

Réponse 1.1 :

Enbridge Gaz Québec (EGQ) présente l'impact, sur les dépenses d'amortissement, de l'application des nouveaux taux proposés sur les dépenses réelles 2024 ainsi que sur celles prévues pour 2026.

Le distributeur tient à rappeler que, sur la base des recommandations formulées par la firme Concentric Advisors, une nouvelle méthodologie (Equal Life Group (ELG)) a été adoptée en lieu et place de celle précédemment utilisée (Average Life Group (ALG)). En effet, la méthode ELG est jugée plus représentative de la durée de vie réelle des actifs et conforme aux meilleures pratiques du secteur.¹

| Catégorie | | Taux d'amortissement % | | Taux de récupération % | | Durée de vie restante | | Impact sur les dépenses d'amortissement \$ | |
|--|---|------------------------|---------|------------------------|---------|-----------------------|---------|--|---------------------|
| | | actuel | proposé | actuel | proposé | actuel | proposé | réelle 2024 | prévision 2026 |
| DEPRECIABLE PLANT STUDIED | | | | | | | | | |
| 473 | Services | 4,32 | 5,19 | -125 | -125 | 39,59 | 34,14 | 741 296,97 | 1 035 889,03 |
| 475 | Mains | 2,35 | 2,77 | -90 | -90 | 63,76 | 56,48 | 534 863,62 | 768 108,32 |
| 477 | Regulating Equipment | 2,92 | 3,18 | -10 | -15 | 17,4 | 22,43 | 18 677,95 | 17 572,49 |
| 478 | Meters | 8,48 | 11,36 | 0 | 0 | 12,13 | 8,69 | 220 889,10 | 251 206,48 |
| 482 | Leasehold Improvements | * | 3,25 | 0 | 0 | | 12,30 | -41 686,37 | -25 950,67 |
| 483 | Office Furniture and Equipment | 9,77 | 2,51 | 0 | 0 | 4,21 | 8,09 | -43 822,10 | -47 003,55 |
| 484 | Transportation Equipment | 2,49 | 5,66 | 0 | 5 | 7,12 | 6,66 | 128 499,55 | 74 041,25 |
| 485 | Heavy Work Equipment | 11,77 | 0,05 | 0 | 0 | 7,35 | 5,02 | -2 333,64 | -16 462,43 |
| 486 | Tools and Work Equipment | 10,13 | 9,59 | 0 | 0 | 5,67 | 4,54 | -1 978,78 | 5 450,43 |
| 488 | Communication Equipment | 27,81 | - | 0 | 0 | 2,21 | 2,98 | 35 346,55 | -58 651,34 |
| 490 | Computer Equipment | 20 | 4,08 | 0 | 0 | | 1,71 | -71 200,20 | -85 851,17 |
| 491 | Other Intangible Assets - Acquired Software | 25 | 63,02 | 0 | 0 | | 1,73 | 133,97 | 181 776,04 |
| 491.1 | Other Intangible Assets - CIS | 14,3 | 1,42 | 0 | 0 | | 2,54 | -225 091,63 | -227 631,53 |
| 491.2 | Other Intangible Assets - WAMS | 10** | 10,24 | 0 | 0 | | 4,77 | 569,27 | 1 428,30 |
| TOTAL DEPRECIABLE PLANT STUDIED | | | | | | | | 1 294 164,25 | 1 873 921,63 |
| CONTRIBUTIONS | | | | | | | | | |
| 473 | Services | 0,58 | 0,82 | 0 | 0 | 35,22 | 34,14 | -77,17 | -4 987,63 |
| 475 | Mains | 0 | (0,17) | 0 | 0 | 46,99 | 56,48 | -316,57 | 5 632,27 |
| 477 | Regulating Equipment | 1,45 | 1,15 | 0 | 0 | 15,4 | 22,43 | 23,30 | -1 357,57 |
| TOTAL CONTRIBUTIONS | | | | | | | | -370,44 | -712,92 |
| - | | | | | | | | | |
| TOTAL PLANT | | | | | | | | 1 293 793,81 | 1 873 208,71 |

* Des taux d'amortissement linéaires sont appliqués aux améliorations locatives, selon leur nature.

** Taux approuvé suivant la décision de la Régie D-2017-028, par. 170.

¹ Dossier R-4303-2025, pièce B-0013, EGQ-2, [Document 1](#), page 6.

1.2. Veuillez commenter la possibilité que ce tableau soit déposé dans la preuve en chef en même temps que l'étude sur les taux d'amortissement.

Translation : Please comment on the possibility that this table could be filed in the main evidence at the same time as the study on depreciation rates.

Réponse 1.2 :

Concentric confirms that it would be possible to submit a table such as the one included in response to question 1.1 above in upcoming depreciation studies.

BASE DE TARIFICATION

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0035](#), p. 2 et 3;
 - (ii) Pièce [B-0035](#), p. 7 à 11;
 - (iii) Pièce [B-0035](#), p. 9;
 - (iv) Dossier R-4299-2025, décision [D-2025-111](#), p. 30 et 34;
 - (v) Dossier [R-4299-2025](#).

Préambule :

(i) Principe d'évaluation de la base de tarification :

| COMPOSANTES | ORDONNANCES | MÉTHODES |
|------------------|-------------|--|
| Principes | | Valeur historique de l'ensemble des investissements de la compagnie dans les activités de l'entreprise de gaz ainsi que les autres valeurs reconnues par la Régie dans l'établissement de la base de tarification. |
| [...] | [...] | [...] |
| Travaux en cours | G-468 | Coûts engagés durant la construction compensés par l'inclusion des travaux en cours dans la base de tarification. |

(ii) À la p. 7, EGQ dépose le tableau « Base de tarification – Dossier tarifaire 2026 (en k \$), moyenne des 13 soldes »

| | | | | | |
|--|---|-----|----------------|------|------|
| | 1 ^{er} JAN (solde d'ouverture) | JAN | FEV. à NOV. | DEC. | MOY. |
|--|---|-----|----------------|------|------|

| | | | | | |
|-------------------------------|-----------|-----------|-------|-----------|-----------|
| Immobilisations réglementés | 271,984 | 272,888 | [...] | 282,837 | 277,410 |
| Amortissement cum. réglementé | (116,817) | (117,480) | [...] | (125,058) | (120,891) |

(iii) « Notes : (1) [...] »

(2) L'écart entre le solde de début au 1er janvier et le solde de fin de l'année 2024 est expliqué dans la pièce EGQ-18, Document 1.5, note 2. »

(iv) « [96] Le Distributeur précise que les coûts initiaux des travaux du Projet Saint-Louis, d'un montant de 680 385 \$, ont été inclus à la base de tarification, dans le cadre de la fixation des tarifs des dossiers tarifaires 2024 et 2025. Quant aux coûts réels du Projet de 1 821 347 \$, ils seront intégrés à la base de tarification du dossier tarifaire 2026, aux fins de l'établissement des tarifs de l'année 2026⁸⁹.

[...]

[113] La Régie constate un dépassement important des coûts au Projet Saint-Louis, soit de l'ordre de près de 170 % (+1 140 962 \$), en comparant les coûts réels de 1 821 347 \$, en date du 31 décembre 2024 aux coûts initiaux de 680 385 \$, budgétés en mai 2024. »

(v) Site internet de la Régie : Dossier 4299-2025.

Demandes :

2.1. Veuillez présenter une ventilation des coûts réels associés au Projet Saint-Louis dont il est question à la référence (iv), en fonction de leur(s) date(s) d'intégration à la base de tarification du Distributeur, tel que présenté à la référence (ii).

Réponse 2.1 :

Enbridge Gaz Québec rappelle que la base de tarification est établie à partir du solde d'ouverture des immobilisations réglementées de l'année témoin, auquel s'ajoutent les additions d'immobilisations intégrées au cours de l'année, conformément aux principes rappelés à la référence (i).

Dans le dossier tarifaire 2026, tel que présenté à la référence (ii), la base de tarification inclut, au solde d'ouverture 2026 des immobilisations réglementées, les coûts réels enregistrés en 2024, pour un montant de 1 695 165 \$. Elle inclut également les coûts estimés pour l'année 2025, lesquels s'élèvent à 126 181 \$. Vous trouverez ci-dessous une ventilation des coûts réels et estimés du Projet St-Louis, lesquels sont intégrés entièrement à la base de tarification du dossier tarifaire 2026 (en k \$) :

| Projet Saint- Louis | 2024 Réel | | | 2025 Estimé | | | 2026 Budget | | |
|---------------------------|----------------------|--------------|-----------------|----------------------|------------|-----------------|----------------------|-----------|--------------------|
| | Solde de début | Additions | Solde de fin | Solde de début | Additions | Solde de fin | Solde de début | Additions | Solde de fin |
| Coût | 69,8 | 1,625 | 1,695 | 1,695 | 126 | 1,821 | 1,821 | 0 | 1,821 |

2.2. La Régie note que le tableau présenté à la référence (iii) ne semble pas présenter l'élément associé à la référence « 2 », faisant l'objet de la note 2 en bas de page. Le cas échéant, veuillez mettre à jour le tableau de la référence (iii).

