), veuillez préciser la distinction entre une hypothèse et un facteur déterminant. Veuillez illustrer cette distinction dans le contexte du plan d'approvisionnement.
- 6.2 Hormis les révisions découlant de changements aux perspectives de croissance économique, veuillez présenter les hypothèses révisées à la baisse, mentionnées à la référence (ii). Veuillez expliquer ces révisions.
- 6.3 Veuillez présenter les facteurs déterminants présentant des variations positives par rapport à la prévision initiale, mentionnés à la référence (ii), autre que le niveau attendu de livraison de la clientèle des grandes entreprises. Veuillez expliquer ces variations.
- 6.4 Veuillez identifier les composantes du tableau en référence (i) présentant des variations positives du niveau attendu de livraisons de la clientèle des grandes entreprises, mentionné à la référence (ii). Veuillez expliquer ces variations.
- 6.5 Veuillez indiquer si certaines composantes du tableau en référence (i) présentent des variations négatives depuis l'élaboration du plan d'approvisionnement. Le cas échéant, veuillez expliquer ces variations.
- 6.6 Veuillez indiquer comment l'ensemble des révisions aux hypothèses et aux facteurs déterminants, mentionnées à la référence (ii), permettent à Énergir de conclure que le scénario de base demeure le scénario le plus pertinent. Veuillez élaborer et présenter les différents impacts en les chiffrant.

## TRANSFERTS VERS L'ÉLECTRICITÉ ATTRIBUABLES À LA BIÉNERGIE

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0166](#), p. 22 et 23;
  - (ii) Pièce [B-0166](#), p. 30, tableau 19;
  - (iii) Pièce [B-0166](#), p. 32;
  - (iv) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0117](#), p. 11, tableau Q-3.4.

### Préambule :

(i) « De plus, les estimations lors de la Cause tarifaire 2024-2025 anticipaient une réduction plus élevée des livraisons aux volets résidentiel, commercial et institutionnel des programmes de biénergie ((12,8)  $10^6 m^3$  vs (9,6)  $10^6 m^3$ ).

*Le volet résidentiel du programme de biénergie est entré en vigueur en juin 2022. Les volets commercial et institutionnel sont entrés à leur tour en vigueur en novembre 2023. Cependant, l'offre biénergie pour ces deux derniers volets s'est matérialisée à partir de la deuxième partie de l'année 2023-2024, influencée par les multiples complexités liées à la commercialisation (la vulgarisation de l'offre, les configurations des équipements et les travaux à réaliser, par exemple). La prévision a pris en considération ce contexte en révisant les taux de pénétration des volets commercial et institutionnel à des niveaux plus conservateurs, car l'année 2024-2025 sera la première année complète de démarrage pour ces deux volets ».*

(ii) Énergir présente, dans le tableau 19, les livraisons de gaz naturel 2026-2029 pour le marché petit et moyen débits.

(iii) « Biénergie : Le volet résidentiel du programme de biénergie est entré en vigueur en juin 2022. Les volets commercial et institutionnel sont entrés à leur tour en vigueur en novembre 2023. De ce fait, les volumes transférés vers l'électricité attribuables à la biénergie sont prévus à -14,7  $10^6 m^3$  pour 2025-2026. Ces volumes augmenteront progressivement pour atteindre jusqu'à -26,5  $10^6 m^3$  par année à l'horizon 2028-2029.

*L'évolution réelle observée du programme de biénergie résidentielle a permis de maintenir la courbe de pénétration du volet résidentiel en termes de taux de pénétration annuel ainsi que la répartition mensuelle de l'adhésion des clients au cours d'une année. Les hypothèses de biénergie pour le secteur résidentiel prennent en considération un taux de pénétration en termes de nouveaux clients de 60 % pour 2024-2025 et de 74 % en 2025-2026.*

*L'évolution réelle observée du programme de biénergie commercial et institutionnel a permis de revoir la courbe de pénétration de ces deux secteurs. Les hypothèses des volets commercial et institutionnel prévoient des taux de pénétration de 9 % du potentiel de clients admissibles à la biénergie en 2024-2025 pour chacun des volets et de 18 % en 2025-2026 ».* [nous soulignons]

(iv) Énergir présente, dans le tableau Q-3.4, les taux de pénétration et les potentiels de référence qui ont servi aux calculs annuels des « Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie ».

**Demandes :**

7.1 Veuillez préciser quelles hypothèses ont été révisées pour le calcul des volumes transférés vers l'électricité attribuables à la biénergie, outre celles se rapportant aux taux de pénétration des volets commercial et institutionnel (références (i) à (iii))

7.2 Veuillez fournir, pour les volets résidentiel, commercial et institutionnel, les taux de pénétration et les potentiels de référence qui ont servi aux calculs annuels des transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie, selon le modèle de la référence (iv).

**DIVERSIFICATION DES INDICES DE FOURNITURES**

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0059](#), p. 8 à 10;
  - (ii) Dossier R-4114-2019, pièce [B-0064](#), p. 5;
  - (iii) Dossier R-4288-2024, pièce [B-0068](#), Annexe 1, p. 2.

**Préambule :**

(i) Énergir présente, dans le tableau 3, les écarts entre les différentiels de lieu conclus à l'avance et réels, mensuellement entre 2015 et 2024. Elle indique ensuite ceci :

*« En éliminant le facteur de décision qui est l'atteinte de la cible de 50 % des achats d'avance sur la base de l'indice NYMEX, Énergir pourra se concentrer sur l'analyse des signaux de marché et contracter les molécules à l'indice NYMEX seulement lorsque les écarts de valeur entre points de livraison semblent favorables pour la clientèle.*

[...]

*En visant à effectuer des transactions à l'avance sur la base de l'indice NYMEX principalement lorsque le prix d'avance se situe sous la moyenne historique, Énergir favoriserait l'atteinte de meilleurs résultats pour la clientèle. »*

(ii) Énergir présente l'historique des achats réels à Dawn pour l'année 2017-2018.

(iii) Énergir présente l'historique des achats réels à Dawn pour les années 2020-2021 et 2021-2022.

**Demandes :**

- 8.1 Outre l'écart entre les prix des indices NYMEX et NGX (référence (i)), quels sont les autres circonstances qui militent pour délaisser le volume comme facteur de décision.
- 8.2 Veuillez préciser à quelle moyenne historique Énergir réfère, à la référence (i), et sur quelle période cette moyenne sera calculée.
- 8.3 Veuillez préciser comment Énergir envisage de suivre, à l'avenir, l'évolution des coûts de sa stratégie de diversification des achats d'avance à Dawn.
- 8.4 Veuillez confirmer que, dans le tableau de la référence (i), les données manquantes s'expliquent par l'absence d'achat d'avance sur la base de l'indice NYMEX.
- 8.4.1. Dans l'affirmative, veuillez expliquer l'absence de donnée pour les mois d'avril 2018, 2021 et 2022 dans le tableau de la référence (i), bien que, selon les tableaux aux références (ii) et (iii), Énergir a effectué des achats d'avance sur la base de l'indice NYMEX au cours de ces mois.
- 8.5 Veuillez commenter la possibilité pour Énergir de fournir les données du tableau de la référence (i), malgré l'absence, pour un mois donné, d'achat d'avance sur la base de l'indice NYMEX.
- 8.5.1. Veuillez commenter la possibilité pour Énergir de déposer, dans les prochains dossiers de rapports annuels, le tableau de la référence (i).

**PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT À LA DÉCARBONATION**

9. **Références :**
- (i) Pièce [B-0088](#), p. 3 et 4;
  - (ii) Pièce [B-0088](#), p. 3;
  - (iii) Dossier R-4288-2024, pièce [B-0092](#), p. 3;
  - (iv) Pièce [B-0104](#), p. 1;
  - (v) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0049](#), p. 1;
  - (vi) Pièce [B-0104](#), p. 3;
  - (vii) Tableau produit par la Régie.

**Préambule :**

- (i) « Dans la proposition présentée initialement Énergir limitait l'aide financière octroyée par le biais du PED à 15 000 \$ par client par adresse de service pour la clientèle consommant moins de

125 000 m<sup>3</sup>, afin d'avoir un contrôle budgétaire sur ce nouveau programme dont Énergir ne connaissait pas encore les retombées. Depuis l'entrée en vigueur du programme, Énergir constate que l'aide financière octroyée à travers le PED est sous contrôle et en deçà des prévisions.

Énergir s'est questionné sur les raisons expliquant que les clients ne fassent pas davantage appel au PED. Une des raisons semble être associée au montant maximal de 15 000 \$. Celui-ci freine les efforts de décarbonation de sa clientèle en empêchant l'éligibilité des GES évités à cette aide financière lorsque le 15 000 \$ est atteint. L'application de la formule qui établit le montant de la subvention par tonne de GES évités à 200 \$ fait en sorte qu'un client qui atteint la limite de 15 000 \$ par adresse, mais qui évite plus de GES que ceux compris dans la formule, recevra un montant moindre par tonne de GES évités. Ainsi, pour la clientèle dont les GES évités dépassent 40 000 m<sup>3</sup>, l'aide financière du PED n'est pas suffisamment intéressante pour encourager les clients à se décarboner. Pour remédier à ce genre de situation, Énergir propose de retirer le plafond de 15 000 \$ tout en respectant les formules approuvées par la Régie, soit en respectant le montant de 200 \$ par tonne de GES évités à l'exception des clients dont les subventions sont traitées de manière discrétionnaire (c'est-à-dire les clients qui consomment plus de 125 000 m<sup>3</sup> annuellement), dont le montant pourrait être moindre que 200 \$ la tonne de GES évités. » [Nous soulignons]

(ii) « Dans la Cause tarifaire 2023-2024, Énergir s.e.c. (Énergir) présentait le Programme d'encouragement à la décarbonation (ci-après Programme ou PED) que la Régie de l'énergie (Régie) a approuvé dans ses décisions D-2023-127 et D-2023-140. L'entrée en vigueur du PED fut fixée au 1er avril 2024. Depuis, Énergir constate que l'utilisation du PED pour subventionner les efforts de décarbonation de sa clientèle n'est pas à son plein potentiel. Ainsi pour encourager davantage les efforts de décarbonation, Énergir souhaite apporter des ajustements au Programme. Le texte révisé du Programme reflétant ces ajustements se trouve à l'annexe 1. » [Nous soulignons]

(iii) « Au paragr. 356 de la décision D-2023-127, la Régie a approuvé le PED. Ce programme vise l'adoption de mesures afin de réduire les émissions de GES chez la clientèle existante en fournissant un incitatif financier aux clients qui adhèrent à un tarif de biénergie d'un distributeur d'électricité ou qui substituent une portion de leur consommation de GNT par du GSR. Depuis l'entrée en vigueur du PED le 1<sup>er</sup> avril 2024, Énergir a versé 0,4 M\$ à 709 clients contribuant à l'évitement de 4 452 tonnes de GES. Au cours de la même période, Énergir a signé des engagements pour une valeur de 2,1 M\$. »

(iv) Énergir présente les budgets 2024-2025 et 2025-2026, ainsi que la prévision 4/8 2025 des additions à la base de tarification.

