

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE
D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF
D'ÉNERGIR, S.E.C. À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2024**

MODÈLE DE PRÉVISION DE LA DEMANDE VOLONTAIRE TOTALE DE GSR

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#) , p. 46 et 48;
 - (ii) Pièce [B-0099](#) , p. 6 et 10;
 - (iii) Pièce [B-0103](#);
 - (iv) Pièce [B-0117](#) , p. 15, réponse à la question 4.1;
 - (v) Tableau produit par la Régie.

Préambule :

(i) « Énergir a développé un modèle de prévision de la demande volontaire de GSR afin de broser une prévision raisonnable au meilleur des informations et connaissances disponibles à ce jour. [...] Énergir envisage une amélioration continue du modèle au fur et à mesure que de nouvelles données seront disponibles.
[...]

Tableau 27
Prévision - Demande volontaire GSR
Cause tarifaire 2025-2028

| DESCRIPTION | Volumes ($10^3 m^3$) | | | |
|---------------------------------|------------------------|---------------|---------------|----------------|
| | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| Petit et moyen débits existants | 14 302 | 16 212 | 21 440 | 34 370 |
| Grandes entreprises | 29 071 | 16 670 | 24 511 | 28 077 |
| Nouveaux raccordements | 8 558 | 21 384 | 34 770 | 47 333 |
| Total | 51 931 | 54 266 | 80 722 | 109 780 |

- (ii) Énergir présente la prévision de la demande volontaire de GSR par grands segments, ainsi qu'un exemple d'application pour le marché résidentiel du grand segment PMD existant.
- (iii) Énergir présente l'historique de la demande volontaire de GSR.
- (iv) Énergir présente la prévision de la demande volontaire de GSR avec une ventilation des nouveaux raccordements pour les petits et moyens débits et pour les grandes entreprises.

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

| Segments | | Volume (10 ³ m ³) | | | | | | | | | |
|--------------------------|-------------------|--|--------------|---------------|---------------|---------------|--------------------|-----------------------------|---------------|----------------|---------------|
| | | Réel ⁽¹⁾ | | | | | 4/8 ⁽²⁾ | Prévisions | | | |
| | | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| PMD-existant | Résidentiel | 0 | 37 | 25 | 68 | 572 | 890 | 1 150 | | | |
| | Commercial | 1 173 | 1 097 | 1 396 | 2 374 | 2 688 | | | | | |
| | Institutionnel | 77 | 226 | 625 | 1 620 | 1 762 | | | | | |
| | Industriel | 0 | 0 | 5 | 192 | 492 | | | | | |
| | Sous-total | 1 251 | 1 360 | 2 051 | 4 254 | 5 514 | | | | | |
| | 29% | 28% | 40% | 16% | 14% | 27% | 28% | 30% | 27% | 31% | |
| VGE existant | Résidentiel | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 27 090 | 29 071 16 670 24 511 28 077 | | | |
| | Commercial | 0 | 0 | 22 | 118 | 810 | | | | | |
| | Institutionnel | 3 040 | 3 515 | 2 989 | 3 339 | 4 376 | | | | | |
| | Industriel | 0 | 0 | 47 | 18 619 | 29 028 | | | | | |
| | Sous-total | 3 040 | 3 515 | 3 057 | 22 076 | 34 215 | | | | | |
| | 71% | 72% | 60% | 84% | 86% | 70% | 56% | 31% | 30% | 26% | |
| Nouveaux raccords (3) | PMD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 161 | 8 558 | 21 384 | 34 770 | 47 333 |
| | VGE | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Sous-total | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 161 | 8 558 | 21 384 | 34 770 | 47 333 |
| | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 3% | 16% | 39% | 43% | 43% | |
| Total | 4 290 | 4 874 | 5 109 | 26 331 | 39 729 | 38 700 | 51 931 | 54 266 | 80 721 | 109 780 | |

¹ Volumes de GSR, excluant l'autoconsommation par Énergir et la socialisation.

² Les sous-totaux 4/8 ont été fournis par Énergir en Mm³ à la pièce B-0099. Leur conversion en 10³m³ par la Régie est approximative.

³ La prévision de la demande de GSR pour les nouveaux raccords représente de nouveaux raccords 100 % renouvelables dans le bâtiment et exclut les nouveaux raccords industriels. Aucun nouveau raccordement pour les grandes entreprises n'a été retenu dans la prévision actuelle. Toutefois, la prévision pourrait éventuellement inclure de nouveaux raccords pour les grandes entreprises.

Demandes :

1.1 Veuillez valider, ou corriger le cas échéant, et compléter le tableau de la référence (v).

1.2 Aux fins du suivi de l'amélioration continue du modèle (référence (i)), veuillez commenter la possibilité pour Énergir de déposer, dans les dossiers de rapport annuel, les données prévues et réelles selon le même niveau de détails que celui présenté en réponse à la question précédente. Veuillez élaborer.

STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT EN GSR AFIN D'ATTEINDRE LE SEUIL DE 10 %

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0033](#), p. 34;
 - (ii) Dossier R-4008-2017 Étape D, décision [D-2023-022](#), p. 57.

Préambule :

(i) « Dans ce contexte, Énergir propose de conserver une marge au-delà du seuil réglementaire de 20 % jusqu'en 2027-2028. Toutefois, considérant la baisse constatée ces dernières années dans la différence entre la QCA et les volumes injectés, Énergir propose de réduire la marge, en passant de 20 % à 15 % à partir de 2028-2029 et jusqu'à l'année 2030-2031, année où le seuil réglementaire passera à 10 %. »

(ii) « [213] En prévision d'une mise à jour de la caractéristique relative aux volumes, la Régie demande à Énergir de lui proposer une réévaluation de la marge de sécurité en tenant compte, entre autres, des contrats prévoyant un mécanisme d'ajustement de la quantité contractuelle annuelle (la QCA). À cette fin, elle demande au Distributeur de déposer, lors du dossier tarifaire 2026-2027, un suivi justifiant, pour chacun de ces contrats, le maintien ou le changement de la QCA. » [note de bas de page omise]

Demande :

- 2.1 Étant donné la proposition en référence (i), la Régie souhaite examiner au présent dossier le suivi de la décision D-2023-022 présenté en référence (ii). Pour les contrats prévoyant un mécanisme d'ajustement de la QCA, veuillez indiquer si Énergir a effectué ou prévoit effectuer un ajustement à la QCA. Veuillez élaborer. Le cas échéant, veuillez fournir les informations mentionnées à la référence (ii).

RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2024-2025

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0037](#), p. 1, ligne 40, colonne 18 ;
 - (ii) Dossier R-3867-2013, décision [D-2018-080](#), p. 82, par 348;
 - (iii) Dossier R-4213-2022 phase 2, décision [D-2023-116](#), p. 20, par 64.

Préambule :

- (i) Dans le tableau cité en référence, le point mort tarifaire global est de 28,3 années.

(ii) « [348] En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur de présenter, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, accompagnant la mesure de rentabilité globale du portefeuille de projets d'extension de réseau inférieurs au seuil, la mesure du point mort tarifaire de ce portefeuille. Le seuil minimal de point mort tarifaire à atteindre est fixé à 18 ans. Entre l'IP de 1,3 et le point mort tarifaire de 18 ans, le portefeuille de projets devra satisfaire le plus contraignant des deux critères ». [nous soulignons]

(iii) « [64] En conséquence, la Régie approuve le retrait des ventes sans raccordement des plans de développement et des suivis afférents, tel que proposé par Énergir, et ce, aux fins d'une application à compter du rapport annuel 2022-2023. »

Demandes :

- 3.1 À partir de la référence (i), veuillez expliquer le point mort tarifaire d'une année pour chacun des marchés (résidentiel, affaires et grandes entreprises) alors que le point tarifaire global est de 28,3 années.
- 3.2 Considérant le critère du point mort tarifaire global inférieur à 18 ans cité en référence (ii), veuillez déposer, sous le format des pages 2 à 10 de la référence (i), une mise à jour du point mort tarifaire en tenant compte également des ventes sans raccordement.
- 3.3 Dans l'éventualité que le point mort tarifaire global présenté en réponse à la question précédente soit supérieur à 18 ans, veuillez expliquer et justifier le dépassement du critère établi en référence (ii). Veuillez également présenter des pistes de solutions pouvant être apportées au plan de développement 2024-2025 afin de respecter le critère, le cas échéant.
- 3.4 En sus de l'IP global avec les ventes sans raccordement déjà présenté, veuillez commenter la possibilité de présenter également un point mort tarifaire avec les ventes sans raccordement, à partir du prochain dossier tarifaire, tout en présentant les détails des plans de développement en respect de la décision citée en référence (iii).

OFFRE BIÉNERGIE : SUIVI DE LA DÉCISION D-2023-068

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0040](#), p. 2;
 - (ii) Dossier R-4169-2021 Phase 1, décision [D-2022-061](#), p. 71 à 74;
 - (iii) Site web d'Énergir : [Passer à la biénergie](#).

Préambule :

(i) Au paragr. 184 de la décision D-2023-068, la Régie demandait à Énergir et Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, les éléments suivants :

- Les montants engagés par les Distributeurs à travers leur PGEÉ respectif en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie;
- Les aides financières du Gouvernement allouées en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie par l'entremise du Bureau de la transition climatique et énergétique du MELCCFP.

« À cet égard, Énergir souhaite réitérer qu'elle n'a pas accès à l'information relative aux aides financières du Gouvernement et que ni elle ni Hydro-Québec n'est propriétaire de cette dernière. Conséquemment, elle ne détient aucun contrôle sur son contenu, sa publication ou sa diffusion et demande donc à la Régie de mettre fin à ce Suivi.

Énergir demande à la Régie de mettre fin au deuxième point du suivi du paragr. 184 de la décision D-2023-068. »

(ii) « [243] Dans un souci d'accompagnement efficace des clients un guichet unique opéré par Énergir sera mis en place. En outre, afin de disposer d'une Offre biénergie disponible rapidement dans le marché, les Distributeurs proposent de déployer sa commercialisation en premier lieu auprès du marché résidentiel. À l'heure actuelle, ce marché présente les meilleures conditions à sa mise en marché, à l'accompagnement des clients avec l'existence du tarif DT et à l'utilisation des technologies existantes.

[...]

[246] Les Distributeurs s'affairent également à mettre au point un parcours client optimisé et fluide entre les parties prenantes afin de faciliter les démarches des clients. Ils précisent que lors de la demande d'adhésion au tarif DT, les demandes d'aides financières seront facilitées auprès d'Énergir, de HQD et du SITÉ pour l'acquisition d'équipements ou la couverture de certains frais pour la réalisation de travaux chez les clients. À cet égard, un processus coordonné simplifiant les contacts entre la clientèle et les parties impliquées sera instauré. » [nos soulignés et note de bas de page omise]

(iii) Sur son site web, Énergir résume les étapes à suivre par la clientèle qui veut adhérer à l'offre biénergie, à partir de l'évaluation de l'admissibilité à l'offre jusqu'à la confirmation d'inscription au tarif biénergie et au paiement des subventions si elles n'ont pas été déduites par un partenaire certifié.

Demandes :

- 4.1 Considérant le processus coordonné entre Énergir, HQD et le Gouvernement afin de commercialiser l'offre biénergie, tel que décrit aux références (ii) et (iii), veuillez indiquer les informations qui sont rendues disponibles à Énergir dans son rôle de guichet unique.
- 4.2 Sur le site d'Énergir, les étapes à suivre pour la clientèle qui souhaite adhérer à l'offre biénergie sont résumées. Dès la première étape du processus d'adhésion à la biénergie, un partenaire certifié d'Énergir prend en charge la clientèle. Dans ce contexte, quelles sont les informations qu'Énergir communique à ses partenaires certifiés et à sa clientèle pour les informer des subventions admissibles à la biénergie ?
- 4.3 Veuillez présenter les montants engagés dans le cadre du PGEÉ d'Énergir en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie en suivi du premier point du paragraphe 184 de la référence (i). Le cas échéant, veuillez préciser la pièce dans laquelle se retrouve ce suivi de décision.