Réponse 2.2:

Une version corrigeant la mise en page, afin de refléter adéquatement la note 2, est déposée avec la présente demande de renseignements.

2.3. Veuillez déposer les pièces EGQ-21, Document 2 à EGQ-21, Document 3 de référence (ii) pages 8 à 11, en format Excel.

Réponse 2.3 :

Enbridge Gaz Québec souligne que les pièces EGQ-21, Document 2 à EGQ-21, Document 3, visées à la référence (ii), ont déjà été déposées en format Excel avec le dépôt initial, soit le 15 octobre 2025.

2.4. Veuillez déposer, au présent dossier, la preuve du dossier R-4299-2025, tel que présenté en référence v, associé au dépassement de coûts du Projet Saint-Louis.

Réponse 2.4 :

Enbridge Gaz Québec dépose au présent dossier la preuve relative au dépassement de coûts du Projet Saint-Louis, à la pièce EGQ-29, document 1, tel que requis par la Régie aux termes de la DDR.

STRATÉGIE RELATIVE À LA GESTION DE L'INTÉGRITÉ DES ACTIFS D'EGQ (STRATÉGIE D'INTÉGRITÉ)

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0018](#), p. 3, 4, 6 et 7;
 - (ii) Pièce [B-0018](#), p. 9 à 13;
 - (iii) Pièce [B-0018](#), p. 13.

Préambule :

(i) « Depuis la mise en place du réseau de distribution de gaz naturel dans la région de l'Outaouais, EGQ indique qu'elle a suivi les pratiques d'Enbridge Gas en matière de gestion de l'intégrité. Au fil des années, des interventions et des réparations ponctuelles ont été effectuées afin de corriger les problématiques d'intégrité identifiées. Toutefois, EGQ a constaté récemment une hausse du nombre d'interventions liées à des enjeux d'intégrité (notamment en ce qui concerne les branchements en cuivre), ce qui milite en faveur d'un changement d'approche. En effet, bien que les différents programmes d'entretien préventif présentement en place permettent de détecter et de corriger, le cas échéant, certaines situations ne répondant plus aux normes de sécurité, la mise en place d'une stratégie d'intégrité structurée devient essentielle pour assurer une distribution de gaz naturel fiable et sécuritaire.

Dans un souci d'harmoniser les pratiques entre les différentes filiales de distribution de gaz naturel d'Enbridge, et en vue d'utiliser certains outils déjà en place (dont la modélisation développée à cet effet), EGQ propose d'appliquer le Programme de gestion de l'intégrité des actifs du réseau de distribution d'Enbridge Gas (ci-après le « Programme d'Enbridge Gas »). Ce programme, en vigueur depuis plusieurs années au sein d'Enbridge Gas, est robuste, complet et répond aux besoins essentiels d'assurer un réseau de distribution de gaz naturel exempt d'enjeux d'intégrité et de sécurité. De plus, le Programme d'Enbridge Gas comprend un processus d'analyse annuelle approfondi ainsi qu'une modélisation de prédiction des défaillances et de leurs conséquences probables, permettant une priorisation efficace des interventions.

EGQ a recruté une ressource dédiée à la mise en place d'une version du Programme d'Enbridge Gas adaptée à son réseau, tel que plus amplement expliqué à la section « Méthodologie ». Cette démarche marque un virage vers une approche proactive où les actions et les projets futurs en matière d'intégrité seront planifiés en fonction d'une identification rigoureuse des risques à prioriser. Cette nouvelle façon de faire permettra non seulement d'optimiser les ressources en temps et en argent, mais aussi d'assurer un équilibre entre les risques, les coûts et la performance du réseau d'EGQ.

[...]

Dans ces circonstances, et comme mentionné précédemment, EGQ a recruté, dans la dernière année, une ressource dédiée à la mise en place et à l'application de la Stratégie d'intégrité. Cette ressource a pour mandat d'analyser les pratiques d'Enbridge Gas en matière d'intégrité afin de formuler une proposition adaptée à la réalité du distributeur. Ainsi, EGQ propose une Stratégie d'intégrité adaptée à son réseau de distribution ainsi que la mise en place d'un seul plan d'intégrité s'appliquant sur l'ensemble des actifs du réseau. Cela dit, même si la stratégie est adaptée à la réalité d'EGQ, les fondements du Programme d'Enbridge Gas ont été appliqués dans leur intégralité, incluant l'outil de modélisation et les processus de catégorisation des risques afin d'établir les priorités d'intervention. » [notes omises] [nous soulignons]

(ii) « *Suivant une analyse des actifs du réseau d'EGQ ainsi que des fondements du Programme d'Enbridge Gas, des éléments de risque ont été identifiés et catégorisés en fonction de la réalité du réseau de distribution d'EGQ. Les éléments suivants représentent des exemples d'enjeux retenus, se trouvant sur le réseau de distribution d'EGQ. D'ailleurs, des mesures correctives sont présentement en cours de développement pour ces éléments.* »

Parmi les éléments identifiés, EGQ élabore notamment sur les enjeux du réseau relatif aux branchements en cuivre, conduites principales et branchements en polyéthylène de type Aldyl-A, croisements d'égout, anciennes conduites en acier et traverse de rivières.

(iii) « *De manière exceptionnelle et étant au début de la mise en œuvre de la Stratégie d'intégrité, EGQ ne présentera pas de plan pour l'année 2026, mais plutôt un budget total. En effet, le distributeur désire avoir un délai supplémentaire pour bien identifier les interventions à prioriser, d'autant plus que le Bilan est présentement en cours de réalisation, ainsi que pour élaborer un plan pluriannuel précis et complet. Conséquemment, EGQ demande à la Régie de prendre acte que, pour l'année tarifaire 2026, un budget d'environ 600 000 \$ a été prévu.* » [nous soulignons]

Demandes :

3.1. Veuillez préciser les moyens dont dispose actuellement EGQ afin de détecter et corriger les enjeux liés à l'intégrité du réseau et de réduire le risque d'interventions urgentes.

Réponse 3.1 :

Actuellement, EGQ s'appuie sur les pratiques d'Enbridge Gas afin d'assurer la gestion de l'intégrité de son réseau de distribution. Ces pratiques reposent principalement sur des programmes d'entretien préventif ainsi que sur des interventions et des réparations ponctuelles visant à corriger les problématiques d'intégrité identifiées sur le réseau.

Plus précisément, les moyens actuellement en place comprennent notamment les éléments suivants :

- Programmes d'entretien préventif, incluant la détection des fuites et des inspections régulières des actifs permettant d'identifier certaines anomalies ou situations ne répondant plus aux normes de sécurité.
- Surveillance accrue de certains actifs ou composantes à risque, tels que des branchements ou des vannes identifiées comme plus vulnérables.
- Interventions correctives ponctuelles, effectuées à la suite de la détection d'un enjeu d'intégrité, afin de limiter les risques pour la sécurité et d'assurer la continuité du service.
- Analyse des incidents et des interventions urgentes, permettant un retour d'expérience et l'ajustement des pratiques opérationnelles, le cas échéant.

Ces moyens permettent à EGQ d'assurer la gestion courante de l'intégrité du réseau et de répondre aux situations nécessitant une intervention. Toutefois, ces moyens, bien qu'inspirés des pratiques d'Enbridge Gas, ne reposent pas encore sur l'application complète d'une démarche globale et structurée de priorisation des interventions fondée sur une analyse systématique et intégrée des risques, ni sur l'intégration complète des outils et des processus prévus dans le Programme d'Enbridge Gas permettant une planification proactive et une optimisation accrue des interventions.

- 3.1.1. En complément de la réponse précédente, veuillez également expliquer en quoi ces moyens sont insuffisants afin de mettre en place une « *approche proactive* » ou « *une priorisation efficace des interventions* » (référence (i)).

Réponse 3.1.1:

Bien que les moyens actuellement en place permettent d'assurer la gestion courante de l'intégrité du réseau de distribution et de répondre aux situations nécessitant une intervention, ils présentent des limites en ce qui concerne la mise en œuvre d'une approche proactive et la priorisation efficace des interventions.

En effet, les moyens actuels reposent principalement sur une approche réactive, axée sur la correction des problématiques une fois qu'elles ont été identifiées. Cette approche ne permet pas d'anticiper de manière structurée les risques émergents ni d'évaluer systématiquement la probabilité de défaillance des actifs et les conséquences potentielles associées à ces défaillances. Elle peut ainsi contribuer à une augmentation du nombre d'interventions urgentes, lesquelles mobilisent généralement davantage de ressources et entraînent des coûts plus élevés que des interventions planifiées et priorisées.