(v) Énergir présente les budgets 2023-2024 et 2024-2025, ainsi que la prévision 4/8 2024 des additions à la base de tarification.

(vi) « La hausse de 3,2 M\$ des investissements en Programmes commerciaux – PED entre la prévision 4/8 2025 et la CT 2025-2026 s’explique par une croissance anticipée du nombre de conversions à la biénergie pour le marché affaires ».

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

	Dossier tarifaire 2023-2024	Dossier tarifaire 2024-2025	Dossier tarifaire 2025-2026
Budget associé au PED (000\$)	4 527	7 174	7 163

**Demandes :**

9.1 Outre l’insuffisance de l’aide financière mentionnée à la référence (i), veuillez préciser les raisons pour lesquelles les clients ne feraient pas davantage appel au PED.

9.2 Compte tenu des références (vi) et (vii), veuillez préciser les raisons pour lesquelles le PED n’a pas atteint son plein potentiel en référence (ii).

9.3 Pour le client s’engageant à consommer du GSR, veuillez convertir, en ¢/m<sup>3</sup>, le montant de l’aide financière fourni par le PED pour chaque m<sup>3</sup> consommé. Veuillez fournir les calculs utilisés.

9.3.1. Veuillez comparer ce montant de l’aide financière actuelle fournie par le PED et les frais de socialisation GNR pour l’année 2025-2026.

9.3.2. Veuillez commenter les impacts pour la clientèle si l’aide financière du PED devait excéder les frais de socialisation.

9.4 Veuillez fournir, sous forme de fichier Excel, le tableau suivant pour les 709 clients mentionnés à la référence (iii).

Client	Type de client (résidentiel, industriel ou commercial)	Type de GES évités (GSR ou biénergie)	Quantité de GES évités	Montant de subvention versé
1				
2				
3				
...				

9.5 En référence (i), Énergir propose le retrait du plafond d'aide de 15 000 \$ par client. Veuillez indiquer si Énergir prévoit mettre un plafond global annuel maximal pour le PED. Veuillez élaborer.

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0088](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [B-0088](#), p. 10;
  - (iii) Pièce [B-0088](#), p. 6;
  - (iv) Pièce [B-0088](#), p. 12.

**Préambule :**

(i) « 2.2.1 [...] Peut être admissible au Programme un Client dont l'Adresse de service est raccordée au réseau du Distributeur depuis au moins 12 mois et qui rencontre l'une des deux conditions suivantes ». [Nous soulignons]

(ii) « 2.2.2 [...] Le montant de l'aide financière sera calculé sur le pourcentage excédentaire d'engagement de consommation de GSR par rapport au minimum requis par la réglementation en vigueur au moment de l'engagement ou advenant l'absence d'un minimum requis par la réglementation, sur un pourcentage excédant 5 % ».

(iii) Énergir présente la formule des GES évités admissibles pour le GSR :

$$\frac{\text{GES évités admissibles}}{=} \frac{\text{historique de consommation} \times (\% \text{ de GSR contracté} - \% \text{ de GSR obligatoire selon la réglementation en vigueur}) \times (\text{Facteur d'émission du gaz naturel} - \text{Facteur d'émission du biométhane})}{}$$

(iv) « Le versement de l'aide financière au Bénéficiaire en vertu du Programme s'effectuera sous forme d'un seul paiement ou de plus d'un paiement lorsque la situation le justifie, à la suite d'une démonstration d'admissibilité au Programme. »

**Demandes :**

10.1 Veuillez préciser les motifs pour lesquels Énergir juge nécessaire d'ajouter la mention « Peut-être » dans le texte de l'article 2.2.1 du programme tel que mentionné à la référence.

10.2 Veuillez concilier la proposition d'Énergir citée à la référence (ii) et la formule de la référence (iii). Veuillez élaborer.

10.2.1. Veuillez préciser ce qu'entend Énergir par l'expression « *absence d'un minimum requis* » proposée à la référence (ii).

10.3 Veuillez préciser les circonstances pour lesquelles l'aide financière serait effectuée en plusieurs versements.

### SUIVI DE LA DÉCISION D-2023-018

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0091](#), p. 7 et 8;
  - (ii) Pièce [B-0091](#), p. 9;
  - (iii) Pièce [B-0091](#), p. 6;
  - (iv) Pièce [B-0091](#), p. 8;
  - (v) Pièce [B-0091](#), p. 10;
  - (vi) Dossier R-4213-2022, pièce [B-0011](#), p. 9, réponse à la question 1.8.

**Préambule :**

- (i) « [...] Énergir constate que :
- *Le prix élevé du GSR réduit la probabilité qu'un client qui est actuellement au GNT opte pour le GSR ou la biénergie GSR lors du remplacement de ses appareils ;*
  - *Le niveau d'incertitude qu'engendrent les initiatives de décarbonation, tant au niveau municipal que provincial, augmente la probabilité qu'un client optant aujourd'hui pour le GNT ne souhaite pas remplacer ses appareils à la fin de leur durée de vie utile, ou ne puisse pas le faire en fonction des réglementations qui existeront à ce moment ;*
  - *Il est difficile de prévoir quelle forme prendra l'offre biénergie dans 20 ans. En tenant pour acquis que l'offre sera renouvelée avec Hydro-Québec selon les paramètres actuels, pour un client souhaitant se convertir à la biénergie dans 20 ans, Énergir verrait la perte de volumes être compensée en grande partie par une contribution GES. Ainsi, l'impact marginal de l'hypothèse moins restrictive de 30 % des volumes proposée par la Régie aurait un impact quasi nul sur l'analyse de rentabilité de ce client ;*
  - *Finalement, Énergir rappelle qu'elle tente toujours de limiter les investissements requis pour la modification de ses systèmes informatiques et que l'ajout de volumes pour les années 21 à 40 nécessiterait de nombreuses modifications, alors que les revenus additionnels générés, une fois actualisés, auraient un faible impact marginal sur l'évaluation de ces raccordements.*

À la lumière de l'ensemble de ces constats, Énergir considère que le critère de prudence devrait primer sur l'évaluation des volumes projetés pour déterminer la rentabilité des projets pour les marchés visés. Ainsi, Énergir ne souhaite pas appliquer l'hypothèse moins restrictive selon laquelle les clients des marchés visés maintiendraient une consommation équivalente à 30 % des volumes pour les années 21 à 40. »

- (ii) « Au moment de rendre la décision D-2023-018, les seuils d'engagement GSR requis pour qu'un client en non-biénergie profite de la période d'évaluation de 40 ans n'étaient pas

déterminés. À la suite de la décision de la Régie approuvant la mesure sur les raccordements 100 % renouvelables, il n'a plus été nécessaire de définir de seuil et de période d'engagement, les clients nouvellement raccordés étant soumis à l'obligation de consommer du GSR. Toutefois, après le renversement de cette décision, Énergir a été contrainte de réévaluer son application des seuils. En cohérence avec son engagement concret à promouvoir des solutions faibles en carbone et ainsi limiter l'ajout de GES générés par le développement du réseau, Énergir a décidé de conserver un seuil de 100 % de consommation de GSR, accompagné d'un contrat de 5 ans pour l'option non-biénergie, pour qu'un client des marchés visés puisse profiter d'une période d'évaluation de 40 ans pour la projection des volumes et des revenus lors du calcul de rentabilité. »

(iii) Énergir présente la moyenne des contributions, l'IP et le PMT pour les segments résidentiels et affaires, ainsi que les résultats si les volumes avaient été considérés sur 40 ans.

(iv) Énergir présente la grille approuvée par la Régie pour l'application du nombre d'années à tenir compte pour la projection des volumes et des revenus dans l'évaluation de la rentabilité des nouveaux raccordements pour les différents segments de marchés.

(v) Énergir présente la grille proposée pour l'application du nombre d'années à tenir compte pour la projection des volumes et des revenus dans l'évaluation de la rentabilité des nouveaux raccordements pour les différents segments de marchés.

(vi) Énergir présente les impacts sur le point mort tarifaire (PMT), l'indice de profitabilité (IP) et la contribution financière d'une évaluation et d'un amortissement sur 20 ans.

### **Demandes :**

11.1 À partir de la référence (i), veuillez :

11.1.1. Fournir un exemple chiffré en soutien à l'affirmation de la première puce.

11.1.2. Fournir des données illustrant l'impact quasi nul mentionné à la troisième puce.

11.1.3. Préciser les modifications requises au système informatique indiquées à la quatrième puce, ainsi qu'une estimation des coûts pour les réaliser.

11.1.4. Veuillez préciser ce qui permet à Énergir de tenir pour acquis qu'Hydro-Québec reconduira les paramètres actuels de l'entente.

11.1.5. Veuillez préciser les impacts sur votre proposition si cette entente n'était pas renouvelée.

11.2 Veuillez indiquer si d'autres scénarios que celui de la référence (ii) ont été envisagés.

- 11.2.1. Dans l’affirmative, veuillez préciser pourquoi ils n’ont pas été retenus.
- 11.2.2. Dans la négative, veuillez élaborer.
- 11.3 Étant donnée la nouvelle grille proposée à la référence (v), veuillez indiquer si Énergir a évalué l’impact sur le nombre de nouveaux raccordements. Veuillez notamment préciser si le nombre de nouveaux raccordements serait affecté négativement avec une imposition d’une période d’évaluation de 20 ans à tous les nouveaux clients ne consommant pas de GSR à 100 % pour une période de 5 ans.
- 11.3.1. Veuillez fournir les données comparatives concernant le nombre de nouveaux raccordements entre la grille approuvée à la référence (iv) et ceux prévus à la grille proposée à la référence (v).
- 11.3.2. Considérant le scénario proposé aux références (ii) et (v), veuillez présenter un scénario fictif afin de comparer combien payerait en moyenne annuellement un nouveau client consommant 100 % GSR comparativement à un nouveau client consommant uniquement du GNT. Veuillez inclure dans ce calcul la contribution exigée, le volume et les frais reliés aux volumes consommés, ainsi que les frais reliés à la socialisation. Veuillez présenter le détail des calculs en format Excel et préciser les hypothèses retenues.
- 11.3.3. Veuillez déposer une mise à jour du tableau en référence (vi) pour tenir compte de la nouvelle grille proposée à la référence (v).
- 11.3.4. Énergir a-t-elle envisagé la possibilité que la grille proposée dans la référence (v) applique des critères différents pour les segments de marché résidentiel, commercial et institutionnel. Veuillez élaborer.
- 11.3.4.1. Dans la négative, veuillez commenter la possibilité pour Énergir de modifier la grille proposée à la référence (v) afin qu’elle comporte des critères différents par segments de marchés.
- 11.4 Étant donnée la nouvelle grille proposée à la référence (v), veuillez indiquer si l’élimination des plafonds des segments de marché affectera la contribution moyenne pour une période d’évaluation de 20 ans tel que présenté à la référence (iii).
- 11.5 Veuillez indiquer les taux d’effritement utilisés dans votre analyse. Veuillez également indiquer si une mise à jour de ces taux serait requise dans un contexte d’un scénario de décroissance importante de consommation de gaz naturel.