**PRINCIPES ET MÉTHODES D'ÉVALUATION SUIVIS DANS L'ÉTABLISSEMENT
DU COÛT DE SERVICE**

- 5. Références :**
- (i) Pièce [B-0106](#), p. 11;
 - (ii) Dossier R-4213-2022 Phase 2, décision [D-2023-108](#), p. 13;
 - (iii) Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 97.

Préambule :

- (i) Énergir demande à la Régie de prendre acte et se déclarer satisfaite du suivi de la décision [D-2019-141](#) (par. 140) portant sur les principes règlementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement des dépenses nécessaires à la prestation du service. Ce suivi est présenté dans la pièce [B-0042](#).
- (ii) « [41] Conséquemment, la Régie approuve la méthode de fonctionnalisation des coûts de transport décrite à la section 6.1 de la pièce B-0243 pour le Contrat. Elle approuve également cette méthode aux fins de son application pour les futurs contrats d'approvisionnement de GSR hors Québec qui ne sont pas livrés au point de référence Dawn. »
- (iii) Dans le cadre du dossier tarifaire 2022-2023, Énergir proposait une modification au traitement comptable du CASS :

[390] Le Distributeur [...] propose une modification au traitement comptable afin que le solde de chacun de ces CFR CASS soit automatiquement intégré à la base de tarification dans le deuxième exercice subséquent pour être remis à la clientèle, le cas échéant.

[...]

[393] La Régie [...] constate que l'enveloppe annuelle n'atteint jamais le montant maximal autorisé de 250 000 \$. Dans ces circonstances, la Régie juge qu'il est approprié de modifier le traitement comptable du CFR CASS. [...] »

Demande :

5.1 La Régie constate que la méthode de fonctionnalisation approuvée en référence (ii) et le traitement comptable du CASS présenté en référence (iii) ne sont pas inclus dans la pièce B-0042 présentée en référence (i). Veuillez déposer une mise à jour de la pièce B-0042 afin d'y ajouter la méthode de fonctionnalisation des coûts de transport pour les contrats d'approvisionnement de GSR hors Québec ainsi que le traitement comptable du CASS.

MISE À JOUR DU CODE DE CONDUITE

6. **Référence :** Pièce [B-0046](#), annexes 1 et 2.

Préambule :

L'article 2 de l'annexe 1 du Code de conduite se lit ainsi :

« 2) Les échanges d'information et discussions de nature confidentielle entre les représentants de la Société et le Promoteur seront traités de façon confidentielle, ne seront utilisés par les Ventes que dans l'objectif de bien servir le Promoteur, et en aucun cas une information confidentielle obtenue d'un Promoteur ne sera communiquée à un employé ou représentant de la Société qui est directement responsable du développement de Projets dont la Société serait Promoteur ». [nous soulignons]

Énergir demande à la Régie d'approuver la mise à jour de son Code de conduite, dont l'ajout de l'Annexe 2, où l'utilisation de l'expression « membres du personnel » est privilégiée plutôt que l'expression « employé », dont notamment à l'article 2 tel que proposé :

« 2) Les échanges d'information et discussions de nature confidentielle entre les membres du personnel de la Société responsables de l'approvisionnement en GNR ou du service de réception, ou qui supportent ces activités, et le Promoteur tiers seront traités de façon confidentielle, ne seront utilisés par ceux-ci que dans l'objectif de bien servir le Promoteur tiers, et en aucun cas une information confidentielle obtenue d'un Promoteur tiers ne sera communiquée à un membre du personnel de la Société qui est responsable du développement de Projets de Promoteurs apparentés ou qui supporte ce développement. Les informations de nature confidentielle incluent notamment, mais sans s'y limiter, l'existence même de discussions relativement à un Projet qui n'a pas encore été annoncé publiquement ». [nous soulignons]

Demande

6.1 Veuillez commenter l'opportunité d'uniformiser l'utilisation de l'expression « membre du personnel » dans l'ensemble du texte du Code de conduite, y incluant les annexes.

7. **Référence :** Pièce [B-0046](#), annexe 3.

Préambule :

Le 1^{er} paragraphe de l'annexe 3 se lit ainsi :

« Les présentes règles de conduite ont été approuvées par le Conseil d'administration d'Énergir en sa qualité de commandité de la Société. Lorsque requis, elles seront rendues publiques pour l'information des Promoteurs et de tout autre intéressé. La direction de la Société est chargée d'établir toute procédure requise pour veiller à l'application de ces règles. Chaque gestionnaire est responsable de faire connaître et de faire appliquer les présentes règles ainsi que toute procédure afférente ».

Demande :

7.1 Considérant que le Code de conduite est déposé publiquement au présent dossier, veuillez commenter l'opportunité d'utiliser l'expression « Lorsque requis, elles seront transmises (ou fournies) (...) » plutôt que « Lorsque requis, elles seront rendues publiques (...) ».

REVENU REQUIS

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0062](#), p. 2 et p. 3;
 - (ii) Pièce [B-0064](#).

Préambule :

(i) Pour l'année de base 2024 (4/8), le revenu requis total présenté aux pages 2 et 3 s'élèvent à 1 044,1 M\$ et 1 057,9 M\$ respectivement. L'écart de 13,8 M\$ découle du revenu requis prévu au service de distribution.

(ii) Énergir présente l'évolution du revenu net d'exploitation pour l'exercice clos le 30 septembre 2025. Pour l'année de base 2024 (4/8), les revenus prévus de 1 038 261 k\$ et le manque à gagner de 5 848 k\$ totalisent 1 044 109 k\$.