Par ailleurs, l'absence d'une stratégie d'intégrité structurée et de l'intégration complète des outils et processus prévus à cette fin, dont la mise en œuvre est requise afin de se conformer aux pratiques de gestion de l'intégrité établies par Enbridge Gas, limite la capacité d'EGQ à prioriser les interventions en fonction de critères objectifs tels que le niveau de risque, la nature critique des actifs ou l'impact potentiel sur la sécurité et la performance du réseau. Cette situation peut mener à une allocation sous-optimale des ressources et influencer les délais de priorisation des interventions visant les enjeux les plus critiques.

Ainsi, bien que les moyens actuels d'EGQ soient adéquats pour assurer la gestion courante de l'intégrité du réseau, ils montrent leurs limites face à l'évolution des enjeux d'intégrité et à la nécessité d'adopter une approche proactive, structurée et fondée sur l'analyse des risques, en conformité avec les exigences et les pratiques de gestion de l'intégrité d'Enbridge Gas, telle que celle proposée dans le cadre de la Stratégie d'intégrité présentée à la référence (i).

3.2. Veuillez élaborer sur la proposition présentée à la référence (i) à l'effet que la mise en place du Programme d'Enbridge Gas adapté à son réseau permettra « *d'optimiser les ressources en temps et en argent, mais aussi d'assurer un équilibre entre les risques, les coûts et la performance du réseau d'EGQ* ». Le cas échéant, veuillez déposer en soutien de votre réponse, des exemples et une estimation des économies évalués en termes de temps et en argent.

Réponse 3.2 :

La mise en place du Programme de gestion de l'intégrité d'Enbridge Gas, adapté à la réalité du réseau d'EGQ, vise à faire évoluer l'approche actuelle de gestion de l'intégrité.

Ce programme intègre notamment un processus d'analyse annuelle des actifs ainsi qu'un outil de modélisation permettant d'estimer la probabilité de défaillance et les conséquences potentielles associées à ces défaillances. Ces mécanismes permettent de prioriser les interventions en fonction du niveau de risque et la nature critique des actifs, favorisant ainsi une allocation plus efficiente des ressources humaines, financières et opérationnelles.

En planifiant les interventions de manière proactive, EGQ sera en mesure de réduire le recours à des interventions urgentes, lesquelles mobilisent généralement davantage de ressources, entraînent des coûts plus élevés et peuvent affecter la continuité du service. Il est courant que les interventions réalisées en situation d'urgence puissent représenter des coûts significativement supérieurs à ceux associés à des interventions planifiées, notamment en raison de la mobilisation accélérée des équipes, des heures supplémentaires et des contraintes opérationnelles accrues.

À titre d'exemple, les situations de croisements d'égouts illustrent l'intérêt d'une telle approche. Lorsqu'un enjeu de ce type est identifié et corrigé de manière planifiée, les travaux peuvent être réalisés dans des conditions maîtrisées, avec des délais prévisibles et des coûts généralement limités, lesquels se situent, habituellement et selon la complexité du site, dans une fourchette d'environ 10 000 \$ à 35 000 \$. À l'inverse, un défaut non détecté pouvant mener à un incident peut entraîner des impacts significatifs, incluant des dommages matériels, des interruptions de service prolongées et des coûts de gestion de crise, lesquels peuvent, dans des scénarios exceptionnels et selon la nature de l'incident, atteindre des ordres de grandeur pouvant aller jusqu'à 750 000 \$, soit des montants largement supérieurs à ceux associés à des interventions planifiées.

Concrètement, l'application du Programme d'Enbridge Gas, adapté au réseau d'EGQ, permet d'optimiser les ressources en temps, en réduisant les délais liés à la mobilisation en urgence des équipes et en favorisant une meilleure planification des travaux, ainsi qu'en argent, en diminuant le nombre d'interventions non planifiées, les heures supplémentaires et les dépenses imprévues, tout en améliorant la prévisibilité des investissements. Cette démarche vise à renforcer l'efficacité des pratiques existantes et à soutenir une gestion proactive de l'intégrité, contribuant ainsi à assurer un meilleur équilibre entre les risques, les coûts et la performance du réseau de distribution d'EGQ.

3.3. Veuillez présenter les fondements du Programme d'Enbridge Gas, tel que mentionné à la référence (i) et élaborer sur les résultats depuis sa mise en application.

Réponse 3.3 :

Le Programme de gestion de l'intégrité des actifs d'Enbridge Gas repose sur une approche structurée, proactive et fondée sur l'analyse des risques, ayant pour objectif d'assurer la fiabilité, la sécurité et la performance optimale du réseau de distribution.

Les principaux fondements du Programme d'Enbridge Gas sont notamment les suivants:

- Analyse et modélisation des risques : outil de modélisation permettant d'évaluer, pour chaque catégorie d'actifs, la probabilité de défaillance et les conséquences potentielles associées à ces défaillances. Cette approche permet une catégorisation structurée des risques et une priorisation objective des interventions.
- Harmonisation des pratiques : le programme vise à assurer une cohérence des pratiques de gestion de l'intégrité à l'échelle des réseaux de distribution au sein d'Enbridge, favorisant l'application de standards uniformes et éprouvés.
- Planification proactive et optimisation des ressources : en s'appuyant sur une analyse annuelle des actifs et des risques, le programme permet de planifier les interventions de manière proactive, d'optimiser l'allocation des ressources humaines et financières et de réduire le recours à des interventions urgentes.

- **Suivi, gouvernance et amélioration continue : le programme prévoit des mécanismes de suivi, de révision périodique et d'amélioration continue, permettant d'ajuster les stratégies d'intervention en fonction de l'évolution de l'état des actifs, des tendances observées et des risques émergents.**

Depuis sa mise en application au sein d'Enbridge Gas, ce programme a permis de structurer la gestion de l'intégrité des actifs à l'échelle du réseau, de renforcer la capacité de priorisation des interventions en fonction du niveau de risque et d'améliorer la planification à moyen et à long terme des investissements. Cette approche, axée sur la sécurité comme priorité fondamentale, a contribué à une meilleure maîtrise des risques liés à l'intégrité, à une réduction du recours à des interventions non planifiées et à une utilisation plus efficiente des ressources, tout en maintenant un haut niveau de sécurité et de fiabilité du réseau de distribution.

- 3.4. Veuillez élaborer et le cas échéant, fournir à titre indicatif, une estimation des coûts en dépenses d'opération et investissements nécessaires dont notamment sur le plan du développement d'outils informatiques, afin de mettre en place et exploiter une version adaptée du Programme d'Enbridge Gas, tel que mentionné à la référence (i).

Réponse 3.4:

La mise en place et l'exploitation des outils du Programme d'Enbridge Gas au réseau de distribution d'EGQ ne nécessitent pas, à ce stade, ni à court ni à moyen terme, d'investissements. En effet, les outils informatiques, plateformes de modélisation et systèmes de soutien requis pour l'application du Programme d'Enbridge Gas sont déjà développés et exploités par Enbridge Gas. L'accès à ces outils et leur utilisation par EGQ s'inscrivent dans le cadre des services partagés fournis par Enbridge Gas, et ne donnent pas lieu, à ce stade, ni à court ni à moyen terme, à des coûts additionnels distincts.

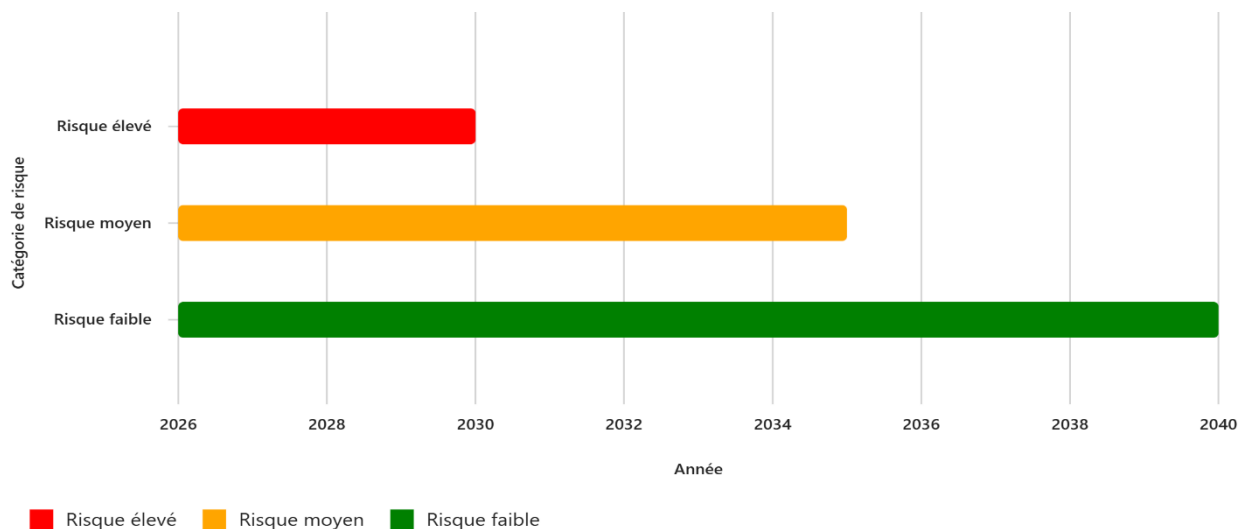
- 3.5. Veuillez élaborer sur l'horizon de temps prévu par EGQ afin de réaliser les interventions énumérées en référence (ii).