## SUIVI DE LA DÉCISION D-2023-068

- 12. Références :** (i) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0162](#), p. 11, réponse à la question 4.3;  
(ii) Pièce [B-0094](#), p. 2.

**Préambule :**

(i) Énergir présente les aides financières prévues pour les participants en mode biénergie pour les volets d'appareils dans le cadre du PGEÉ d'Énergir. Notamment, l'aide financière totale prévue pour le programme *Chaudière à condensation (appareils  $\geq$  300 000 Btu/h)* est de 4 756 \$ pour l'année 2025-2026.

(ii) Énergir présente les aides financières prévues en 2025-2026 pour les participants en mode biénergie pour les volets du PGEÉ d'Énergir. Notamment, l'aide financière totale prévue pour le programme *Chaudière à condensation (appareils  $\geq$  300 000 Btu/h)* est de 258 192 \$ pour l'année 2025-2026.

**Demande :**

12.1 Veuillez expliquer l'écart entre les références (i) et (ii) pour l'aide financière prévue pour le volet Chaudière à condensation.

### CASEP

- 13. Références :** Pièce [B-0092](#), p. 2.

**Préambule :**

*« Le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) a informé Énergir, s.e.c. (Énergir) le 1<sup>er</sup> mai 2025 qu'il n'approuvait pas le programme CASEP.*

*La décision du MELCCFP n'a pas d'impact sur les tarifs proposés par Énergir dans le présent dossier tarifaire étant donné qu'elle n'avait, de toute façon, pas l'intention de demander de budget additionnel pour l'enveloppe CASEP pour l'année tarifaire 2025-2026. Énergir présentera à la Régie de l'énergie (Régie), dans un dossier ultérieur, une proposition de traitement quant au solde du CASEP. »*

**Demande :**

13.1 Veuillez fournir les différentes alternatives envisagées à ce jour pour le traitement du solde du CASEP.

13.1.1. Notamment, veuillez indiquer si Énergir souhaite reconduire le programme CASEP en utilisant le solde. Dans la négative, veuillez fournir les justifications.

### COÛTS ÉVITÉS

- 14. Références :**
- (i) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0017](#), p. 58;
  - (ii) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0105](#).

**Préambule :**

(i) « *Les coûts évités de gaz naturel utilisés sont ceux du scénario « trajectoire actuelle » de la plus récente étude sur le sujet pour lequel Énergir a actualisé les divers intrants de ce scénario.* »

(ii) Énergir présente le rapport concernant les coûts évités, ainsi que la mise à jour de la méthodologie et des projections.

**Demande :**

14.1 Tel que réalisé dans le cadre du dossier R-4257-2024 en référence (i), veuillez confirmer que la plus récente étude sur les coûts évités cités à la référence (ii) a été utilisée dans le cadre du présent dossier tarifaire. Veuillez élaborer.

### MÉCANISME DE DÉCOUPLAGE DES REVENUS ET MODE DE PARTAGE DES ÉCARTS DE RENDEMENT

- 15. Références :**
- (i) Pièce [B-0081](#), p. 4 à 6.
  - (ii) Tableau établi par la Régie.

**Préambule :**

(i) « *Ce mécanisme de découplage [MDR] permet de réduire la volatilité des trop-perçus (TP) et des manques à gagner (MAG) tout en valorisant la saine gestion des coûts, puisqu'il favorise la mise en place de mesures visant à accroître la productivité. En effet, en retournant à la clientèle* »

les écarts entre les revenus réels et le revenu requis autorisé, Énergir ne peut générer de TP que dans le cadre d'une gestion rigoureuse de ses coûts. Par conséquent, aucun écart du bénéfice net n'est généré par des écarts de prévision de volume.

[...]

Énergir est d'avis que l'actuel mécanisme de découplage des revenus – avec ses avantages reconnus à l'égard de la valorisation d'une gestion rigoureuse des coûts, de l'efficacité énergétique et de la réduction des gaz à effet de serre, ainsi que ses effets favorables sur l'allégement réglementaire et l'asymétrie d'information – devrait conserver, à moyen terme, toute sa pertinence dans le plan de transition énergétique mis de l'avant par le gouvernement du Québec dans son PL 69.

[...]

Une illustration du mode de partage en vigueur depuis l'année tarifaire 2019-2020 est présentée au tableau suivant :

**Tableau 1**  
**Mode de partage actuel Énergir**

Points de base	Partage Énergir / Clients	
+ de 50	50 %	50 %
0 - 50	75 %	25 %
Manque à gagner	100 % Énergir	

»

[...]

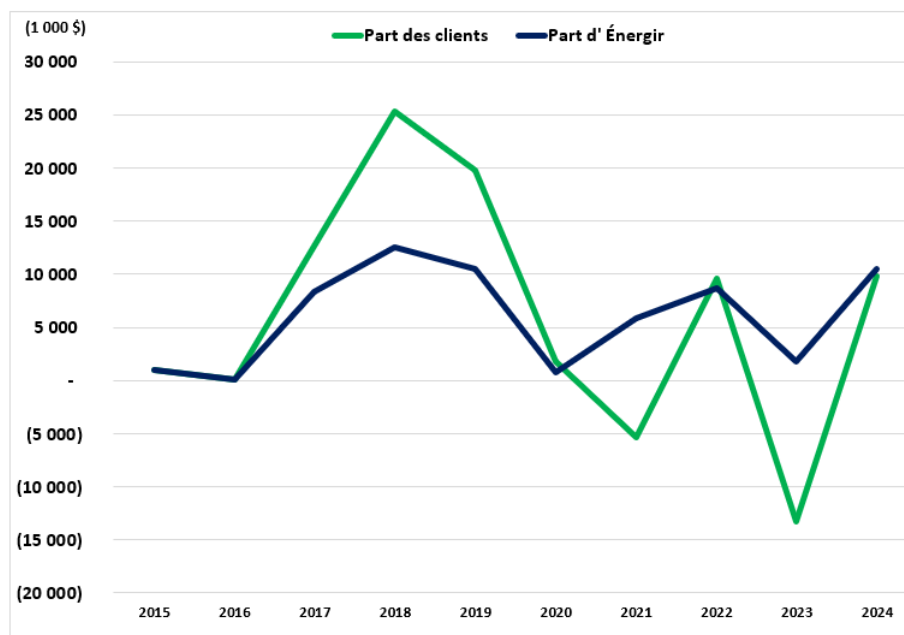
Ainsi, Énergir présente ci-après un balisage effectué à l'égard des modes de partage des écarts de rendement, lequel a été appliqué aux exercices terminés en 2024 pour des entités canadiennes comparables. Sans tenir compte du contexte réglementaire de chacune des entreprises ci-après, Énergir constate que son mode de partage demeure, encore aujourd'hui, parmi les plus contraignants des distributeurs gaziers canadiens. » [nous soulignons]

(ii) Références aux dossiers de rapport annuel :

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Dossier</b>	R-3951-2015	R-3992-2016	R-4024-2017	R-4079-2018	R-4114-2019	R-4136-2020	R-4175-2021	R-4209-2022	R-4242-2023	R-4288-2024
Pièce	B-0138	B-0039	B-0047	B-0046	B-0041	B-0045	B-0050	B-0052	B-0049	B-0042
Décision	D-2016-131	D-2017-073	D-2018-117	D-2019-148	D-2020-097	D-2021-082	D-2022-098	D-2023-102	D-2024-066	à venir

En considérant les informations présentées dans les dossiers de rapport annuels des années 2014-2015 à 2023-2024, la Régie établit le tableau et graphique suivant :

Partage du (trop-perçu) / manque à gagner de Distribution (en milliers de \$)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Trop perçu avant impôts (manque à gagner)	1 801	65	21 001	37 836	30 287	2 553	513	18 178	(11 476)	20 212
Part des clients	900	32	12 641	25 309	19 748	1 826	(5 392)	9 544	(13 218)	9 763
Part d'Énergir	900	32	8 360	12 528	10 539	728	5 905	8 634	1 743	10 449



**Demandes :**

15.1 En référence (i), Énergir indique que le MDR réduit la volatilité des TP et des MAG. Les informations en référence (ii) suggèrent que les TP et des MAG en distribution attribuables à Énergir semblent moins volatiles comparativement aux variations observées du TP et des MAG attribuables à la clientèle. Sachant que le MDR a été introduit pour la période 2020-2024, veuillez préciser si et comment, le cas échéant, le MDR a :

15.1.1. Permis de réduire la volatilité des TP et des MAG.

15.1.2. Permis de réaliser chacun des avantages attendus à la référence (i), soit d'accroître la productivité et de valoriser une gestion rigoureuse des coûts, accroître l'efficacité énergétique et réduire les gaz à effet de serre, ainsi que de favoriser l'allègement réglementaire et l'asymétrie d'information

- 15.2 Veuillez commenter les résultats du mode de partage des TP et des MAG en vigueur (référence (i)) sur la période 2020-2024 par rapport à la période 2015-2019 en référence (ii), en lien avec le partage du risque entre Énergir et la clientèle.
- 15.3 Énergir présente un balisage effectué à l'égard des modes de partage des écarts de rendement en vigueur en 2024 pour des entités canadiennes comparables. Veuillez préciser les éléments du cadre réglementaire appliqués par chacun de ces distributeurs, notamment si elles appliquent un mécanisme équivalent au MDR.

### PRIX DE FOURNITURE DU GSR ET SOCIALISATION

- 16. Références :**
- (i) Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-158](#), p. 72 et 76;
  - (ii) Dossier R-4288-2024, pièce [B-0073](#), annexe 1;
  - (iii) Pièce [B-0160](#), p. 1;
  - (iv) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0131](#), p. 6 et 7;
  - (v) [Prix de fourniture de gaz naturel débutant le 1<sup>er</sup> juin 2025](#), p. 1;
  - (vi) Pièce [B-0150](#), p. 4 à 7;
  - (vii) Tableau produit par la Régie.

#### Préambule :

- (i) « [313] L'écart de prix cumulatif GNR serait calculé de la façon suivante<sup>161</sup> :

$$\text{Écart de prix cumulatif GNR (¢/m}^3\text{)} = \frac{(\text{Solde du CFR-écart de prix cumulatif GNR}_{t-2} + \text{Intérêts capitalisés}_{t-1})}{\text{Total des volumes de vente GNR prévus à la cause tarifaire.}}$$

[...]

<sup>161</sup> Pièce B-0573, p. 27.

[...]

[319] La Régie reconnaît que, tout comme dans le cas du gaz de réseau, un compte d'écart est requis afin de récupérer des manques à gagner ou des trop-perçus réalisés en raison de l'écart entre les coûts d'achats réels et les revenus de vente de la molécule de GNR. Elle accepte donc la création du CFR-écart de prix cumulatif GNR.

[...]

[335] En conséquence, la Régie autorise la création du CFR-écart de prix cumulatif GNR et les paramètres s’y rattachant, conformément aux sections 3.1 et 6.1 de la pièce B-0573. »

(ii) La Régie a approuvé la méthode d’établissement de l’écart de prix cumulatif du GSR dans sa décision [D-2021-158](#), au paragraphe 335. Selon cette méthode, le solde du CFR-écart de prix cumulatif GSR constaté au rapport annuel 2024, majoré de la valeur des intérêts capitalisés, sera intégré dans le tarif GSR de l’exercice 2025-2026.