Demande :

- 8.1 Veuillez concilier les revenus requis de l'année de base présenté en référence (i) et (ii). Le cas échéant, veuillez déposer une mise à jour des pièces.

CONCILIATION ET AMORTISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS

- 9. Références :**
- (i) Pièce [B-0071](#);
 - (ii) Dossier R-4242-2023, pièce [B-0049](#).

Préambule :

(i) Énergir présente la conciliation et l'amortissement des frais reportés et des actifs intangibles pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2025. Les manques à gagner et trop-perçus de l'année financière close le 30 septembre 2023 sont intégrés dans le solde d'ouverture au 1^{er} octobre 2024.

(ii) Les trop-perçus et manque à gagner par service de l'année financière 2022-2023 sont répartis entre les associés et les clients comme suit :

| Partage du (trop-perçu) / manque à gagner par service | | (TP) / MAG total | Quote-part allouée aux associés ⁽¹⁾ | Quote-part allouée aux clients ⁽¹⁾ |
|---|--|---------------------|--|---|
| Distribution | (Énergir-8, Doc. 1, p.1, col. 3, l. 1) | 11 476 | (1 743) | 13 219 |
| Transport | (Énergir-8, Doc. 1, p.1, col. 3, l. 3) | 9 398 | | 9 398 |
| Équilibrage | (Énergir-8, Doc. 1, p.1, col. 3, l. 4) | 71 221 | | 71 221 |
| SPEDE | (Énergir-8, Doc. 1, p.1, col. 3, l. 2) | (403) | | (403) |
| Manque à gagner (Trop-perçu) | (Énergir-8, Doc. 1, p.1, col. 3, l. 5) | 91 692 | (1 743) | 93 435 |

Demande :

9.1 Pour le service de distribution, veuillez concilier la quote-part allouée aux clients de 13 219 k\$ de la référence (ii) avec les données de la pièce présentée en référence (i).

CONTRIBUTION GES

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0075](#), col. 7;
 - (ii) Pièce [B-0006](#), p. 32, tableau 19, l. 4;
 - (iii) Dossier R-4213-2022, pièce [B-0275](#), note 3 du tableau;
 - (iv) Dossier R-4213-2022, décision [D-2023-127](#), p. 44.

Préambule :

(i) Énergir présente le calcul de la contribution GES projeté pour l'année 2024-2025, au montant de 5 327 k\$, basé sur les volumes convertis projetés totaux de 18 705 10³m³.

(ii) Pour le Marché petit et moyen débits, Énergir prévoit que les livraisons de gaz naturel diminueront de 12,8 10⁶m³ entre les 30 septembre 2024 et 2025 en raison des transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie.

(iii) Dans le dossier tarifaire 2023-2024, Énergir présentait comme suit les volumes transférés vers l'électricité attribuables à la biénergie ventilés par année :

| | |
|--|--------|
| ⁽³⁾ B-0112, Énergir-N, Document 16 du dossier R-4177-2021, Transfert vers l'électricité attribuable à la biénergie pour 2022. | 219 |
| B-0052, Énergir-H, Document 2, p. 20, Tableau 14, l. 4, Transfert vers l'électricité attribuable à la biénergie pour 2023. | 6 082 |
| B-0052, Énergir-H, Document 2, p. 26, Tableau 17, l. 4, Transfert vers l'électricité attribuable à la biénergie pour 2024. | 19 737 |
| | 26 038 |

(iv) « [172] En ce qui a trait à la contribution GES, la Régie juge que l'information présentée au tableau 3 de la pièce B-0205 est utile pour comprendre l'application de la méthodologie de son calcul, telle qu'approuvée par la décision D-2022-061. En conséquence, à compter du prochain dossier tarifaire, la Régie demande à Énergir de mettre à jour le tableau 3 de la pièce B-0205 afin de compléter l'information relative à la contribution GES, déposée comme pièce B-0275 au présent dossier. » [nos soulignés et note de bas de page omise]

Demandes :

- 10.1 Veuillez expliquer l'écart entre les volumes convertis vers l'électricité de 18,705 10⁶m³ pour la période du 1^{er} octobre 2024 au 30 septembre 2025 à la référence (i) et la prévision de 12,8 10⁶m³ de la référence (ii).
- 10.2 La Régie constate de la référence (i) qu'Énergir a remplacé l'information présentée à la référence (iii) par le tableau 3 demandé à la référence (iv), plutôt que de l'intégrer à la pièce relative à la contribution GES pour l'année 2024-2025. Veuillez déposer une version révisée de la pièce B-0075 en y incluant une mise à jour des renseignements présentés à la note 3 de la référence (iii), soit les volumes transférés vers l'électricité ventilés par année depuis le lancement des programmes de soutien à la biénergie. Veuillez également apporter les ajustements requis afin de concilier les données.

**SUIVI ADMINISTRATIF DU
PROJET DE REMPLACEMENT DES REGAZÉIFICATEURS DE L'USINE LSR**

- 11. Références :**
- (i) Décision [D-2023-102](#), par. 177;
 - (ii) Suivi de la décision D-2022-024 - [Lettre d'Énergir sur un dépassement des coûts](#);
 - (iii) Dossier R-4242-2023, pièce [B-0121](#), p.2.

Préambule :

- (i) « [177] Par ailleurs, la Régie ordonne à Énergir de déposer également le suivi administratif relatif aux dépassements de coûts de plus de 15 % dans le dossier tarifaire subséquent, comme c'est actuellement le cas pour Hydro-Québec dans ses activités de transport. » [Nous soulignons]
- (ii) En suivi de la décision D-2022-024 autorisant le projet visant à remplacer les regazéificateurs de l'usine LSR (le projet), Énergir informe la Régie, dans un suivi administratif, d'un dépassement de coûts d'environ 19 %.