Réponse 3.5:

L'horizon de temps prévu par EGQ pour la réalisation des interventions identifiées à la référence (ii) repose sur une priorisation fondée sur le niveau de risque associé aux actifs.

Les enjeux associés aux branchements en cuivre, aux conduites et branchements en polyéthylène de type Aldyl-A, ainsi que les croisements d'égouts présentent un niveau de risque élevé. En conséquence, ces interventions seront priorisées et planifiées sur un horizon de court à moyen terme, soit principalement entre 2026 et 2030.

Il est à préciser que ces horizons de temps sont fournis à titre indicatif et pourront être ajustés en fonction des résultats du bilan de santé des actifs, des analyses prévues par la Stratégie d'intégrité et de l'évolution des conditions du réseau. EGQ prévoit par ailleurs détailler plus précisément les échéanciers et les projets prévus, dans le cadre d'un plan pluriannuel d'investissement qui sera soumis à la Régie dans un dossier tarifaire ultérieur.



3.6. Veuillez présenter une ventilation des éléments et leurs coûts respectifs inclus au budget de 2026 estimé à 600 000 \$, tel que présenté à la référence (iii).

Réponse 3.6:

Le budget d'investissement estimé à 600 000 \$, tel que présenté à la référence (iii), prévu pour l'année tarifaire 2026, vise principalement à soutenir les premières interventions découlant de l'analyse des risques, ainsi qu'à poursuivre les activités nécessaires à l'évaluation de l'état des actifs du réseau.

La ventilation de ce budget est la suivante :

- Environ 200 000 \$ sont prévus pour la réalisation d'inspections ciblées sur différents actifs du réseau, incluant notamment :
 - des inspections de postes de détente et de pré-détente;
 - des inspections de branchements;
 - des inspections liées aux situations de croisements d'égouts;
 - ainsi que des inspections sur un échantillon de régulateurs.

Ces activités visent à améliorer la connaissance de l'état des actifs et à alimenter les analyses requises dans le cadre du bilan de santé et du processus de priorisation des interventions. Lorsque ces inspections donnent lieu à des interventions, des améliorations ou des modifications qui ont pour effet de prolonger la durée de vie utile d'un actif ou d'en améliorer la performance, les coûts associés peuvent, le cas échéant et conformément aux règles comptables et réglementaires applicables, être capitalisés. À l'inverse, lorsque les inspections ne mènent pas à de telles interventions, les coûts afférents sont traités à titre de dépenses d'exploitation et d'entretien (O&M).

- Environ 400 000 \$ sont prévus pour des travaux de remplacement d'actifs ciblés, incluant notamment :
 - le remplacement de certains branchements en cuivre;
 - le remplacement de certains raccords de type AMP identifiés comme posant un risque accru.

Ces interventions visent à réduire de manière proactive les risques associés à des actifs présentant des vulnérabilités connues, en cohérence avec les orientations de la Stratégie d'intégrité.

Il est à préciser que cette ventilation reflète les priorités de la mise en œuvre de la Stratégie d'intégrité identifiées à ce stade. Les interventions prévues pour les années subséquentes feront l'objet d'une planification plus détaillée et seront présentées à la Régie dans le cadre d'un plan ultérieur pluriannuel d'investissement.

**CRÉATION D'UN CFR RELATIF AUX REVENUS ISSUS DES UNITÉS DE CONFORMITÉ
DU RÈGLEMENT SUR LES COMBUSTIBLES PROPRES
MODALITÉS DE VALORISATION DES UC AU BÉNÉFICE DE LA CLIENTÈLE**

4. Référence : Pièce [B-0019](#), p. 3 et p. 4.

Préambule :

« EGQ comprend de ce nouvel article que la Régie dispose des pouvoirs discrétionnaires nécessaires pour reconnaître, dans le cadre des activités réglementées, la comptabilisation des revenus associés à des marchés d'échange d'instruments liés à la réduction des gaz à effet de serre, tels que le marché introduit par le Règlement sur les combustibles propres (ci-après « RCP ») du gouvernement fédéral.

2. RÈGLEMENT SUR LES COMBUSTIBLES PROPRES

Le RCP est une initiative fédérale visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre issues des combustibles fossiles produits et importés au Canada (essence et diesel). Le RCP impose une réduction progressive de l'intensité en carbone (IC) de certains combustibles, visant une baisse de 15 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2016. En support à ces cibles de réduction, le RCP repose sur un système d'unités de conformité (ci-après « UC ») qui peuvent être générées, transférées ou échangées via un marché. Ces UC disposent d'une valeur marchande et peuvent être monétisées. En surplus des raffineries qui sont assujetties au RCP au niveau fédéral, d'autres participants peuvent contribuer à la création d'UC via la production ou l'approvisionnement en combustibles à faible intensité carbone, tel que le gaz de source renouvelable (ci-après « GSR »).

3. CRÉATION D'UN COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

EGQ peut, lorsqu'applicable selon les modalités contractuelles convenues, valoriser des UC en vertu du RCP. Depuis le 7 juin 2025, suite à l'adoption de la Loi, EGQ estime que les revenus découlant de cette valorisation peuvent être utilisés au bénéfice de sa clientèle. Ces sommes représentent un revenu potentiel qui, selon la compréhension d'EGQ en lien avec le nouvel article 52.5 cité plus haut, peut maintenant être inclus dans ses activités réglementées.

Dans ce contexte, EGQ souhaite créer un compte de frais reportés (ci-après « CFR ») afin de comptabiliser les revenus associés à la valorisation des UC correspondant aux volumes de GSR achetés et livrés depuis le 7 juin 2025, date de la sanction de la Loi. Ce compte permettra à EGQ de conserver les revenus jusqu'à ce qu'une approche détaillée relative à leur disposition soit présentée à la Régie pour approbation. » [nous soulignons]

Demandes :

4.1. Tel qu'indiqué à la référence (i) veuillez élaborer sur l'approche que EGQ prévoit mettre en place afin de valoriser des unités de conformité (UC) correspondant aux volumes de GSR achetés et livrés depuis le 7 juin 2025 dans le cadre du *Règlement sur les combustibles propres* (RCP).

Réponse 4.1 :

EGQ tient à préciser qu'elle ne soumet pas pour approbation, dans le cadre du présent dossier, de méthode détaillée de valorisation des unités de conformité (ci-après « UC ») ni une proposition quant à la disposition des revenus qui en découleront. La présente demande vise exclusivement la création d'un compte de frais reportés (CFR) afin d'y comptabiliser les revenus associés aux UC.

Par conséquent, le CFR dont EGQ demande la création dans le cadre du présent dossier vise uniquement à permettre la comptabilisation des revenus liés à la valorisation des UC résultant des volumes de GSR reçus depuis le 7 juin 2025 et ce, dans l'attente du dépôt, par EGQ, d'une proposition complète de disposition des sommes contenues dans le CFR, laquelle sera soumise à la Régie dans le cadre d'un autre dossier.

4.1.1. Veuillez décrire quelles sont les démarches entreprises par EGQ à ce jour dans le cadre de la valorisation des UC.

Réponse 4.1.1 :

Les actions entreprises par le distributeur visent à analyser les options de vente disponibles sur le marché, le tout de manière à optimiser les revenus résultant de la valorisation des UC. À cet égard, et en lien avec les volumes identifiés à la réponse 4.2 de la présente demande de renseignements, EGQ a entrepris des démarches et a procédé, en novembre 2025, à une transaction de vente d'une partie des unités dont elle est propriétaire pour des volumes de GSR reçus au cours du deuxième et troisième trimestre de l'année 2025.

4.2. Sur la base de l'information dont dispose le Distributeur, veuillez préciser les volumes de GSR achetés et livrés par EGQ pouvant faire l'objet d'une valorisation des UC.

Réponse 4.2 :

Sur la base des contrats d'approvisionnement actuellement en vigueur, EGQ estime que des volumes totaux d'environ 150 000 GJ par année de GSR peuvent faire l'objet d'une valorisation d'UC en vertu des modalités contractuelles convenues.

EGQ précise que, lorsqu'elle réfère à des volumes de GSR « achetés et livrés », c'est en lien avec les volumes livrés par les fournisseurs et reçus par EGQ, indépendamment du moment où ces volumes sont ultérieurement distribués à la clientèle.

Les revenus découlant de la création et la valorisation d'UC soumis à la juridiction de la Régie sont associées aux volumes de GSR reçus par EGQ à compter du 7 juin 2025, lesquels peuvent être portés à l'inventaire GSR jusqu'à leur distribution dans le réseau du distributeur.

- 4.2.1. Veuillez présenter, si possible et à titre indicatif, la valeur des UC pouvant être valorisés ainsi que des revenus totaux à être comptabilisés dans le CFR dont EGQ demande la création.