(iii) Pour l’exercice clos le 30 septembre 2024, le CFR de l’écart de prix cumulatif du GSR est de 6 548 k\$.

(iv) Énergir présente ses prévisions d’approvisionnement et de distribution de GSR pour la période de 2026 à 2029. Pour l’année 2025-2026, le volume total des ventes prévu s’élève à 37 875 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. En excluant les volumes liés aux achats directs en territoire et à l’autoconsommation, la consommation prévue de GSR s’élève à 31 830 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

(v) « La composante Écart de prix cumulatif GSR à intégrer au prix du GSR de l’année 2024-2025 est calculée comme suit<sup>1</sup> :

$$\begin{aligned} \text{Écart de prix cumulatif GSR (¢/m}^3\text{)} &= \\ \frac{\text{(Solde du CFR – écart de prix cumulatif GSR } t - 2 \text{ + Intérêts capitalisés } t - 1\text{)}}{\text{Total des volumes de vente GSR prévus à la cause tarifaire}} &= \\ \frac{1,572 \text{ (¢/m}^3\text{)}}{51\,931\,000 \text{ m}^3} &= \\ \frac{816\,457 \text{ \$}^2}{51\,931\,000 \text{ m}^3} &= \end{aligned}$$

[...]

<sup>1</sup> R-4008-2017, décision D-2021-158, paragr. 231.

<sup>2</sup> Correspond à l’écart de prix cumulatif projeté au 30 septembre 2024 à récupérer des clients dans le tarif de l’année 2024-2025 déposé dans le cadre du dépôt mensuel du prix de la fourniture.

<sup>3</sup> B-0013, Énergir-H, Document 6, p. 1, l. 24. [Il s’agit du volume total des ventes prévus pour l’année 2024-2025].

(vi) « Ainsi, l’utilisation des ventes de GSR comme dénominateur pour les composantes 2 et 3 se justifiait parce que l’écart de prix était adéquatement assumé par les consommateurs volontaires de GSR. Par conséquent, l’enjeu de causalité des coûts était absent, car le seuil réglementaire était proche de la demande volontaire. Ce n’est cependant plus le cas. En effet, la demande volontaire de GSR moins importante que prévu, jumelée aux achats de GSR qui se font à l’avance pour respecter les seuils réglementaires, crée un écart important entre les volumes d’achat et ceux des ventes, créant ainsi une certaine incohérence au moment de la récupération des coûts d’acquisition du GSR. Conséquemment, Énergir juge qu’il est opportun d’apporter des ajustements au calcul du prix du GSR.

[...]

*Le prix du GSR étant déterminé lors de la cause tarifaire, l'utilisation des volumes d'achats pour toutes les composantes du prix permettra la récupération des montants appropriés au fil des années.*

**Tableau 1**  
**Historique du CFR d'écart de prix cumulatif GSR**

	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
1 Solde à récupérer (000 \$)	353	(694)	2 408	816	6 070
2 Volumes projetés de vente GSR (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	66 588	40 000	123 566	51 931	31 830
3 Taux de récupération (¢/m <sup>3</sup> ) (ligne 1 / ligne 2)	0,530	(1,735)	1,949	1,572	19,070
4 Volumes d'achats projetés (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	35 968	94 936	123 566	210 738	263 786
5 Solde récupéré (000 \$) (ligne 3 * ligne 4)	191	(1 647)	2 408	3 313	50 303
6 Sur / (sous) Facturation (000 \$) (ligne 1 – ligne 5)	(162)	(953)	0	2 497	44 233

[...]

*Quant au changement de la formule du surcoût du GSR invendu (composante 3), aucun effet n'est constaté pour l'instant, car Énergir ne se trouve pas dans une situation de GSR invendu au-delà du seuil : la composante est donc égale à 0 ¢/m<sup>3</sup>.*

**Tableau 2**  
**Comparaison du prix du GSR selon la méthodologie**

	Méthode actuelle		Méthode proposée	
	Calcul (\$/m <sup>3</sup> )	Tarif (¢/m <sup>3</sup> )	Calcul (\$/m <sup>3</sup> )	Tarif (¢/m <sup>3</sup> )
Coût moyen d'achat projeté pour les 12 mois de la cause tarifaire	$\frac{244\,220\,068}{263\,786\,498}$	92,583	$\frac{244\,220\,068}{263\,786\,498}$	92,583
Écart de prix cumulatif GSR	$\frac{6\,069\,910}{31\,830\,119}$	19,070	$\frac{6\,069\,910}{263\,786\,498}$	2,301
Surcoût GSR invendu	$\frac{0}{31\,830\,119}$	0,000	$\frac{0}{263\,786\,498}$	0,000
<b>Prix GSR (¢/m<sup>3</sup>)</b>	<b>111,652</b>		<b>94,884</b>	

[nous soulignons]

**Demandes :**

- 16.1 Veuillez concilier les montants indiqués pour le solde du CFR de l'écart de prix cumulatif du GSR entre les références (iii) et (vi).
- 16.2 Veuillez préciser si Énergir achète le GSR au tarif GSR. Dans l'affirmative, veuillez justifier le fait de soustraire les volumes d'autoconsommation du dénominateur de la référence (vi).
- 16.3 Concernant la référence (i), veuillez confirmer que la composante 2 avait pour objectif de récupérer au Tarif GSR les manques à gagner ou les trop-perçus réalisés en raison de l'écart entre les coûts d'achats réels et les revenus de vente de la molécule de GSR.
- 16.4 Concernant la référence (vi), veuillez expliquer en quoi les composantes 2 et 3, qui se justifiaient préalablement, deviennent incohérentes en raison de l'augmentation de l'écart des volumes d'achat et de ventes.
- 16.5 Concernant la référence (vi), pour la composante 2, veuillez justifier le fait qu'Énergir applique le taux de récupération de 19,070 ¢/m<sup>3</sup> sur chaque mètre cube du volume d'achat de GSR plutôt que sur le volume de ventes projeté de 31 830 119 m<sup>3</sup>. Dans votre réponse, veuillez notamment préciser auprès de quelle clientèle et par quelles mesures Énergir entend récupérer le solde de 6,1 M\$.
- 16.6 Concernant la référence (vi), pour la composante 3, veuillez expliquer comment Énergir estime qu'elle sera en mesure d'encaisser des revenus de vente de GSR à partir de ses volumes d'achats si Énergir ne prévoit pas vendre tous ses volumes d'achat de GSR.
- 16.7 Veuillez indiquer si Énergir juge opportun de réviser sa stratégie tarifaire dans le contexte du faible niveau des ventes de GSR à la clientèle volontaire. Veuillez élaborer.

- 17. Références :**
- (i) Pièce [B-0056](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [B-0150](#), p. 7;
  - (iii) [R-6.01, r. 4.3 - Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur.](#)

**Préambule :**

- (i) Énergir présente le suivi des inventaires de GSR pour les années 2025-2026 à 2028-2029.

(ii) Énergir propose des modifications au calcul du prix du GSR. Selon la formule du prix du GSR approuvée par la Régie dans sa décision D-2021-158, le prix du GSR serait de 111,652 ¢/m<sup>3</sup> en 2025-2026. Selon la méthode proposée par Énergir, le prix du GSR serait de 94,884 ¢/m<sup>3</sup>.

(iii) Le Règlement GSR prévoit un seuil réglementaire de 5 % à compter de 2025, de 7 % à compter de 2028 et de 10 % à compter de 2030.

**Demandes :**

17.1 En vous référant aux références (i) et (ii), veuillez fournir une estimation de l'impact tarifaire annuel des volumes prévus de GSR, dont le surcoût sera alloué au tarif pour les frais de socialisation, en distinguant les résultats obtenus selon que :

- Le prix du GSR est déterminé selon la méthodologie actuellement en vigueur; et
- Le prix du GSR est calculé selon la méthodologie proposée par Énergir.

17.1.1. Veuillez décrire la méthodologie utilisée pour estimer l'impact tarifaire, en précisant les hypothèses retenues concernant les prix du tarif GSR, du tarif gaz de réseau ainsi que du tarif SPEDE.

17.1.2. Veuillez commenter les écarts observés entre les deux approches, en précisant notamment les avantages et les inconvénients de chacune, tant pour les clients volontaires que pour ceux en distribution. Veuillez également commenter chaque approche en fonction du respect des principes réglementaires généralement reconnus.

17.1.3. Veuillez fournir une ventilation de l'impact tarifaire pour les clients dont la consommation de GSR est inférieure au seuil prévu à la référence (iii) pour les années 2025-2026 à 2028-2029, en distinguant les segments de clientèle (résidentiel, commercial et industriel).

17.2 Veuillez commenter la possibilité pour Énergir de déposer une estimation de l'impact tarifaire annuel des volumes prévus de GSR, dont le surcoût sera alloué au tarif pour les frais de socialisation, lors du dépôt des prochains dossiers tarifaires.

17.3 Veuillez indiquer si Énergir prévoit mettre en place des mesures pour atténuer l'impact sur la clientèle non volontaire de la hausse des surcoûts du GSR invendu pour les années 2025-2026 à 2028-2029. Veuillez élaborer.

17.3.1. Outre l'utilisation d'un CFR, veuillez élaborer sur la possibilité de mettre en place des mesures, comme la vente du GSR sur les marchés extérieurs,

permettant d'atténuer l'impact de la socialisation des surcoûts liés au GSR inventu.

- 17.3.2. Veuillez fournir une comparaison avec d'autres juridictions ayant mis en place des mécanismes similaires de socialisation des coûts liés au GSR inventu, en mettant de l'avant les approches retenues et les résultats observés.

- 18. Références :**
- (i) Pièce [B-0103](#), p. 9, ligne 6, colonne 1;
  - (ii) Pièce [B-0122](#), p. 1, ligne 7, colonne 6;
  - (iii) Pièce [B-0131](#), p. 1, ligne 25, colonne 9;
  - (iv) Pièce [B-0140](#), p. 6.

**Préambule :**

(i) Énergir présente la base de tarification mensuelle pour la période de 12 mois se terminant septembre 2026. Le total des coûts non amortis au 1<sup>er</sup> octobre 2025 pour les frais de socialisation du GSR est de 52 570 k\$.

(ii) Énergir présente l'établissement du revenu requis pour le dossier tarifaire 2025-2026. L'amortissement des frais de socialisation du GSR s'élève à 52 570 k\$.

(iii) Énergir présente la conciliation et l'amortissement des frais reportés et des actifs intangibles pour le période de douze mois se terminant le 30 septembre 2026. Les frais de socialisation du GSR sont de 52 473 k\$.

(iv) Énergir présente le calcul du tarif pour les frais de socialisation du GSR 2025-2026.

**Demandes :**

18.1 Veuillez concilier les montants indiqués aux références (i) à (iii) et expliquer les écarts entre ces montants.

18.2 Veuillez fournir le détail du calcul des frais de socialisation du GSR en référence (iv).

- 19. Références :**
- (i) Dossier R-4008-2017, décision [D-2023-022](#), p. 43;
  - (ii) Dossier R-4257-2024, décision [D-2024-113](#), p. 104.