« En date du 30 avril 2024, les coûts totaux projetés du Projet sont évalués à 37,5 M\$ par rapport à une projection initiale de 31,4 M\$, soit une augmentation d'environ 6,1 M\$, équivalant à une augmentation d'approximativement 19 %. Toutefois, Énergir tient à préciser que ce pourcentage inclut la hausse des coûts de 4,0 M\$ (soit environ 13 %) au 30 septembre 2023, déjà annoncée dans le cadre du Rapport annuel 2023. »

(iii) Coûts prévus du projet de remplacement des regazéificateurs de l'usine LSR au 30 septembre 2023

| | Budget initial (1) | Projection finale (2) | Écart (000 \$) (3) = (2) - (1) | Écart (%) (4) = (3) / (1) |
|------------------------------|-----------------------|--------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
| Projection des coûts globaux | 31 356 | 35 388 | 4 032 | 13 % |
| Total Énergir | 31 356 | 35 388 | 4 032 | 13 % |

Demande :

11.1 Veuillez déposer le suivi administratif du projet présenté en référence (ii), en suivi de la décision présentée en référence (i).

PROJETS DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0129](#), p. 5 à 7;
 - (ii) Pièce [B-0118](#), p. 31 à 34.

Préambule :

(i) Pour les projets de réduction des émissions de GES, Énergir présente le suivi de la décision D-2021-140, par. 407, comme suit (pour l'année 2023-2024) :

Tableau 1
Projets 2023-2024 (année de base)

| Projets 2023-2024 | Estimation des réductions des émissions de GES (tCO ₂ eq) | Budget prévu (\$) |
|---|---|----------------------|
| Projets d'amélioration des actifs - remplacement des chaudières dans les postes de livraison (six projets) | 384 | 5 000 000 |
| Modification de la méthode de localisation des infrastructures pour intégrer l'envoi de plans au demandeur (phase 2024) | 60 | 0 |
| Plan d'électrification des véhicules légers** | 73 | 162 000 |
| Remplacement de véhicules Ford E350 à V8 par des Transit 350 équipés de V6 atmosphérique** | 42 | (42 000)* |
| Total des réductions liées aux projets | 559 | - |
| Achat de GSR supplémentaire prévu | 700 | 165 000 |
| Total des réductions estimées | 1 259 | - |

* Le coût de remplacement d'un véhicule Ford E350 par un Transit 350 avec moteur V6 atmosphérique sera moindre (2 000 \$ de moins par véhicule) que s'il avait été remplacé par un autre Ford E350.

** Les réductions de GES sont estimées en fonction du nombre prévu de véhicules commandés, mais il peut y avoir de la variabilité dans l'échéancier de mise en place en raison de la disponibilité des véhicules et du respect des délais de livraison.

(ii) Dans les tableaux Q7.1 (i) à Q7.1 (iv), Énergir ajoute les renseignements relatifs au coût par tonne de CO₂ équivalent (\$/tCO₂ eq) ainsi que la durée de vie estimée. Pour l'année de base elle dépose le tableau suivant :

Tableau Q-7.1 (i)
Projets 2023-2024 (année de base)

| Projets 2023-2024 | Estimation des réductions des émissions de GES (tCO ₂ eq) | Budget prévu (\$) | Coût par tonne (\$/tCO ₂ eq) | Durée de vie estimée (années) |
|---|---|----------------------|--|---|
| Projets d'amélioration des actifs - remplacement des chaudières dans les postes de livraison (six projets) | 384 | 5 000 000 | 13 020 | 15-20 |
| Modification de la méthode de localisation des infrastructures pour intégrer l'envoi de plans au demandeur (phase 2024) | 60 | 0 | - | Plus de 10 |
| Plan d'électrification des véhicules légers** | 73 | 162 000 | 2 220 | 6-8 |
| Remplacement de véhicules Ford E350 à V8 par des Transit 350 équipés de V6 atmosphérique** | 42 | (42 000)* | - | 8 |
| Total des réductions liées aux projets | 559 | - | - | |
| Achat de GSR supplémentaire prévu | 700 | 165 000 | 240 | Tant qu'il y aura combustion de gaz naturel aux immeubles et aux postes |
| Total des réductions estimées | 1 259 | - | - | |

* Le coût de remplacement d'un véhicule Ford E350 par un Transit 350 avec moteur V6 atmosphérique sera moindre (2 000 \$ de moins par véhicule) que s'il avait été remplacé par un autre Ford E350.

** Les réductions de GES sont estimées en fonction du nombre prévu de véhicules commandés, mais il peut y avoir de la variabilité dans l'échéancier de mise en place en raison de la disponibilité des véhicules et du respect des délais de livraison.

Demandes :

- 12.1 Veuillez commenter la possibilité de remplacer, à compter du prochain dossier tarifaire, les tableaux de la référence (i) par ceux présentés en référence (ii).
- 12.2 Veuillez préciser si le calcul du coût \$/tCO₂ eq à la colonne 3 de la référence (ii) tient compte des réductions des émissions des projets pour l'année 2023-2024 seulement ou les réductions totales pour la durée de vie des projets.
- 12.3 Pour les projets de remplacements de véhicule Ford E350 à moteur V8 par le modèle Transit 350 à moteur V6, veuillez confirmer que le budget de – 42 000 \$ est une donnée marginale. Le cas échéant, veuillez préciser si la réduction de 42 tCO₂ eq. évités représente également une donnée marginale. Veuillez également préciser quels projets de la colonne 1 présentent des résultats marginaux.

REFONTE DU TARIF DE RÉCEPTION

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0112](#), p. 15, 18 et 21;
 - (ii) Pièce [B-0112](#), p. 25 et 26;
 - (iii) Pièce [B-0062](#), p. 1;
 - (iv) Pièce [B-0089](#).
 - (v) Dossier R-4177-2022 Phase 2, pièce [B-0133](#), p. 9, tableau 1.