Réponse 4.2.1 :

Tel que précisé à la réponse 4.1 de la présente demande de renseignements, EGQ souhaite préciser que la proposition relative à la disposition des sommes portées au CFR qu'elle soumettra à la Régie ultérieurement, inclura une analyse plus détaillée des revenus potentiels qui seraient générés et portés au CFR, de même qu'une estimation des impacts découlant de la remise à la clientèle des revenus générés, lors de leur disposition.

Cependant, à titre informatif, EGQ est tout de même en mesure de fournir un ordre de grandeur des revenus susceptibles d'être générés à partir des volumes de GSR identifiés à la réponse 4.2, soit 150 000 GJ et ce, sur une base annuelle. Selon diverses hypothèses de prix de vente des UC, ces revenus pourraient se situer dans une fourchette variant approximativement entre 0,2 M\$ et 1,5 M\$ par année.

- 4.3. Veuillez commenter quant au caractère imprévisible ou incontrôlable de la valeur des UC, du moment de la fréquence des revenus pouvant découler d'une éventuelle valorisation des UC.

Réponse 4.3 :

Le Règlement sur les combustibles propres (RCP) prévoit que les unités de conformité générées peuvent être déclarées sur une base trimestrielle, ce qui implique qu'un potentiel de création de valeur associé à la vente de ces dernières peut exister à une fréquence minimale trimestrielle.

Cela dit, la valeur des UC demeure sujette à une volatilité importante et hors du contrôle du distributeur. À titre illustratif, la valeur observée sur le marché en 2025 a connu des variations significatives au cours de l'année, passant d'environ 100 \$/t à 350 \$/t ce qui introduit un niveau d'incertitude quant à valeur des UC à moyen et long terme au moment de leur vente, ainsi qu'à la récurrence des revenus pouvant en découler.

Dans ce contexte, une estimation de revenus futurs comporte un caractère intrinsèquement incertain. EGQ abordera plus en détail cet élément et comment elle le prendra en considération dans sa stratégie de disposition aux bénéficiaires de la clientèle et ce, dans la preuve qui sera soumise ultérieurement à la Régie dans le cadre d'un autre dossier. Pour l'instant, EGQ demande uniquement la création d'un véhicule financier pour y porter les sommes générées par le RCP et ce, afin d'en isoler les effets et d'en remettre les bénéfices à la clientèle.

5. Références :
- (i) Pièce [B-0020](#), p. 3;
 - (ii) Pièce [B-0021](#), p. 66 et 67;
 - (iii) Dossier R-4287-2024, phase 2, pièce [B-0285](#), p. 11.

Préambule :

(i) « EGQ a constaté que la section 22 de ses CST, portant sur la facturation de la charge liée aux coûts d'achat de droits d'émission est devenue désuète en raison de plusieurs changements législatifs survenus depuis l'entrée en vigueur du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (chapitre Q-2, r. 46.1). »

(ii) EGQ dépose la version révisée de l'article 22 des CST :

« 22. SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION

22.1 APPLICATION

Les volumes de gaz naturel exemptés du service Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) sont ceux prévus au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre, et doivent respecter les modalités qui y sont établies.

Pour que les volumes dont il est question ci-dessus soient exemptés du service SPEDE, ces volumes devront avoir été déclarés par l'émetteur et les déclarations devront être acceptées par le distributeur et le ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (ou son successeur). Il est entendu que dans l'éventualité où le distributeur ou le ministre (ou son successeur) devait refuser ces déclarations, le client se verrait alors facturer le tarif du SPEDE applicable au moment du retrait des volumes de gaz naturel. Nonobstant ce qui précède, sont également exemptés du service SPEDE les volumes de gaz de source renouvelable retirés

22.2 SERVICE DU DISTRIBUTEUR

22.2.1 APPLICATION

Pour tout client qui retire du gaz naturel et qui n'est pas visé par l'une des exemptions du service SPEDE prévues à l'article 22.1

22.2 SERVICE DU DISTRIBUTEUR

22.2.1 APPLICATION

Pour tout client qui retire du gaz naturel et qui n'est pas visé par l'une des exemptions du service SPEDE prévues à l'article 22.1.

22.2.2 TARIF DU SPEDE

22.2.2.1 Prix du SPEDE

Pour chaque m³ de volume retiré de gaz naturel, à l'exception des volumes de gaz de source renouvelable, le prix du SPEDE, pour la période du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026, est de X,XX ¢/m³.

22.3 SERVICE FOURNI PAR LE CLIENT

22.3.1 APPLICATION

Pour tout client qui est reconnu émetteur dans la liste la plus récente publiée par le ministre en vertu de l'article 35 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre.

22.3.2 TARIF

22.3.2.1 Prix du service

Le client ne se voit pas facturer le prix du SPEDE du distributeur. » [nous soulignons]

(iii) Extrait des Conditions de service et Tarif au 1^{er} décembre 2025, d'Énergir

« RETRAITS EXEMPTÉS DU SERVICE SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION

Les volumes de gaz naturel exemptés du service Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) sont ceux prévus au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre.

Pour être exemptés du service SPEDE, ces volumes devront avoir été déclarés par l'émetteur et les déclarations devront avoir été reçues par le distributeur au plus tard le troisième jour ouvrable suivant la fin du mois visé par la facturation et tels que confirmés, au terme de l'année civile concernée, au plus tard le 31 janvier de chaque année par déclaration assermentée de l'émetteur, ou si ce dernier est une personne morale ou une société, d'un dirigeant en autorité de celle-ci.

Sont également exemptés les volumes de gaz naturel retirés par un émetteur et déclarés par ce dernier dans une déclaration annuelle assermentée remise au distributeur au plus tard le

31 janvier de chaque année, ou si l'émetteur est une personne morale ou une société, d'un dirigeant en autorité de celle-ci.

Pour que les volumes ci-dessus soient exemptés du service SPEDE, les différentes déclarations visées ci-dessus devront être acceptées par le vérificateur des émissions de gaz à effet de serre (GES) du distributeur et le ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (ou son successeur). Il est entendu que dans l'éventualité où le vérificateur ou le ministre (ou son successeur) devait refuser ces déclarations, le client se verrait alors facturer le tarif du service SPEDE applicable au moment du retrait des volumes de gaz naturel.

Nonobstant ce qui précède, sont également exemptés du service SPEDE les volumes de gaz de source renouvelable retirés. » [nous soulignons]

Demandes :

5.1. Veuillez élaborer sur l'impact des changements législatifs survenus depuis l'entrée en vigueur du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*, tel que mentionné à la référence (i). Veuillez également élaborer sur la capacité de la version révisée des CST proposée à répondre adéquatement à ces changements.

Réponse 5.1 :

L'article 22 des Conditions de service et tarif (ci-après « CST ») est en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2015² et n'a pas fait l'objet de modifications majeures depuis cette date. Lors de son adoption, le libellé s'inspirait des CST d'Énergir alors en vigueur. Par la suite, Énergir a modifié cette clause dans le cadre de la Cause tarifaire 2017³ afin d'y intégrer une référence au *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (ci-après « le Règlement »). Cette approche visait à référer directement au Règlement, de manière que toute modification future des exemptions soit automatiquement couverte, sans qu'il soit nécessaire de modifier le texte des CST.

Depuis 2015, plusieurs changements législatifs sont survenus, rendant l'article 22 actuel désuet. À titre d'exemple, on y retrouve présentement l'exception suivante :

Une charge de X,XX ¢/m³ visant à récupérer les sommes versées par le distributeur, au nom du client, à titre de coût d'achat de droits d'émission s'applique à tous les volumes de gaz naturel livrés et vendus durant la période du 1er janvier 2025 au 31 décembre

² Autorisé par la Régie dans la décision [D-2014-204](#), par. 390 et suivants.

³ Dossier R-3970-2016, Décision [D-2016-156](#), par. 353 et [B-0202](#), Gaz-Métro-12, document 1, révisé le 25 août 2016, page 3 et suivantes.

2025 à l'exclusion des volumes suivants : [...] lorsqu'ils sont utilisés pour servir à l'alimentation des moteurs de navire tels qu'ils auront été déclarés par le client;

Or, cette exception (volumes destinés à l'alimentation des moteurs de navire) ne figure plus dans le Règlement actuel. Enbridge Gaz Québec partage donc l'avis d'Énergir selon lequel il est préférable de ne pas reproduire les exemptions du Règlement dans les CST, mais plutôt de référer directement au Règlement.

Il est important de préciser que le distributeur n'a rencontré aucun enjeu ni reçu de questionnement de la clientèle concernant l'interprétation actuelle de l'article 22 à ce jour. Les modifications proposées visent donc à moderniser le texte en fonction du Règlement en vigueur et des CST d'Énergir, par souci de cohérence entre les distributeurs, et non à répondre à une problématique opérationnelle.

5.2. Veuillez préciser le nombre d'émetteurs et ainsi que volumes présentement ou potentiellement exemptés du service SPEDE, tel que mentionné à la référence (ii).