**Préambule :**

(i) « [159] Afin d'accroître l'information relative à l'état du marché du GSR, la Régie demande à Énergir de déposer un suivi des résultats des appels d'offres, en précisant les écarts de prix selon la durée des offres par producteur dans les informations en lien avec son plan d'approvisionnement en GSR lors de ses prochains dossiers tarifaires. »

(ii) « [361] Aussi, en ce qui a trait au suivi portant sur le devoir d'information sur le GSR, la Régie prend acte de l'intention d'Énergir de se questionner sur le meilleur outil pour informer sa clientèle sur le GSR et sa socialisation. »

**Demandes :**

19.1 Veuillez déposer l'information requise par la décision citée en référence (i).

19.2 Veuillez indiquer quel a été le résultat de la réflexion menée par Énergir, mentionnée en référence (ii), concernant le choix du meilleur outil pour informer sa clientèle sur le GSR et la socialisation. Veuillez préciser les outils et moyens qui ont été retenus afin d'assurer une communication efficace auprès de la clientèle à ce sujet, le cas échéant.

**CAPACITÉS D'ENTREPOSAGE À DAWN AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2026**

- 20. Références :**
- (i) Pièce [B-0055](#), p. 4;
  - (ii) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0012](#), p. 3;
  - (iii) Pièce [B-0055](#), p. 3.

**Préambule :**

(i) « Les capacités moyennes de retrait de 2 667 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour et d'injection de 2 793 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour constituent les capacités minimales requises par Énergir pour répondre au besoin de flexibilité opérationnelle en cours de journée.

*Le besoin de flexibilité opérationnelle a augmenté lors des deux dernières années. Cette augmentation est due à un manque de précision de la prévision journalière initiale. À cet effet, Énergir a lancé un projet d'amélioration de la prévision court terme permettant de réduire le besoin de flexibilité opérationnelle. De plus, avec les contrats en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2026, Énergir estime qu'elle a suffisamment de flexibilité opérationnelle pour subvenir au besoin de sa clientèle*

et ne comblera pas le déficit de capacité de retrait avec de l'entreposage supplémentaire, engendrant ainsi une économie annuelle pour l'année 2025-2026 de 1 545 000 \$ pour sa clientèle. »

(ii) « Énergir avait informé la Régie qu'elle procéderait à une réflexion sur sa façon de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle. Énergir souhaite informer la Régie qu'elle poursuivra sa réflexion, d'ici le prochain appel d'offres, quant à sa façon de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle. »

(iii) Les caractéristiques des contrats actuellement détenus sont les suivantes :

**Tableau 1**

Contrat	Début	Fin	Capacité totale (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Capacité de retrait		Capacité d'injection	
				si maximale (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	si inv < 25 % du total (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	si maximale (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	si inv ≥ 75 % du total (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)
LST176	2024-04-01	2032-03-31	99,6	1 200	797	1 490	1 490
LST184	2025-04-01	2035-03-31	111,5	1 338	892	1 672	1 672
LST186	2025-04-01	2027-03-31	89,6	1 075	717	1 344	1 344
<b>Total</b>			<b>300,7</b>	<b>3 613</b>	<b>2 406</b>	<b>4 506</b>	<b>4 506</b>

**Demandes :**

20.1 En vous référant à la référence (i), veuillez fournir le détail des écarts journaliers de prévision survenus au cours des deux dernières années. À cet égard, veuillez indiquer, pour chaque jour, la prévision initiale, la consommation réelle, et l'écart observé.

20.1.1. Veuillez également indiquer l'impact du manque de précision de la prévision journalière sur le besoin de flexibilité opérationnelle pour ces deux années. Veuillez illustrer cet impact à l'aide de données chiffrées.

20.2 Veuillez élaborer sur le projet d'amélioration de la prévision court terme mentionné en référence (i), en expliquant la méthodologie et les hypothèses utilisées.

20.2.1. Veuillez également préciser en quoi, et comment, ce projet permettra de réduire le besoin de flexibilité opérationnelle. Veuillez quantifier cette réduction et en fournir le détail.

20.2.2. Veuillez indiquer si le projet d'amélioration s'inscrit dans la réflexion d'Énergir quant à sa façon de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle, tel que mentionné en référence (ii). Veuillez élaborer.

- 20.3 La Régie constate en référence (iii) qu'avec les contrats actuels, la capacité de retrait au « ratchet 25 % » est de  $2\,406\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ . Toutefois, en référence (i), la capacité moyenne de retrait est établie à  $2\,667\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ , soit un déficit prévu de  $261\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ .
- 20.3.1. Veuillez élaborer sur le choix d'Énergir de ne pas combler le déficit de capacité de retrait avec de l'entreposage supplémentaire. Veuillez indiquer les critères économiques et réglementaires ayant soutenu cette décision.
- 20.3.2. Veuillez indiquer les enjeux potentiels découlant du déficit de capacité lors d'une journée de pointe. Veuillez préciser les mesures de mitigation envisagées pour limiter ces risques, le cas échéant.
- 20.3.3. Veuillez fournir le détail du calcul de l'économie annuelle pour l'année 2025-2026 de  $1\,545\,000\ \$$ . Veuillez préciser les hypothèses retenues et les postes de coûts concernés.

### VOLUMES D'INTERRUPTION

- 21. Références :**
- (i) Pièce [B-0158](#), annexe 5;
  - (ii) Pièce [B-0158](#), p. 22;

**Préambule :**

(i) L'annexe 5 présente la planification mensuelle pour l'année 2025-2026. La demande totale s'élève à  $3\,468\,10^6\text{m}^3$  pour la période de l'hiver 2025-2026. L'approvisionnement disponible pour répondre à la demande totale avant interruption se chiffre à  $3\,465\,10^6\text{m}^3$ , incluant les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption de  $3\,10^6\text{m}^3$  est requis pour répondre à la demande d'hiver.

(ii) Énergir présente, au tableau suivant, le nombre maximum de jours d'interruption pour l'année 2025-2026 qui sera intégré à la section *Interruptions du Service de distribution D<sub>5</sub> : Interruptible* des CST.

**Tableau 6**

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption	
Palier D <sub>5</sub>	compris entre (m <sup>3</sup> /jour)	et (m <sup>3</sup> /jour)	volet A	volet B
5.5	3 000	10 000	68	20
5.6	10 000	30 000	70	20
5.7	30 000	100 000	71	30
5.8	100 000	300 000	71	30
5.9	300 000	et plus	74	30

**Demandes :**

- 21.1 Veuillez ventiler le volume d'interruption requis de 3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> pour l'hiver 2025-2026 (référence (i)) entre les différents paliers du tarif D<sub>5</sub> (référence (ii)). Veuillez également indiquer le nombre de clients et le nombre de jours d'interruption moyen par client pour chacun de ces sous-paliers.
- 21.2 Veuillez préciser comment cette répartition se traduit, en nombre de jours d'interruption, pour chacun des sous-tarifs du service D<sub>5</sub> pour l'hiver 2025-2026.

**AMORTISSEMENT**

- 22. Références :**
- (i) Pièce [B-0099](#), p. 3 et 4;
  - (ii) Pièce [B-0099](#), p. 5, tableau 1;
  - (iii) Dossier R-3987-2016 Phase 2, décision [D-2017-094](#), p. 40 et 41;
  - (iv) Tableau établi par la Régie.

**Préambule :**

- (i) Énergir propose d'allonger la période d'amortissement des aides financières de son PGEÉ de 10 ans à 15 ans pour les aides financières versées à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2025.

Elle souhaite ainsi « *une meilleure adéquation entre la période d'amortissement des aides financières de son PGEÉ et la durée de vie utile pondérée des mesures d'économies d'énergie des programmes du PGEÉ, de manière à rapprocher les coûts et les bénéfices générés par les mesures d'économie d'énergie que recevront les clients participants pendant plusieurs années selon le principe d'appariement reconnu par la Régie* ».

À cet égard, Énergir rappelle que la « *durée de vie des mesures d'économies d'énergie subventionnées par les programmes du PGEÉ repose sur des études réalisées par des évaluateurs indépendants. Ces études sont déposées à la Régie pour fin d'examen dans le cadre des rapports annuels du PGEÉ* ».

(ii) Pour chacun des programmes et volets du PGEÉ, Énergir présente la durée de vie utile des mesures d'économies d'énergie ainsi que le budget d'aides financières pour l'année 2025-2026. La durée de vie utile moyenne pondérée est établie à 16,5 années.

La Régie constate que deux volets du PGEÉ ont un impact important sur le calcul de la durée de vie moyenne pondérée. Pour le volet « Études et implantation », la durée de vie des mesures d'économies d'énergie et le budget sont établis à 15 ans et 40 M\$. Pour le volet « Nouvelle construction », la durée de vie des mesures d'économie d'énergie et le budget sont établis à 29 ans et 6,1 M\$.

La Régie constate également que les budgets des volets du programme « Appareils efficaces – Résidentiel » totalisent 380 000 \$ alors que le budget présenté est 38 000 \$. De plus, en considérant le montant révisé de 380 000 \$, les budgets des programmes totalisent 58 982 061 \$, soit un écart de 50 000 \$ comparativement au total PGEÉ de 58 932 061 \$, présenté à la dernière ligne du tableau.

(iii) « [77] *Bien que les aides financières devraient être amorties sur la durée de vie de 18 ans selon le principe de l'appariement, Gaz Métro propose plutôt d'être conservateur dans l'approche et de réduire la période d'amortissement à 10 ans. Selon le Distributeur, le principe de prudence est primordial considérant l'incertitude associée aux économies d'énergie à plus long terme, l'évolution de la réglementation en la matière et les durées de vie des programmes qui peuvent varier en fonction des prochaines évaluations de programme* ».

(iv) Références aux dossiers tarifaires :

Dossier	R-3987-2016	R-4018-2017*	R-4076-2018	R-4119-2020	R-4151-2021	R-4177-2021	R-4213-2022	R-4257-2024	R-4287-2024
Pièce	<a href="#">B-0093</a> <a href="#">B-0239</a>	<a href="#">B-0302</a> <a href="#">B-0107</a>	<a href="#">B-0326</a> <a href="#">B-0121</a>	<a href="#">B-0072</a> <a href="#">B-0213</a>	<a href="#">B-0073</a> <a href="#">B-0204</a>	<a href="#">B-0107</a> <a href="#">B-0271</a>	<a href="#">B-0116</a> <a href="#">B-0088</a>	<a href="#">B-0071</a> <a href="#">B-0048</a>	<a href="#">B-0131</a> <a href="#">B-0113</a> <a href="#">B-0122</a> <a href="#">B-0103</a>
Décision	<a href="#">D-2017-094</a>	<a href="#">D-2018-158</a>	<a href="#">D-2019-141</a>	<a href="#">D-2020-145</a>	<a href="#">D-2021-140</a>	<a href="#">D-2022-123</a>	<a href="#">D-2023-127</a>	<a href="#">D-2024-113</a>	

\* En 2018-2019, en attente de la décision à rendre dans le dossier R-4043-2018.