Préambule :

- (i) Page 15 :

« Énergir propose de limiter le montant socialisé à l'ensemble de sa clientèle à un maximum de 1 M\$ par projet, par producteur. Les coûts supplémentaires seraient à la charge du producteur, le cas échéant. Énergir juge nécessaire de limiter le niveau de socialisation permis afin d'éviter la socialisation de raccordements trop coûteux pour la clientèle. Ce maximum permet de tenir compte de cet aspect, tout en facilitant l'accès au réseau pour les projets de GSR, notamment ceux ayant des capacités de production plus faibles.

[...]

La limite maximale de 1 M\$ a été établie afin de commencer par une approche prudente permettant, d'un part, une socialisation raisonnable et, d'autre part, un meilleur accès au réseau. »

Page 18 :

« Sur la base des modifications proposées ci-haut, Énergir demande à la Régie de mettre fin au suivi demandé dans la décision D-2019-141 (paragr. 595). Ce suivi consiste à détailler les coûts de catégorie A par point de réception et la base de tarification mensuelle par point de réception. Énergir demande de remplacer le suivi tel que présenté à la pièce Énergir-Q, Document 10, pp.17 et 18 du dossier tarifaire par une nouvelle conciliation plus globale présentant la valeur totale du volet - Distribution et du volet variable du tarif de réception. Le volet - Investissement y sera inclus afin de présenter l'impact total sur le coût de service des investissements en GSR qui sera comparé aux revenus du volet - Investissement récupérés dans le tarif de réception et ainsi présenter l'impact de la socialisation. »

Page 21 :

« Quant aux coûts d'entretien de la conduite et autres actifs, Énergir propose de les exclure du tarif de réception pour les socialiser à l'ensemble de la clientèle, car d'une part, comme démontré par Énergir, les coûts d'entretien des conduites représentent en moyenne 0,06 % de l'investissement total ou 0,34 % des coûts de construction de la conduite et, d'autre part, les actifs autres que le poste d'injection (principalement les conduites de raccordement) servent à l'ensemble de la clientèle dans un objectif de transition énergétique, de soutien de la filière GSR québécoise et de sécurité d'approvisionnement. » [note de bas de page omise, nous soulignons]

(ii) Énergir présente l'impact de sa proposition pour 11 projets, soit les 8 en service et les 3 en construction.

(iii) Énergir établit le revenu requis en distribution à 742 151 k\$ pour l'année 2024-2025.

(iv) « **Tableau 1**

| | Projets en service | | | Projets en construction | | | | | Moyenne |
|---|--------------------|--------------|--------------|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------|
| | Projet 1 | Projet 2 | Projet 3 | Projet 4 | Projet 5 | Projet 6 | Projet 7 | Projet 8 | |
| Longueur du raccordement (km) | 2 | 0,04 | 0,21 | 6,98 | 0,05 | 1,26 | 0,05 | 0,17 | |
| Diamètre (po) | 4 | 4 | 4 | 6 | 4 | 6 | 4 | 4 | |
| Matériau | Acier | Acier | Acier | PE | Acier | Acier | Acier | Acier | |
| Classe de pression (Kpa) | 1 200 | 2 400 | 700 | 400 | 2 400 | 2 400 | 1 200 | 2 400 | |
| Coûts de construction de la conduite (000 \$) | 466 | 61 | 122 | 2 043 | 133 | 1 709 | 76 | 191 | |
| Total (000 \$) | 2 304 | 1 042 | 2 025 | 4 862 | 1 839 | 3 957 | 2 836 | 2 236 | |
| Coûts d'entretien/an (\$) | 4 067 | 166 | 309 | 7 074 | 284 | 2 681 | 284 | 483 | |
| Coûts d'entretien / coûts de la conduite (%) | 0,87% | 0,27% | 0,25% | 0,35% | 0,21% | 0,16% | 0,37% | 0,25% | 0,34% |
| Coûts d'entretien /investissement total (%) | 0,18% | 0,02% | 0,02% | 0,15% | 0,02% | 0,07% | 0,01% | 0,02% | 0,06% |

Comme le présente le tableau 1, les coûts supplémentaires d'entretien directement causés par les producteurs représentent un pourcentage des coûts de construction des conduites significativement moins élevé que 4 % pour l'ensemble des projets analysés 4 (de 0,16 % à 0,87 % d'après le tableau 1). »

(v) Énergir présente le détail du coût de service pour les points de réception pour l'année 2024-2025.

Demandes :

13.1 De la référence (i), la Régie note qu'Énergir ne propose pas de limite maximale pour la socialisation des coûts d'entretien, contrairement à ce qu'elle propose pour les coûts de construction. La Régie comprend que le principe de proportionnalité a motivé le choix d'Énergir. Veuillez confirmer et élaborer.

13.2 À partir du tableau 1 de la référence (iv), la Régie calcule que les coûts supplémentaires d'entretien directement causés par les 8 producteurs étaient évalués en 2022 à 15 348 \$ annuellement, ce qui représenterait 0,002 % du revenu requis indiqué à la référence (iii).

13.2.1. Veuillez confirmer et élaborer.

13.2.2. Veuillez indiquer si Énergir a effectué une mise à jour du tableau 1 de la référence (iv) pour les 11 producteurs mentionnés à la référence (ii). Le cas échéant, veuillez fournir cette mise à jour.

13.2.3. Veuillez indiquer comment Énergir évalue le risque que ces coûts d'entretien augmentent de façon significative.

13.3 Veuillez justifier la demande de mettre fin au suivi de la décision D-2019-141, compte tenu des modifications proposées (référence (i)).

13.4 Veuillez présenter un exemple de la conciliation globale proposée à la référence (i) en fonction des points de réception présentés en référence (v).

ALLOCATION DES COÛTS – BASE DE DONNÉES COMPTABLE

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0109](#), p. 20;
 - (ii) Dossier R-4119-2020, pièce [B-0090](#), p. 14;
 - (iii) Décision [D-2017-063](#), p. 25, par. 90 à 94.