Réponse 5.2 :

Actuellement, trois clients sont reconnus comme des émetteurs assujettis et figurent sur la liste publiée par le gouvernement⁴. En 2024, les volumes non normalisés associés à ces clients ont totalisé environ 46 millions de m³, sur un volume total de 183 millions de m³ distribués par Enbridge Gaz Québec⁵.

EGQ souligne que la mise à jour de l'article 22 n'a aucun impact sur la qualification des émetteurs assujettis ni sur les volumes exemptés du service SPEDE. Les modifications visent uniquement à harmoniser le libellé avec le cadre réglementaire actuellement en vigueur.

5.3. Veuillez préciser les modalités prévues par EGQ afin d'accepter les volumes exemptés du service SPEDE tel que mentionné à la référence (ii).

Réponse 5.3 :

Pour qu'un établissement soit reconnu comme un grand émetteur ou adhérent volontaire, son adresse doit figurer dans la liste publiée par le gouvernement pour l'année donnée. Dès lors, le client n'est pas facturé par le distributeur pour le SPEDE, puisqu'il est responsable de couvrir ses propres émissions de GES auprès du gouvernement. À cet égard, EGQ procède annuellement à une validation de la liste des établissements visés afin de vérifier si des changements ont été apportés aux établissements situés dans sa franchise n'a été apporté. Par

⁴ Liste d'assujettissement au RSPEDE des émetteurs industriels et distributeurs : [établissements-SPEDE.xlsx](#) (version du 1^{er} octobre 2025)

⁵ Dossier R-4299-2025, [B-0009](#), EGQ-2, document 1.2, colonne 1, ligne 17.

exemple, en décembre 2025, EGQ a confirmé que les établissements visés pour l'année 2026 demeuraient inchangés. Ainsi, les trois clients déjà reconnus comme grands émetteurs ou comme adhérents volontaires, continueront de ne pas être facturés par le distributeur pour le SPEDE pour l'année 2026. Étant donné que seuls trois établissements se retrouvent dans la franchise du distributeur actuellement, cette validation est simple à réaliser.

De plus, dans le cadre du processus annuel de déclaration GES du distributeur, chaque émetteur assujéti doit signer une attestation confirmant les volumes de gaz naturels lui ayant été vendus par EGQ entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre de l'année visée. Ces volumes sont alors exclus de la déclaration GES d'EGQ, car ces clients sont eux-mêmes responsables de couvrir leurs émissions conformément au Règlement.

Une vérification annuelle de la déclaration GES du distributeur est réalisée par une tierce partie afin d'attester que la quantité de GES déclarée est exacte, fiable et conforme aux exigences. Un processus similaire s'applique aux émetteurs assujettis. Par la suite, les déclarations sont transmises au gouvernement, qui en valide également la conformité.

5.4. Veuillez commenter la possibilité pour EGQ de modifier son texte des CST afin de tenir compte des modalités relatives de retraits exemptés du service SPEDE, prévu aux CST d'Énergir, tel que présenté à la référence (iii). Veuillez commenter si le niveau de précision présente dans les CST d'Énergir pourrait être opportun pour EGQ?

Réponse 5.4:

EGQ estime qu'il n'est pas nécessaire d'apporter ce niveau de précision, principalement en raison du peu de clients assujettis dans sa franchise. De plus, elle n'est pas favorable à l'ajout d'échéances pour la transmission de certaines informations dans ses CST, notamment en raison des relations étroites qu'elle entretient avec les trois clients concernés. D'ailleurs, aucune problématique liée au respect des délais n'a été soulevée au courant des dernières années.

À l'inverse, Énergir pourrait avoir une réalité différente, notamment en raison d'un nombre plus élevé de clients assujettis, ce qui pourrait justifier un niveau de précision plus important dans ses CST.

Comme mentionné précédemment, la révision de l'article 22 vise avant tout à moderniser le libellé afin de l'harmoniser avec le cadre réglementaire, et non à corriger une problématique existante.

APPROVISIONNEMENTS GAZIERS

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0030](#), p. 6, ligne 5;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 6;
 - (iii) Dossier R-4268 Phase 2, pièce [B-0010](#), p. 3.

Préambule :

(i) « *VOLUMES DE GAZ ACHETÉS @ 38. (3)* »

(ii) Au présent dossier, EGQ prévoit une réduction de volume de 297 10³m³ (pour les secteurs résidentiel et commercial combinés) provenant de la biénergie depuis son introduction en 2025.

(iii) Au dossier tarifaire 2025, EGQ prévoyait une réduction de volume de 1191 10³m³ (pour les secteurs résidentiel et commercial combinés) provenant de la biénergie depuis son introduction en 2024.

Demandes :

6.1. La Régie constate que la valeur présentée à la référence (i) semble incomplète. Veuillez confirmer la valeur de la référence (i) et mettre à jour la pièce B-0030, le cas échéant.

Réponse 6.1 :

Une version corrigeant la mise en page, afin de refléter adéquatement la note 3, est déposée avec la présente demande de renseignements.

6.2. Veuillez expliquer l'écart constaté entre les références (ii) et (iii) quant aux prévisions de réduction de volumes provenant de la biénergie pour l'année 2026. Veuillez élaborer.

Réponse 6.2 :

Lors de la préparation du dossier tarifaire 2025, EGQ anticipait que l'offre biénergie serait disponible pour sa clientèle résidentielle dès l'année 2024. Dans ce contexte, les réductions de volumes prévues pour l'année 2026 au plan d'approvisionnement présenté à la référence (iii) incluaient les réductions cumulatives liées à la conversion de volumes à la biénergie pour les années 2024, 2025 et 2026 (50%⁶).

Lors de la préparation du dossier tarifaire 2026, EGQ a révisé ses prévisions de participation à la biénergie, pour tenir compte du retard dans le déploiement de l'offre auprès de sa clientèle résidentielle. À ce moment, le distributeur estimait que l'offre biénergie serait déployée au printemps 2025 sur son territoire.

Ainsi, les écarts constatés entre les références (ii) et (iii) résultent de la révision des prévisions de participation à l'offre biénergie, ce qui explique la réduction de volumes entre les deux plans d'approvisionnement pour l'année 2026. EGQ présente ci-dessous les prévisions utilisées pour établir les réductions de volumes associées à la biénergie pour les deux plans d'approvisionnement :

Plan d'approvisionnement 2026 (année 2026) - référence (ii)

| | 2024 | 2025 | 2026 | Total 2026 |
|--|------|--------|--------------------------|------------------------|
| Prévision de réduction de volumes pour la biénergie (en m ³) – secteur résidentiel | 0 | 97 972 | 348 960*50% ⁶ | 272 452 m ³ |
| Prévision de réduction de volumes pour la biénergie (en m ³) – secteur commercial | 0 | 0 | 49 108*50% ⁶ | 24 554 m ³ |

Plan d'approvisionnement 2025 (année 2026) - référence (iii)

| | 2024 | 2025 | 2026 | Total 2026 |
|--|---------|---------|--------------------------|------------------------|
| Prévision de réduction de volumes pour la biénergie (en m ³) – secteur résidentiel | 195 945 | 348 960 | 808 007*50% ⁶ | 948 908 m ³ |
| Prévision de réduction de volumes pour la biénergie (en m ³) – secteur commercial | 49 108 | 88 868 | 208 148*50% ⁶ | 242 050 m ³ |

⁶ EGQ applique une réduction de 50% des volumes pour l'année où les clients sont censés adhérer afin de refléter le fait que la conversion à la biénergie ne sera complétée pour tous dès le 1^{er} janvier 2026.

6.2.1. Veuillez indiquer si l'écart de volumes présentés aux références (ii) et (iii) s'explique, entre autres, par un enjeu de commercialisation de la biénergie dans le territoire d'EGQ, à savoir que certaines zones de la franchise du distributeur ne seraient pas encore couvertes par l'offre biénergie. Veuillez élaborer, le cas échéant.

Réponse 6.2.1:

L'écart ne s'explique pas par un enjeu de commercialisation lié à une couverture territoriale incomplète de l'offre biénergie sur le territoire de la franchise du distributeur, mais plutôt par des facteurs externes ayant affecté le calendrier de mise en œuvre de l'offre.

En effet, malgré les efforts déployés par le distributeur pour lancer l'offre biénergie dans les meilleurs délais, EGQ a rencontré en 2025 plusieurs enjeux de nature institutionnelle et administrative hors du contrôle du distributeur, qui ont entraîné un nouveau report du déploiement de l'offre, tels que la suspension du processus de validation et de signature de contrats, tant au MELCCFP que chez Hydro-Québec⁷.

Pour la clientèle commerciale et institutionnelle (ci-après « CI »), des discussions sont en cours avec Hydro-Québec et ÉcoPerformance afin de permettre le déploiement de l'offre biénergie pour ce segment. Cependant, une mise à jour du cadre normatif d'ÉcoPerformance est nécessaire afin de rendre le programme « Volet biénergie CI » disponible aux clients d'EGQ. Cette mise à jour est prévue pour le printemps 2026, ce qui permet au distributeur de prévoir que l'offre biénergie sera accessible aux CI au cours de l'année 2026.