En considérant les informations présentées dans les dossiers tarifaires des années 2017-2018 (2018) à 2025-2026 (2026), la Régie établit le tableau suivant :

Dossier tarifaire	2018	2019*	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Base de tarification en distribution (en M\$)</b>									
Additions aides financières	18,7	18,7	24,4	24,9	31,0	38,1	49,1	54,0	59,0
PGEÉ au 30 sept.	18,7	36,1	53,4	72,1	90,3	116,5	153,6	191,7	223,2
PGEÉ - 13 soldes	9,3	28,1	41,8	61,4	76,5	100,6	136,2	170,7	199,2
Total BT distribution - 13 soldes		2 037,4	2 082,4	2 165,7	2 204,4	2 380,0	2 472,7	2 569,5	2 647,8
% du PGEÉ sur total - 13 soldes		1,38%	2,01%	2,84%	3,47%	4,23%	5,51%	6,64%	7,52%
<b>Revenu requis (RR) (en M\$)</b>									
Charge d'exploitation	3,7	3,7	3,9	3,9	4,3	4,6	5,4	6,2	6,9
Amortissement de la BT	-	1,4	3,4	5,8	7,7	12,3	14,8	20,2	25,4
Rendement et impôts	-	2,2	3,3	4,7	5,7	7,4	10,2	12,92	14,9
Taux BT avant impôts		7,89%	7,87%	7,71%	7,44%	7,40%	7,50%	7,57%	7,46%
RR - PGEÉ	3,7	7,2	10,6	14,4	17,7	24,3	30,4	39,3	47,1
RR - Total distribution		596,1	544,6	562,1	647,1	692,9	694,8	742,2	729,1
% RR - PGEÉ sur RR total		1,21%	1,95%	2,56%	2,73%	3,51%	4,38%	5,30%	6,46%

\* En 2018-2019, en attente de la décision à rendre dans le dossier R-4043-2018.

## Demandes :

22.1 En référence (i), Énergir soumet le principe d'appariement des coûts et bénéfiques au soutien de sa proposition d'allonger la période d'amortissement à 15 ans. En référence (iii), en plus du principe d'appariement, Énergir soumettait le principe de prudence pour soutenir sa proposition de 10 ans, alors que la durée de vie utile pondérée était établie à 18 ans.

Veuillez commenter l'application du principe de prudence en lien avec la proposition d'allonger la période d'amortissement de 10 ans à 15 ans, considérant que selon cette proposition, la durée de vie utile passe de 18 ans à 16,5 ans.

22.2 Veuillez commenter l'allongement de la période d'amortissement de 10 ans à 15 ans considérant l'évolution du PGEÉ depuis 2018, tel que présenté en référence (iv).

22.3 Veuillez commenter l'écart de 50 000 \$ constaté en référence (ii), ainsi que son impact sur la durée de vie utile pondérée.

22.4 Pour les volets « Études et implantation » et « Nouvelle construction », veuillez présenter les constatations et conclusions des dernières études réalisées par les évaluateurs indépendants portant sur les durées de vie des mesures d'économies d'énergie. Veuillez également présenter tout autre élément permettant de justifier les durées de vie des mesures d'économie d'énergie de ces volets du PGEÉ, comme par exemple, les évaluations internes.

- 23. Références :** (i) Pièce [B-0131](#), p. 1;  
(ii) Dossier R-4288-2024, pièce [B-0042](#), p. 1 (RA 2024).

**Préambule :**

- (i) Conciliation des comptes de frais reportés liés aux manques à gagner (trop-perçus)

<u>Description</u>	<b>Solde projeté 30/09/2025</b> <small>(1)</small>	<b>Solde intégré 01/10/2025</b> <small>(2)</small>	<b>Solde projeté 01/10/2025</b> <small>(3)</small>
Manque à gagner (Trop-perçu) Transport	2 250	(9 287)	(7 036)
Manque à gagner (Trop-perçu) Équilibrage	47 196	17 361	64 557
Manque à gagner (Trop-perçu) Distribution	(545)	(6 492)	(7 037)
Manque à gagner (Trop-perçu) Découplage	(1 124)	(9 350)	(10 474)
Manque à gagner (Trop-perçu) Socialisation du GSR	-	97	97
Manque à gagner (Trop-perçu) lié au tarif de réception	-	-	-

- (ii) Partage du (trop-perçu) / manque à gagner de l'année 2023-2024 par service

<b>Partage du (trop-perçu) / manque à gagner par service</b>	<b>(TP) / MAG total</b>	<b>Quote-part allouée aux associés <sup>1</sup></b>	<b>Quote-part allouée aux clients <sup>1</sup></b>
Distribution	(20 212)	(10 449)	(9 763)
Transport	(8 745)		(8 745)
Équilibrage saisonnier	15 087		15 087
Flexibilité opérationnelle	911		911
SPEDE	(1 022)		(1 022)
Frais de socialisation du GSR	91		91
<b>Manque à gagner (Trop-perçu)</b>	<b>(13 891)</b>	<b>(10 449)</b>	<b>(3 442)</b>

Tableau comparatif établi par la Régie à partir des références (i) et (ii) :

<b>Conciliation et amortissement des frais reportés</b>	<b>Solde projeté</b>	<b>Solde intégré</b>	<b>Montant au</b>
<b>En milliers de \$</b>	<b>2025-09-30</b>	<b>2025-10-01</b>	<b>RA 2024</b>
Manque à gagner (Trop-perçu) Transport	2 250	(9 287)	(8 745)
Manque à gagner (Trop-perçu) Équilibrage	47 196	17 361	(15 087)
Manque à gagner (Trop-perçu) Distribution	(545)	(6 492)	(9 763)
Manque à gagner (Trop-perçu) Découplage	(1 124)	(9 350)	(8 926)
Manque à gagner (Trop-perçu) Socialisation du GSR	-	97	(91)
Manque à gagner (Trop-perçu) lié au tarif de réception	-	-	

**Demande :**

23.1 Veuillez concilier le montant de la quote-part du trop-perçu en distribution intégré dans la base de tarification au 1<sup>er</sup> octobre 2025 (6 492 k\$) et celui présenté au rapport annuel 2024 (9 763 k\$).

- 24. Références :**
- (i) Pièce [B-0098](#), p. 3 et 4;
  - (ii) Dossier R-4257-2024, décision [D-2024-113](#), p. 66 et 67.

**Préambule :**

(i) Énergir rappelle que dans sa décision D-2024-113, la Régie harmonisait, en matière de méthodes comptables, l'encadrement réglementaire pour les solutions infonuagiques avec l'approche retenue pour les projets d'investissements visant les immobilisations corporelles.

*« Conformément aux principes énoncés par la Régie dans la décision D-2024-057, Énergir propose les modalités de disposition des coûts intégrés au CFR » [de la solution infonuagique SuccessFactors HXM].*

(ii) *« [221] Considérant l'évolution des dossiers d'investissements visant les solutions infonuagiques depuis 2018, la Régie est d'avis qu'il y lieu, en matière de méthodes comptables, d'harmoniser l'encadrement réglementaire pour ces actifs incorporels avec l'approche retenue pour les projets d'investissements visant les immobilisations corporelles.*

*[222] En effet, pour les immobilisations corporelles, la Régie ne se prononce pas spécifiquement sur les taux d'amortissement appropriés au moment d'intégrer les projets d'investissements dans la base de tarification, bien que les coûts soient comptabilisés initialement dans un CFR. Cette approbation spécifique n'est pas requise considérant que les coûts intégrés au CFR sont de nature capitalisable et que les taux d'amortissement sont préalablement approuvés. Cette approche réglementaire est d'ailleurs bien expliquée dans la pièce B-0157 portant sur les principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service.*

[...]

*[224] Par la présente décision, la Régie souhaite retenir cette approche réglementaire également pour les coûts de nature capitalisable liés à un projet d'investissement visant les développements infonuagiques (actifs incorporels ou intangibles).*

*[225] Elle cherche également à clarifier le traitement comptable, ce qui permettra d'alléger le traitement réglementaire, dans le respect de la ligne directrice visant la compatibilité des*

*méthodes comptables utilisées pour la détermination des tarifs et celles reconnues par le référentiel applicable aux fins des états financiers d'Énergir.*

*[226] Par ailleurs, la Régie souligne que cette approche règlementaire a été retenue pour les projets infonuagiques Mobilité et Oracle HCM.*

*[227] Dans ce contexte, la Régie juge nécessaire de préciser les modalités prévues au paragraphe 40 de sa décision D-2018-158. À cette fin, elle retient l'affirmation d'Énergir à l'effet que la norme ASU 2018-15 des PCGR des États-Unis permet l'amortissement sur la durée de vie utile anticipée de la solution infonuagique.*

*[228] En conséquence, pour les projets de développements infonuagiques, la Régie autorise l'intégration de tous les coûts de nature capitalisable à la base de tarification du dossier tarifaire suivant l'autorisation du projet et leur amortissement sur une période équivalente à la durée de vie utile anticipée de la solution infonuagique retenue. Il est entendu que les coûts de nature capitalisable et la durée de vie utile anticipée de la solution infonuagique retenue devront être déterminés dans le cadre du dossier d'investissement.*

*[229] Considérant cette autorisation, la Régie précise que le traitement règlementaire dont il est question aux paragraphes 89 et 90 de la décision D-2021-075 ne trouve plus application pour les coûts de nature capitalisable d'un projet d'investissement visant le développement infonuagique ». [Note de bas de page omise]*

**Demande :**

24.1 Veuillez confirmer que les principes énoncés par la Régie dont il est question en référence (i) sont ceux de la décision D-2024-113, citée en référence (ii).

Dans la négative, veuillez préciser les paragraphes de la décision D-2024-057 présentant les principes énoncés par la Régie auxquels Énergir réfère.

- 25. Références :**
- (i) Pièce [B-0098](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [B-0131](#), p. 1, ligne 27;
  - (iii) Pièce [B-0104](#), p. 2, ligne 52;
  - (iv) Dossier R-4244-2023, décision [D-2024-053](#), p. 37 et 75.

**Préambule :**

(i) Énergir rappelle que, dans la décision rendue dans le dossier R-4244-2023, la Régie autorisait la création d'un CFR afin d'y cumuler les coûts reliés à la Composante 3 du projet d'investissement visant le raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR et la réhabilitation

d'une conduite à Sainte-Sophie. Elle réfère à cet égard à la décision D-2024-053, laquelle est citée en référence (iv).

« Conformément aux principes énoncés par la Régie dans cette même décision, Énergir propose les modalités de disposition des coûts intégrés au CFR ». Elle suggère d'étaler sur deux ans les coûts de la Composante 3, afin d'amoindrir l'impact tarifaire pour sa clientèle étant donné que les sommes portées au CFR sont importantes.

(ii) Le montant du CFR intégré à la base de tarification au 1<sup>er</sup> octobre 2025 est établi à 4 100 k\$. Ce montant est amorti sur 2 ans à compter de l'année 2025-2026.

(iii) Pour le raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Sainte-Sophie, un montant de 4 285 k\$ est intégré dans le solde d'ouverture de la base de tarification.