Préambule :

(i) « Pour mener à bien l'exercice d'allocation des coûts dans le cadre de la Cause tarifaire 2024-2025, Énergir a révisé sa méthode de consignation des données à la BDC. Délaissant la méthode du coût moyen, Énergir a opté pour une stratégie d'attribution plus directe. Dans ce cadre, Énergir a utilisé la BDI afin de déterminer la proportion des conduites de distribution et d'alimentation par catégorie d'actifs pour chaque région. Cette proportion est ensuite appliquée à la valeur nette comptable des actifs par catégorie et par région, obtenue directement via S/4HANA. Cette méthode se solde par une répartition fidèle équivalant à la VNC des actifs et a aussi significativement réduit le temps de traitement.

8.3 PROPOSITION

Énergir souligne que la constitution d'une BDC est exclusivement destinée à l'exercice d'allocation des coûts. Bien qu'elle ne soit pas parfaitement précise, la BDC actuelle offre un portrait juste du coût des actifs présents à la BDI permettant de réaliser un exercice d'allocation des coûts adéquat. De plus, la nouvelle proposition d'Énergir apporte une précision accrue tout en contribuant à accélérer le temps de traitement. De l'avis d'Énergir, cette proposition constitue une amélioration susceptible de rassurer la Régie sur la validité de la BDC. » [nous soulignons]

(ii) « Dans le cadre du dossier R-3867-2013, phase 1, Énergir avait proposé un échéancier pour l'analyse de la mise à jour de la base de données comptable (BDC) utilisée, notamment pour produire le facteur CONDPRIND. L'échéancier comporte trois volets, dont le premier volet,

complété durant l'année financière 2017-2018, consistait essentiellement à la révision des besoins pour les différentes utilisations de l'information de la BDC et à l'évaluation de la faisabilité technique de produire l'information selon le classement demandé. Le deuxième volet, qui concerne l'évaluation des options possibles pour constituer une base de données contenant les caractéristiques de la base de données de l'ingénierie (BDI) et de la BDC, a été complété durant l'année financière 2018-2019.

[...]

Étant donné qu'un changement de système comptable sera effectué, Énergir juge pertinent d'attendre la mise en place de la solution S/4HANA avant de débiter le troisième volet et de développer la solution informatique. Énergir a cependant élaboré une solution temporaire d'ici à ce que la validation de la faisabilité d'intégration des données de la BDI et de la BDC dans la nouvelle solution S/4HANA soit complétée. Énergir a ainsi mis à jour la BDC jusqu'à l'année financière 2018-2019 et poursuivra annuellement cette mise à jour lors de l'exercice d'allocation des coûts. Une base de données contenant les informations de la BDI auxquelles seront ajoutés les coûts de la BDC via l'outil Power BI de Microsoft sera développée lors de l'année 2020-2021. Cet outil faisant déjà partie du parc informatique d'Énergir et le modèle de données étant développé par l'utilisateur interne, il n'y aura pas de coûts additionnels pour Énergir. » [nos soulignés et note de bas de page omise]

(iii) À la décision D-2017-063 :

[90] La Régie est d'avis, même si la BDC n'est plus requise pour la classification des conduites de distribution, que l'information qu'elle collige est importante et pourrait, à terme, être utilisée, notamment, pour effectuer des allocations directes comme l'évoque la Décision.

[91] De plus, la présente décision démontre que, pour la sous-fonctionnalisation des conduites principales, l'information relative au coût historique des conduites principales provenant de la BDC est primordiale.

[92] Ainsi, pour les motifs invoqués dans la Décision, la Régie réitère que le Distributeur doit dès maintenant faire les efforts requis pour constituer une base de données fiable et représentative du réseau mis en terre et des coûts qui y sont associés.

[93] Dans la mesure où la BDI contient des données fiables, la Régie considère que le Distributeur pourrait, dans un premier temps, associer un coût obtenu à partir de la BDC à chacune des conduites inscrites à la BDI. Par la suite, chaque année, le Distributeur pourrait mettre à jour cette base de données pour y intégrer les

longueurs et les coûts des nouvelles extensions ou améliorations du réseau. Ainsi, au départ, la nouvelle base de données ne serait pas entièrement fiable mais, au fil des ans, son niveau de précision augmenterait graduellement par l'ajout de données fiables.

[94] La Régie ordonne donc à Gaz Métro, dans le cadre du dépôt de l'Étude, de présenter un échancier des actions qu'elle mettra en place pour la constitution d'une base de données contenant les caractéristiques de la BDI auxquelles s'ajouteraient les coûts de construction de ces conduites.

Demandes :

- 14.1 Veuillez expliquer, à l'aide d'un exemple, la méthode du coût moyen présentée en référence (i) et la comparer avec la stratégie d'attribution plus directe retenue au présent dossier.
- 14.2 Veuillez indiquer si la proposition relative à la BDC, présentée en référence (i), consiste en la même solution temporaire retenue au dossier tarifaire 2020-2021, présentée à la référence (ii). Le cas échéant, veuillez expliquer.
- 14.3 Veuillez comparer la proposition présentée en référence (i) avec les options considérées au 2^e volet de l'échancier, dont il est question en référence (ii).
- 14.4 Veuillez indiquer si la proposition relative à la BDC présentée à la référence (i) permet de répondre aux éléments et enjeux soulevés à la décision D-2017-063 (référence (iii)), soit de disposer de données fiables et représentatives du réseau mis en terre et des coûts qui y sont associés (incluant les coûts historiques). Veuillez élaborer, le cas échéant.

MODIFICATIONS AUX CST

15. Référence : Pièce B-0121, p. 14.

Préambule :

Énergir propose de facturer un montant de 2 \$ pour chaque facture papier émise. Les personnes voulant se prévaloir d'une exemption devront téléphoner au service à la clientèle pour en faire la demande. Énergir pourra y donner suite au cas par cas. Les exemptions s'appliqueront aux

personnes ayant des limitations physiques ou intellectuelles pour accéder à un outil informatique et pour les personnes de 65 ans et plus.