6.2.2. Veuillez également confirmer si la réduction de volumes au Plan d'approvisionnement d'EGQ provenant de la biénergie est introduite à partir de l'année 2024 ou l'année 2025. Veuillez élaborer, le cas échéant.

Réponse 6.2.2:

EGQ confirme que la réduction de volumes au plan d'approvisionnement 2026 provenant de la biénergie est introduite à partir de l'année 2025. Pour plus de détails, EGQ réfère la Régie à la réponse 6.2 de la présente demande de renseignements.

⁷ Par exemple, il a été impossible de négocier et de signer l'entente de prestation de service avec le MELCCFP entre le 24 février 2025 et avril 2025 en raison du PMO 5 qui était en préparation. Hydro-Québec a également mis sur pause la signature de tout contrat en courant de l'été 2025 qui a eu pour effet de retarder le lancement du projet pilote.

TAUX DE SOCIALISATION DU GSR

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0027](#), p. 4, 5 et 6;
 - (ii) [Règlement concernant le gaz de source renouvelable](#), RLRQ c. R-6.01, r. 3.1;
 - (iii) Dossier R-4194-2022 Phase 2, Pièce [B-0098](#), p. 8, Tableau 1;
 - (iv) Pièce [B-0027](#), p. 6.

Préambule :

(i) « Dans sa décision D-2023-055, la Régie a autorisé EGQ à maintenir, à compter de l'application de la socialisation en 2023, la règle d'arrondissement permettant que soient exclus de la socialisation les clients volontaires se trouvant à 0,50 en deçà du pourcentage minimal requis.

[...]

Le distributeur estime qu'une révision de la règle d'arrondissement s'impose désormais, compte tenu de l'augmentation du pourcentage requis pour éviter la socialisation, lequel est de 2 % pour l'année 2024 (soit un total de 24 % selon la formule utilisée par EGQ : 2 % multiplié par 12 mois). Pour maintenir l'équilibre initialement envisagé lors de l'établissement de la règle en 2022, EGQ propose d'augmenter le seuil d'arrondissement à 1 pour l'année 2024. Par la suite, le distributeur propose d'ajouter 0,5 au seuil arrondissement pour chaque pourcentage d'augmentation des obligations de GSR.

Ces ajustements visent à tenir compte de l'augmentation du minimum requis pour être soustrait de la socialisation et ainsi conserver le même rapport de proportionnalité de la règle d'arrondissement qu'au moment de son approbation en 2022. En conséquence, l'ajustement proposé pour l'année 2024 permettrait à 12 clients volontaires supplémentaires, dont le pourcentage de GSR se situe entre 23,01 % et 23,47 % (selon la formule utilisée par EGQ), d'être exclus de la socialisation en 2026. »

(ii) Le [Règlement concernant le gaz de source renouvelable](#) présente le seuil de consommation minimum de GSR selon les années tarifaires.

(iii) EGQ dépose le « Tableau 1 - Socialisation du GNR pour l'année 2021, Analyse relative aux clients ayant obtenu un résultat se situant à moins de 0,5 % de leur minimal requis ».

(iv) « Pour conclure, EGQ demande à la Régie :

[...] Approuver une règle globale d'arrondissement permettant d'augmenter automatiquement, à compter de l'année 2027 lors de la socialisation des coûts d'acquisition du GSR de l'année 2025, le seuil d'exclusion de la socialisation de 0,5 points pour chaque pourcentage d'augmentation des obligations de GSR. »

Demandes :

7.1. Veuillez élaborer sur la hausse du seuil d'exclusion de 0,5 % à 1 % pour l'année 2024, tel que mentionné à la référence (i), considérant que le seuil minimum de consommation de GSR déterminé par le Règlement n'a pas changé entre les années 2023 et 2024 tel que présenté la référence (ii).

Réponse 7.1 :

Le seuil d'exclusion lié à la règle d'arrondissement vise à supporter l'application du mécanisme de socialisation afin de tenir compte de la réalité administrative du distributeur, laquelle s'illustre notamment par le décalage entre l'adhésion d'un client au tarif GSR et la date effective d'entrée en vigueur de ce tarif, le tout tel que plus amplement expliqué à la réponse 7.2 de la présente demande de renseignements. Ce seuil constitue donc un paramètre administratif.

Lors du traitement de la cause tarifaire 2025, EGQ a appliqué la règle d'arrondissement approuvée par la Régie dans sa décision [D-2023-055](#), laquelle autorisait EGQ à maintenir l'application de la règle d'arrondissement de 0,5 à compter de la socialisation en 2023. À ce moment, ce seuil permettait de neutraliser adéquatement l'écart administratif et demeurait cohérent avec l'objectif visé.

Toutefois, à la lumière de l'application subséquente du mécanisme de socialisation, et dans un contexte où EGQ a procédé au cours de la dernière année à une révision plus large des modalités de la commercialisation du GSR, dans le cadre du dossier relatif à la stratégie de décarbonation, le distributeur est d'avis qu'un maintien de la règle d'arrondissement à un niveau de 0,5 aurait pour effet de réduire l'écart temporel pris en compte pour les clients.

Considérant la hausse des obligations réglementaires associées au GSR, et des impacts de celles-ci sur la clientèle non volontaire, EGQ juge nécessaire de s'assurer que le mécanisme de socialisation continue de refléter la même proportionnalité que celle initialement approuvée par la Régie lors de l'établissement de la règle d'arrondissement,

Ainsi, dans le présent dossier, le distributeur juge opportun d'actualiser ce paramètre afin de rétablir la même proportionnalité qui prévalait lors de l'établissement initial de la règle, et ce, sur une base prospective, en procédant à la socialisation des volumes de GSR de l'année 2024 lors de l'année tarifaire 2026. EGQ propose aussi que la règle d'arrondissement puisse désormais évoluer de manière automatique en fonction de l'évolution des pourcentages de GSR

requis en vertu d'obligations réglementaires. Cela permettrait notamment d'éviter que de tels ajustements administratifs soient traités de façon ponctuelle dans les dossiers futurs.

7.2. Veuillez présenter la formule utilisée par EGQ ainsi que les détails permettant d'établir les valeurs de pourcentage de GSR situant entre 23,01 % et 23,47 %, tel que mentionné à la référence (i). Veuillez élaborer, le cas échéant.

Réponse 7.2 :

La formule utilisée par EGQ pour déterminer le pourcentage de GSR auquel un client a adhéré est la suivante :

Pourcentage de GSR choisi (%) x (nombre de jours d'application du tarif GSR durant l'année / (365/12))

Cette formule permet de traduire, sur une base annualisée, l'engagement au tarif GSR d'un client en fonction du nombre exact de jours durant lesquels il adhère au tarif GSR en cours d'année, en tenant compte que la facturation de la clientèle s'effectue en fonction de différents cycles. Ainsi, la formule ci-dessus ne correspond pas à la consommation réelle de GSR du client, mais plutôt au résultat obtenu par l'application de la formule de socialisation, tel qu'expliqué par EGQ en phase 5 du dossier R-4122-2020⁸.

À titre illustratif, pour un client ayant adhéré au pourcentage minimal réglementaire de 2 % et assujetti à ce tarif pour l'intégralité de l'année 2024, la formule produit un résultat théorique de 24 % (2 % x 12 mois). En pratique, plusieurs clients présentent un résultat légèrement inférieur à ce seuil, se situant notamment entre 23,01 % et 23,47 %. Ces écarts, tel que plus amplement détaillé à la réponse 7.3.1 de la présente demande de renseignements, s'expliquent principalement par le délai administratif entre la date d'adhésion au tarif GSR et la date effective d'entrée en vigueur du tarif, laquelle dépend du cycle de facturation du client conformément à l'article 4.10 des conditions de service et tarif du distributeur :

« L'adhésion ou la modification sera effective à compter du prochain cycle de facturation du client si l'entente est complétée au moins dix (10) jours ouvrables avant le début dudit cycle de facturation. Si tel n'est pas le cas, l'adhésion sera effectuée dans le cycle de facturation subséquent. »

Comme expliqué par EGQ dans le dossier 4194-2022⁹, ce mécanisme opérationnel prévient les interventions et les ajustements de facturation en cours de cycle, minimisant ainsi les risques

⁸ Dossier R-4122-2020, [pièce B-0401](#), GI-81, Document 1, pages 4 et 5.

⁹ Dossier R-4194-2022, [pièce B-0067](#), GI-22, Document 1, page 2.

d'erreur. Cela a cependant comme impact d'entraîner une perte de quelques jours d'adhésion au tarif GSR, sur une base annuelle.

Pour un client qui aurait adhéré au tarif GSR au premier jour de l'année civile, mais dont le cycle de facturation débute quelques jours plus tard, ce dernier peut se retrouver avec un nombre de jours d'adhésion inférieur à 365 jours, ce qui se reflète directement dans la formule qui produirait alors un résultat légèrement inférieur à 24 %¹⁰. Il est toutefois important de noter que cet exemple est uniquement illustratif et que, tel qu'indiqué par EGQ à la référence (iii), le résultat minimal requis peut varier selon la date d'emménagement du client. Cela dit, la même logique qui s'applique.