(iv) « [100] La Composante 2 nécessite des investissements totaux de 2,526 M\$, dont 2,519 M\$ de coûts initiaux ».

[...]

[226] Comme indiqué plus haut, la Régie juge que le coût du nettoyage de la conduite réhabilitée doit être inclus au coût de la Composante 2. Dans ce contexte, la Composante 3 se compose des coûts de nettoyage de la portion de la conduite qui sera abandonnée, des coûts pour l'abandon des postes et de la conduite, ainsi que de la perte sur disposition d'actifs.

[227] La Régie autorise Énergir à créer un CFR portant intérêts, dans lequel seront cumulés les coûts reliés à la Composante 3 du Projet. La Régie réfère au dossier tarifaire 2025-2026, la disposition et le traitement règlementaire des sommes versées à ce CFR ». [Note de bas de page omise]

À partir des références (ii), (iii) et (iv), la Régie établit le tableau suivant :

Site d'injection de GSR à Sainte-Sophie Coûts prévus des composantes 2 et 3	R-4287-2024		R-4244-2023	Écart
	B-0104	B-0131	D-2024-053	
<b>Composante 2</b>				
Coûts d'investissement totaux prévus (immobilisations corporelles)	4,3		2,5	1,8
<b>Composante 3</b>				
Coûts totaux prévus à intégrer au CFR		4,1	5,9	(1,8)

**Demandes :**

25.1 Veuillez élaborer quant aux principes de la décision D-2024-053 auxquels Énergir réfère en référence (i) et citer les extraits pertinents de cette décision.

25.2 Veuillez confirmer que les coûts portés au CFR liés à la Composante 3 présentés dans la pièce B-0131 (référence (ii)) excluent le coût du nettoyage de la conduite réhabilitée. À cet égard, la Régie comprend que le coût est plutôt inclus dans les additions à la base de tarification du projet d'investissement présenté dans la pièce B-0104 (référence (iii)), comme demandé par la Régie en référence (iv).

25.3 Veuillez commenter la possibilité d'amortir le montant du CFR de 4 100 k\$ à 100 % en 2025-2026, étant donné la baisse tarifaire proposée par Énergir pour le service de distribution.

- 26. Références :**
- (i) Pièce [B-0110](#), annexe B, p. 2;
  - (ii) Pièce [B-0096](#), p. 3;
  - (iii) Pièce [B-0108](#), p. 2;
  - (iv) Pièce [B-0103](#).

**Préambule :**

(i) Pour l'année 2025-2026, la dépense d'amortissement des immobilisations corporelles s'élève à 162 362 k\$. En tenant compte de l'amortissement imputé à d'autres comptes pour les catégories « Matériel roulant » (1 775 k\$) et « Droit de mutation » (64 k\$), la dépense d'amortissement des immobilisations est établie à 160 522 k\$.

(ii) Extrait de la pièce portant sur les principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service.

<b>RÉINTÉGRATION AMORTISSEMENT DES VÉHICULES</b>	GC-1	Capitalisation de 20 % de l'amortissement relatif aux catégories de matériel roulant utilisé pour la réalisation des travaux.
--	------	---

(iii) Le solde de l'amortissement cumulé des immobilisations corporelles au 30 septembre 2026 est établi comme suit :

Amortissement cumulé des immobilisations corporelles (k\$)	2025-10-01	Additions	Coûts d'abandon et retrait	2026-09-30
Solde d'ouverture	(2 385 199)			
Amortissement		(162 362)		
Droits de mutation		64		
Coûts d'abandon et retraits			34 068	
	(2 385 199)	(162 298)	34 068	
Solde de clôture				(2 513 429)

(iv) Dans la base de tarification, l’amortissement cumulé des immobilisations corporelles (nettes des contributions/subventions reçues s’élève à 2 513 429 k\$ au 30 septembre 2026.

**Demandes :**

26.1 La Régie note que le montant de 1 775 k\$ pour le matériel roulant est capitalisé dans d’autres comptes selon les références (i) et (ii). Cependant, ce montant réintégré dans les travaux en cours n’est pas soustrait de l’amortissement cumulé au 30 septembre 2026. Veuillez expliquer.

26.2 S’il s’agit d’une erreur, veuillez présenter l’impact sur le revenu requis.

**ÉTUDE SUR LES TAUX D’AMORTISSEMENT**

**27. Référence :** Pièce [B-0110](#), annexe A, exemple catégorie Z11.00.

**Préambule :**

Extraits des données présentées aux sections 5 et 8 de l’étude sur les taux d’amortissement, pour la catégorie Z11.00 DISTRIBUTION BRANCH (SERVICE) – STEEL

**Section 5**

**TABLE 1 - ESTIMATED SURVIVOR CURVE, ORIGINAL COST, BOOK DEPRECIATION RESERVE AND CALCULATED ANNUAL DEPRECIATION ACCRUALS RELATED TO UTILITY PLANT AS OF Sept 30, 2023 DEPRECIATION RELATED TO RECOVERY OF ORIGINAL COST OF INVESTMENT**

Account	Account Description	Truncation Date	Survivor Curve	Net Salvage Percentage	Investment Percentage	Original Cost as of Sept. 30, 2023	Book Depreciation Reserve	Future Accruals	Annual Accrual Amount	Annual Accrual Rate	Composite Remaining Life
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>TOTAL</b> <span style="color: red;">Tableau 1 (1A + 1B)</span>											
<b>DISTRIBUTION PLANT</b>											
Z11.00	DISTRIBUTION BRANCH (SERVICE) - STEEL		43-R1.5	-30%	4,36%	201 147 199 \$	125 133 432 \$	136 357 926 \$	6 196 607 \$	3,08%	20,73
<b>LIFE</b> <span style="color: red;">Tableau 1A</span>											
<b>DISTRIBUTION PLANT</b>											
Z11.00	DISTRIBUTION BRANCH (SERVICE) - STEEL		43-R1.5	0%	4,36%	201 147 199 \$	104 872 276 \$	96 274 923 \$	4 219 837 \$	2,10%	20,73
<b>NET SALVAGE</b> <span style="color: red;">Tableau 1B</span>											
<b>DISTRIBUTION PLANT</b>											
Z11.00	DISTRIBUTION BRANCH (SERVICE) - STEEL		43-R1.5	-30%	4,36%	201 147 199 \$	20 261 156 \$	40 083 003 \$	1 976 770 \$	0,98%	

**Section 8**

Énergir							ELG - Remaining Life <sup>v4.98</sup>		
Account #: Z1100 - DISTRIBUTION BRANCH (SERVICE) - STEEL							Survivor Curve: R1.5		
CALCULATED ANNUAL ACCRUAL AND ACCRUED DEPRECIATION							ASL: 43		
BASED ON ORIGINAL COST AS OF September 30, 2023							Net Salvage: -30%		
							Truncation Year:		
Year	Original Cost	Calculated Accumulated Depreciation	Allocated Actual Booked Amount	Accumulated Depreciation Factor	Net Book Value	ELG Remaining Life	Annual Accrual	Average Age	
1957	303,835.77	365,896	365,842	0.9262	29,144	5.29	5,512	66.5	
1979	21,949,434.14	22,534,216	22,530,907	0.7896	6,003,358	11.85	506,666	44.5	
1980	5,744,616.69	5,829,553	5,828,697	0.7805	1,639,305	12.23	134,083	43.5	
1981	7,769,505.70	7,788,963	7,787,819	0.7710	2,312,538	12.61	183,360	42.5	
1982	4,002,580.86	3,961,722	3,961,140	0.7613	1,242,215	13.01	95,508	41.5	
1983 à 2022	...	...	...	...	...	...	...	...	
2023	5,059,226.88	128,842	128,823	0.0196	6,448,172	25.02	257,684	0.5	
<b>TOTAL</b>	<b>201,147,198.53</b>	<b>125,151,810</b>	<b>125,133,432</b>		<b>136,357,926</b>		<b>6,196,607</b>		
COMPOSITE ANNUAL ACCRUAL RATE				3.08%					
COMPOSITE ACTUAL ACCUMULATED DEPRECIATION FACTOR				0.62					
COMPOSITE AVERAGE AGE (YEARS)				23.50					
DIRECTED WEIGHTED ELG COMPOSITE REMAINING LIFE (YEARS)				20.73					

**Demandes :**

- 27.1 Pour la composante « *Book Depreciation Reserve* » du tableau 1A, veuillez expliquer le calcul détaillé du montant total de 104 872 276 \$. Le cas échéant, veuillez préciser les données du tableau de la section 8 utilisées pour ce calcul.
- 27.2 Pour la composante « *Book Depreciation Reserve* » du tableau 1B, veuillez expliquer le calcul détaillé du montant total de 20 261 156 \$. Le cas échéant, veuillez préciser les données du tableau de la section 8 utilisées pour ce calcul.
- 27.3 Veuillez expliquer les différences entre les éléments « *Calculated Accumulated Depreciation* » et « *Allocated Actual Booked Amount* » de la section 8.

**28. Référence :** Pièce [B-0110](#), p. 3-2 et 3-3.

**Préambule :**

« [...] Consistent with the potential change in the utilization of the assets, it could be assumed that large scale retirement of assets may be required in the periods between now and 2050. However, as noted above, the overall impact, if any, is unknown at this time. As such, Concentric has intentionally limited life extension estimates on long-lived asset groups instead of implementing an economic planning horizon. Concentric notes that future studies may require additional

*consideration of alternative depreciation procedures and energy transition mitigation strategies as more information becomes known.*

[...]

*At this time, the future impacts of the relevant climate change legislation have not been sufficiently studied, nor have specific programs been put into place that would provide the indications of the changes in utilization levels. Concentric views that additional study of the changes are required before the introduction of more aggressive depreciation strategies, such as the implementation of an economic planning horizon, for the Énergir system, into the depreciation rate calculations. However, Concentric notes that future depreciation studies of the Énergir system may require the introduction of an economic planning horizon into the depreciation rate calculations ». [note de bas de page omise]*

**Demandes :**

- 28.1 Veuillez présenter quelques exemples d'application d'une limite au niveau de l'estimation de la prolongation de la durée de vie de groupes d'actif. Veuillez fournir les impacts d'une telle limite plutôt que de faire des projections économiques à long terme.
- 28.2 Veuillez indiquer si Énergir a débuté une réflexion plus approfondie sur d'autres méthodes d'amortissement et stratégies d'atténuation de la transition énergétique qui seraient possiblement reflétées dans les futures études sur les taux d'amortissement. Veuillez élaborer.
- 28.3 Veuillez également commenter la possibilité d'introduire un horizon de planification économique pour déterminer l'amortissement dans les futures études sur les taux d'amortissement.

### ACTIFS GSR-C ET GSR-L

- 29. Références :**
- (i) Pièce [B-0101](#), p. 1 à 3;
  - (ii) Pièce [B-0104](#), p. 6;
  - (iii) Pièce [B-0136](#), p. 1;
  - (iv) Décision [D-2025-060](#), p. 9.