Demande :

15.1 Veuillez indiquer si les exceptions s'appliquent aux clients ne possédant pas l'internet à la maison. Le cas échéant, veuillez commenter la possibilité d'ajouter ce critère dans la liste des exemptions.

PGEÉ - TEST DU COÛT SOCIAL

- 16. Références :**
- (i) Pièce [B-0128](#), p. 43 et 44;
 - (ii) Pièce [B-0128](#), p. 47;
 - (iii) Document [Estimation du coût social des gaz à effet de serre, orientation provisoire actualisée pour le gouvernement du Canada, modifiée en avril 2023](#);
 - (iv) [EPA Report on the Social Cost of Greenhouse Gases: Estimates Incorporating Recent Scientific Advances](#), 2023, p. 154.

Préambule :

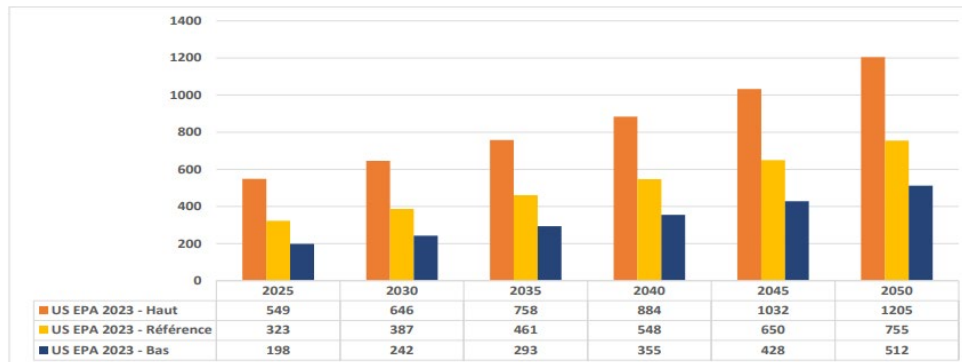
(i) « En avril 2023, le gouvernement du Canada a mis à jour ses estimations du CSC découlant d'un rapport préliminaire préparé par la US Energy Protection (EPA) en décembre 2022. [...]

Le graphique 4 présente les prévisions du CSC pour la période 2025-2050 du rapport final de EPA pour trois scénarios de taux réel d'actualisation. Dans le processus de modélisation du CSC, le flux de dommages futurs est actualisé à sa valeur présente dans l'année où l'unité d'émission supplémentaire de GES est rejetée dans l'atmosphère. Ces taux sont basés sur le taux social d'actualisation ; sujet qui sera abordé dans la section suivante. » [notes de bas de page omises]

Dans la note de bas de page 89, Énergir précise qu'un taux de change de 1,38 \$ CDN/\$US et un taux d'inflation annuel de 2 % ont été utilisées pour les fins de conversion des \$ US 2020 en \$ CDN courant.

«

Graphique 4
CSC de EPA (\$CAN /tonne CO₂)



Le taux réel d'actualisation pour chacun des scénarios sont les suivants :

- Référence (valeurs de référence du CSC) : 2,0 %;
- Bas (valeurs basses du CSC) : 2,5 %;
- Haut (valeurs hautes du CSC) : 1,5 %.

(ii) Section 1, 4^e paragraphe : « Les estimations mises à jour mentionnées dans le présent document sont identiques à celles adoptées par l'[EPA américaine dans son projet de mise à jour technique](#) (disponible en anglais seulement), converties en dollars canadiens constants de 2021. Le projet d'orientation de l'EPA américaine fait l'objet d'un examen par un groupe d'experts externes jusqu'au printemps 2023, avec une mise à jour formelle de l'orientation de l'EPA prévue pour l'automne 2023 ou l'hiver 2024 ». (Tableau 1).

Le tableau 1 présente les estimations annuelles du CS-GES à l'usage des ministères et organismes du gouvernement du Canada, à compter du 12 décembre 2022.

Section 3.2, dernier paragraphe :

« ECCC a adopté les estimations du CS-GES de l'EPA et les a converties en dollars canadiens. Plus précisément, les estimations américaines présentées en dollars américains de 2020 ont d'abord été converties en dollars américains de 2021 à l'aide du déflateur du PIB américain, puis converties en dollars canadiens de 2021 à l'aide du taux de change annuel de 2021, qui se rapproche le plus d'une conversion en fonction de la parité de pouvoir d'achat. »

[nos soulignés]

(iii) Le tableau A.5.1 du rapport final de EPA présente les prévisions du CSC pour la période 2025-2050 selon trois scénarios de taux réel d'actualisation.

Demandes :

- 16.1 La note de bas de page 89 en référence (i), indique que les valeurs en \$ US constant 2020 produites dans le rapport de EPA (référence (iii)) ont été converties en \$ CA courants par Énergir. Veuillez justifier pourquoi Énergir n'utilise-t-elle pas directement les valeurs converties par Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) dans le Tableau 1 à la référence (ii).
- 16.2 La référence (i) indique qu'Énergir utilise un indice de taux de change de 1,38 CA/US pour la conversion en \$ canadiens des résultats produits par l'EPA. Veuillez produire la référence de cet indice incluant l'année et indiquer comment il se compare à celui utilisé par ECCC.
- 16.3 Veuillez indiquer pourquoi Énergir n'a pas utilisé le déflateur du PIB pour tenir compte de l'inflation comme l'a fait ECCC.
- 16.4 Veuillez produire les valeurs du coût social du carbone utilisés pour les années 2020 à 2080 telles que produite par l'EPA américaine et ensuite les valeurs converties en dollars canadiens courants calculées par Énergir.
- 16.5 Veuillez expliquer pourquoi Énergir transpose les valeurs réelles du coût social du carbone en valeurs courantes compte tenu du fait que cela oblige la prévision d'un taux d'inflation sur une longue période.