**Préambule :**

- (i) Le tableau suivant résume la proposition d'Énergir pour les actifs GSR-C et GSR-L :

Catégories d'immobilisations	Durée de vie utile	Taux d'amortissement intérimaire
<b>Amélioration du réseau - Adaptation du réseau GSR</b>		
Z-1710 - Station de gaz porté - Actifs GSR-C	40 ans	2,5%
Distincte Subventions - Actifs GSR-C	40 ans	2,5%
Z-1720 - Station de gaz porté - Actifs GSR-L	40 ans	2,5%
Distincte Subventions - Actifs GSR-L	40 ans	2,5%

(ii) Point n° 16 : « La hausse de 16,9 M\$ des investissements en Amélioration du réseau – Adaptation du réseau GSR entre la prévision 4/8 2025 et la CT 2025-2026 s'explique principalement par la mise en service de la station de réception et d'injection de gaz porté à Saint-Flavien (R-4263-2024) prévue à la CT 2025-2026 (+15,7 M\$ pour la composante Adaptation du réseau GSR déposé au dossier R-4287-2024) et l'enveloppe budgétaire des projets inférieurs au seuil pour ce nouveau sous-marché ».

(iii) Extrait du tableau présentant la dépense d'amortissement prévisionnelle 2025-2026, basée sur les données 4-8 2025.

Catégories	Description	Solde prévisionnel au 1 <sup>er</sup> octobre 2025			Taux amort. %	Amortissement prévisionnel 2025-2026
		VH	AC	Non amorti		
Z1650	Biométhane - conduites principales acier	35 188	(1 352)	33 836	Durée du contrat	(1 825)
Z1610	Biométhane - servitudes	5 262	(95)	5 167	Durée du contrat	(262)
Z1680	Biométhane - poste de réception	7 291	(509)	6 782	Durée du contrat	(492)
Z1681	Biométhane - poste de réception - partie civile	1 632	(106)	1 526	Durée du contrat	(95)
Z1710	Station de gaz porté - Actif GNC	0	0	0	2,50%	(98)
Z1720	Station de gaz porté - Actif GNL	0	0	0	2,50%	(167)

(iv) « [12] La formation majoritaire rejette la demande d'Énergir d'inclure certains actifs de la station de réception et d'injection de GSR porté à Saint-Flavien aux actifs d'adaptation du réseau de distribution. La formation majoritaire juge que la totalité des coûts du Projet St-Flavien doivent être assumés par les producteurs qui y ont réservé de la capacité.

[...]

*[14] En ce qui a trait au poste d'injection de la Station, la Régie rejette la socialisation temporaire du coût de service pour les producteurs ne débutant pas leur injection au moment de la mise en service de la Station ».*

**Demandes :**

29.1 Considérant la décision de la Régie citée en référence (iv), veuillez indiquer si la demande d'Énergir présentée en référence (i) devient caduque. Dans la négative, veuillez justifier pourquoi une nouvelle catégorie d'actif devrait être créée pour le GSR-C et le GSR-L du Projet Saint-Flavien.

29.2 Veuillez présenter l'impact de la décision citée en référence (iv) sur :

- les catégories d'immobilisation de la référence (i), incluant le numéro des catégories présentés en référence (iii) et les taux d'amortissement;
- la base de tarification pour l'année 2025-2026, incluant les additions de la référence (ii), les soldes mensuels et la moyenne des 13 soldes;
- le revenu requis pour l'année tarifaire 2025-2026 (amortissement, rendement et impôts);
- les revenus du service de réception pour l'année 2025-2026.

**REVENUS**

**30. Références :** (i) Pièce [B-0049](#), p. 35;  
(ii) Pièce [B-0125](#).

**Préambule :**

(i) Pour le scénario de base du plan d'approvisionnement, Énergir prévoit des livraisons de gaz naturel totalisant  $5\,990,4 \times 10^6 \text{m}^3$ .

(ii) Aux fins d'établir les revenus en distribution, Énergir prévoit des livraisons totalisant  $5986,9 \times 10^3 \text{m}^3$ .

**Demande :**

30.1 Veuillez confirmer que l'écart de  $3,5 \cdot 10^6 \text{m}^3$  entre les livraisons prévues au plan d'approvisionnement et celles utilisées pour établir les revenus de l'année 2025-2026 s'explique par l'autoconsommation d'Énergir.

- 31. Références :**
- (i) Pièce [B-0125](#);
  - (ii) Pièce [B-0140](#), p. 18
  - (iii) Pièce [B-0146](#).

**Préambule :**

(i) Énergir prévoit des revenus de réception totalisant 4 371 k\$ en 2025-2026 pour 13 clients producteurs, dont 9 sont déjà en service.

(ii) « *Au cours de l'année 2025-2026, il est prévu que treize producteurs de GSR injecteront dans le réseau de distribution, dont neuf qui sont déjà en service : [...]* ».

(iii) Énergir présente une comparaison des revenus 2025-2026 découlant de la décision D-2024-118 et ceux proposés au présent dossier.

Les revenus du service de réception découlant de l'application de la décision D-2024-118 sont les mêmes que ceux proposés pour l'année 2025-2026, soit 4 371 k\$.

**Demande :**

31.1 Veuillez expliquer que les revenus du service de réception découlant de l'application de la décision D-2024-118 sont les mêmes que ceux proposés pour l'année 2025-2026, considérant que la décision D-2024-118 approuvait seulement les taux des 9 producteurs ayant débuté leur injection.

## DÉPENSES D'EXPLOITATION

- 32. Références :**
- (i) Pièce [B-0130](#), p. 4 et annexe 1;
  - (ii) Dossier R-4177-2021 Phase 1, décision [D-2022-025](#), p. 13 et 19;
  - (iii) Tableau établi par la Régie à partir des rapports annuels des années 2021-2022 à 2023-2024.

**Préambule :**

(i) « *Considérant que les budgets de dépenses d'exploitation des dernières années étaient déterminés à l'aide d'une formule paramétrique, leur répartition détaillée par secteur n'est pas disponible. Conséquemment, la comparabilité avec les données ne pourra s'effectuer qu'avec celles réalisées au cours des premiers mois de l'année tarifaire 2024-2025 et celles déjà présentées aux rapports annuels* ».

À l'annexe 1, Énergir présente les dépenses d'opération par nature pour les années 2024-2025 et 2025-2026 ainsi que les ajustements pour établir les dépenses d'exploitation.

(ii) Pour les années 2022-2023 à 2024-2025, la Régie reconduisait la formule paramétrique pour l'établissement des dépenses d'exploitation avec les ajustements proposés. Notamment, le point de départ pour l'application de la formule au cours de cette période était les données réelles du rapport annuel de l'année 2020-2021.

(iii) Tableau comparatif établi par la Régie pour les dépenses d'exploitation réelles des années 2020-2021 à 2023-2024 et celles projetées au présent dossier, présentées en référence (i).

DÉPENSES D'OPÉRATION PAR NATURE (000 \$)	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
					année de base	année témoin
<b>Total Corporatif</b>	<a href="#">R-4175-B-0028</a>	<a href="#">R-4209-B-0031</a>	<a href="#">R-4242-B-0028</a>	<a href="#">R-4288-B-0022</a>	<a href="#">R-4287-B-0130</a>	
<b>Salaires</b>						
Sous-total salaires	160 772	161 716	166 690	173 389	192 617	200 428
<i>croissance annuelle</i>		0,6%	3,1%	4,0%	11,1%	4,1%
<b>Avantages sociaux</b>	78 486	83 477	81 850	75 118	81 086	87 078
<b>Dépenses</b>						
Sous-total dépenses	72 292	77 203	81 164	83 089	87 299	86 620
<b>TOTAL DÉPENSES D'OPÉRATION</b>	311 550	322 396	329 704	331 596	361 002	374 126
Frais généraux imputés aux immobilisations	(21 454)	(22 700)	(22 416)	(24 467)	(26 265)	(27 328)
Main-d'oeuvre imputée aux immobilisations	(49 076)	(53 434)	(50 710)	(51 350)	(55 790)	(57 032)
Recharge aux ANR	(11 904)	(14 435)	(16 662)	(17 934)	(20 126)	(21 666)
Autres	(136)	(27)	455	454	(13)	(188)
<b>DÉPENSES D'EXPLOITATION RÉELLES</b>	228 980	231 798	240 369	238 299		
Réduction budgétaire - postes vacants et autres					(5 251)	(5 983)
<b>DÉPENSES D'EXPLOITATION PROJÉTÉES</b>					253 557	267 912
<i>croissance annuelle</i>		1,2%	3,7%	-0,9%	6,4%	5,7%
% capitalisation main-d'oeuvre interne taux standard	43,5%	43,6%	43,6%	43,2%	40,1%	39,2%
PMO, nets des ETP relatifs aux ANR	1 486	1 476	1 467	1 476	1 505	1 515

## Demandes :

- 32.1 En tenant compte des écarts dus aux arrondis, veuillez confirmer les données présentées au tableau de la référence (iii). Le cas échéant, veuillez identifier et expliquer les correctifs à y apporter.
- 32.2 Veuillez expliquer la méthode ou procédure appliquée par Énergir pour établir une réduction budgétaire de 5 251 k\$ en 2024-2025 et de 5 983 k\$ en 2025-2026.
- 32.3 Veuillez expliquer l'évolution du plan de main-d'oeuvre pour les années 2024-2025 et 2025-2026 comparativement aux années historiques 2020-2021 à 2023-2024.
- 32.4 Veuillez expliquer le taux de capitalisation de la main-d'oeuvre interne pour les années 2024-2025 et 2025-2026 comparativement aux années historiques 2020-2021 à 2023-2024.
- 32.5 Veuillez expliquer la croissance des dépenses d'exploitation projetées pour l'année 2024-2025 comparativement aux dépenses d'exploitation réelles de l'année 2023-2024.

- 33. Références :**
- (i) Pièce [B-0130](#), p. 19;
  - (ii) Pièce [B-0107](#), p. 2.

**Préambule :**

(i) Énergir établit le budget des avantages sociaux à 87 078 k\$ pour l'année 2025-2026 et à 81 086 k\$ pour l'année 2024-2025. Pour la composante « Main-d'œuvre imputée aux immobilisations », aucun montant lié aux avantages sociaux n'est réalloué aux fins d'établir les dépenses d'exploitation.

(ii) Énergir présente la composition de la charge des régimes de retraite et des avantages sociaux futurs pour les années 2024-2025 et 2025-2026. Pour l'année 2025-2026, le coût des avantages sociaux futurs capitalisés aux immobilisations s'élève à 7 456 k\$. Le coût net des services rendus aux fins des avantages sociaux futurs s'élève à 20 392 k\$.

**Demandes :**

- 33.1 La Régie comprend que le budget des avantages sociaux de la référence (i) inclut le coût net des services rendus aux fins des avantages sociaux futurs de la référence (ii). Pour les avantages sociaux futurs, l'effet de la capitalisation n'est pas présenté distinctement aux fins d'établir les dépenses d'opération. Veuillez confirmer, ou expliquer le cas échéant.
- 33.2 Veuillez indiquer si les avantages sociaux autres que les avantages sociaux futurs font l'objet d'une capitalisation aux immobilisations. Veuillez expliquer.