Dans ce contexte, EGQ estime qu'il est important de revoir à la hausse cette règle d'arrondissement puisque les obligations de GSR ont augmenté et le distributeur souhaite conserver le même rapport de proportionnalité que celui initialement prévu lors de l'établissement de la règle.

7.2.1. Veuillez indiquer la possibilité de modifier la formule utilisée par EGQ afin de déterminer le pourcentage de GSR, sur une base de volume de consommation annuelle plutôt que la méthode actuelle de calcul mensuelle. Veuillez élaborer.

Réponse 7.2.1:

La formule actuellement utilisée par EGQ pour déterminer le pourcentage de GSR de la clientèle ayant adhéré au tarif GSR repose sur une équivalence temporelle. Cette approche permet d'offrir à la clientèle une prévisibilité quant à son statut volontaire dès le moment de l'adhésion, tout en demeurant simple à administrer sur le plan opérationnel.

Bien qu'il soit théoriquement possible d'utiliser une méthode fondée sur les volumes de consommation annuels, EGQ estime qu'une telle approche introduirait une incertitude susceptible de décourager l'adhésion volontaire de sa clientèle, majoritairement résidentielle, et d'entraîner des ajustements administratifs en fin d'année, tout en impactant le nombre d'interventions à réaliser par le service à la clientèle et pouvant générer des insatisfactions de la part des clients. Cette incertitude s'explique par le fait que certains facteurs de consommation sont hors du contrôle des clients, notamment la température. Il pourrait donc s'avérer complexe pour EGQ d'établir une prévision de consommation résiduelle pour le restant de l'année avec un client au moment où ce dernier communique avec le service à clientèle pour adhérer au tarif GSR. C'est pour ces raisons qu'EGQ a écarté la possibilité d'utiliser un mécanisme basé sur des volumes de consommation annuels, ayant précédemment exprimé sa position à cet égard lors des audiences portant sur la phase 3 du dossier R-4122-2020¹¹.

¹⁰ Voir la réponse 7.4.1 de la présente demande de renseignements pour un exemple chiffré.

¹¹ Dossier R-4122-2020, pièce A-0035, pages 68 à 74.

L'avantage principal de l'approche actuelle d'EGQ, est qu'elle offre aux clients une certitude quant à leur statut volontaire, et ce dès le moment de l'adhésion. Cette certitude est importante pour encourager l'adhésion volontaire de la clientèle, permettant aux clients de se joindre à tout moment en cours d'année. En effet, si, par exemple, un client nouvellement branché au réseau d'EGQ ou ayant emménagé en cours d'année souhaite adhérer volontairement au tarif GSR, le calcul est effectué de manière proportionnelle à la durée relative au résultat minimal requis, pour déterminer si, sur une base annualisée, le client a souscrit à un niveau de GSR équivalent au seuil minimal requis pour être considéré comme un client volontaire. Dans le cas d'un client actuel adhérant au tarif GSR en cours d'année, ce dernier peut souscrire à un pourcentage précis afin de s'assurer qu'il terminera l'année avec un résultat égal ou supérieur au seuil, suivant l'application de la formule utilisée par EGQ (24 % pour l'année 2024, moins la règle d'arrondissement).

Finalement, il convient de situer cette question dans un contexte plus large. Dans sa stratégie de décarbonation présentement à l'étude dans le cadre du dossier [R-4292-2025](#), EGQ propose une évolution de sa stratégie de commercialisation du GSR, laquelle inclut la mise en place d'un pourcentage de GSR applicable à l'ensemble de la clientèle, tout en maintenant la possibilité d'une adhésion volontaire à un taux supérieur. Dans ce contexte, et sans présumer de la décision de la Régie à venir dans le dossier R-4292-2025, modifier la formule de détermination du pourcentage de GSR pour une période limitée pourrait créer peu de valeur ajoutée et introduire une complexité importante, autant pour la clientèle que pour les processus internes du distributeur, alors que le mécanisme actuellement en place permet déjà de bénéficier de prévisibilité pour la clientèle, lors de l'adhésion.

7.3. Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles les 12 clients mentionnés dans la référence (i) dépassent le seuil d'exclusion de 0,5 % et en deçà de 1 %.

Réponse 7.3 :

EGQ réfère la Régie aux réponses 7.2, 7.2.1, et 7.3.1 de la présente demande de renseignements. Les 12 clients visés à la référence (i) se situent au-delà du seuil d'exclusion de 0,5 %, mais en deçà du seuil de 1 % pour les raisons opérationnelles présentées par EGQ en rapport avec le délai entre la date de l'adhésion volontaire et la date d'application du tarif GSR selon le cycle de facturation leur étant applicable. Si l'application du tarif GSR avait été possible à la date exacte de l'adhésion au tarif, ces clients auraient atteint le seuil requis et n'auraient pas risqué d'être assujettis à la socialisation.

De manière théorique, que le seuil d'exclusion soit fixé à 0,5 %, 1 % ou 2,5 % (proposé pour 2025 par EGQ), ce dernier vise à corriger le même écart temporel sous-jacent et doit être ajusté à la hausse puisque le résultat minimal requis selon la formule utilisée par EGQ augmente lui aussi avec l'augmentation des obligations réglementaires. Au contraire, si la règle

d'arrondissement était maintenue à 0,5 % au cours des prochaines années, cette dernière serait moins permissive pour les clients (voir réponses 7.4 et 7.4.1 de la présente demande de renseignements pour des exemples chiffrés).

7.3.1. Veuillez fournir le même tableau qu'à la référence (iii) pour ces 12 clients.

Réponse 7.3.1 :

| Socialisation du GSR pour l'année 2023 : Analyse relative aux clients ayant obtenu un résultat se situant entre 0,50 et 1 de leur minimal requis | | | | | | |
|--|-------------------------|---------------------------------|--|------------------------------|-----------------------------------|---------------------|
| Client | Résultat minimal requis | Résultat réel pour l'année 2024 | Pourcentage choisi par le client | Date d'adhésion au tarif GSR | Date de commencement du tarif GSR | Date d'emménagement |
| 1 | 1,91 | 0,99 | 5 | 2024-12-03 | 2024-12-25 | 2024-12-02 |
| 2 | 1,91 | 0,99 | 5 | 2024-12-04 | 2024-12-25 | 2024-12-02 |
| 3 | 3,16 | 2,3 | 5 | 2024-12-11 | 2024-12-17 | 2024-11-13 |
| 4 | 3,22 | 2,3 | 5 | 2024-12-06 | 2024-12-17 | 2024-11-12 |
| 5 | 23,41 | 22,55 | 2 | 2024-01-05 | 2024-01-23 | 2024-01-10 |
| 6 | 24,00 | 23,01 | 10 | 2024-09-18 | 2024-10-22 | 2022-09-15 |
| 7 | 24,00 | 23,41 | 2 | 2023-11-16 | 2024-01-10 | 2018-05-01 |
| 8 | 24,00 | 23,28 | 2 | 2023-12-28 | 2024-01-12 | 2009-07-31 |
| 9 | 24,00 | 23,47 | 2 | 2023-11-21 | 2024-01-09 | 1999-04-01 |
| 10 | 24,00 | 23,01 | 2 | n.d. | 2024-01-16 | 2015-06-16 |
| 11 | 24,00 | 23,08 | -7 % à compter du 18 septembre -5% à compter du 18 décembre | 2024-09-03 2024-11-12 | 2024-09-18 2024-12-18 | 2023-03-01 |
| 12 | 24,00 | 23,11 | -2 % à compter du 25 janvier -5% à compter du 24 décembre | 2024-12-17 | 2024-12-24 | 2002-08-14 |

En lien avec ce tableau, EGQ précise que les clients 1 à 5 n'ont pas obtenu un résultat réel se situant entre 23,01 et 23,47 %, mais se situent tout de même entre 0,50% et 1% de leur minimum requis. Tel qu'il appert du tableau, cette différence s'explique par le fait que ces clients ont emménagé en cours d'année, faisant en sorte que leur résultat minimal requis est inférieur à 24 (il est ajusté en fonction du nombre de jours depuis le branchement ou l'emménagement des clients concernés).

Cette situation est similaire à celle présentée à la référence (iii) dans laquelle il était démontré que les clients 1 à 17 se situant à moins de 0,50 de leur minimal requis, avaient emménagé au cours de l'année 2021, causant ainsi un résultat minimal requis inférieur à 12.

7.4. Veuillez élaborer sur les motifs au soutien de la demande présentée à la référence (iv), soit d'augmenter automatiquement, à compter de l'année 2027 lors de la socialisation des coûts d'acquisition du GSR de l'année 2025, le seuil d'exclusion de la socialisation de 0,5 points pour chaque pourcentage d'augmentation des obligations de GSR, tel que présenté en (iv).

Réponse 7.4 :

La demande d'EGQ portant sur l'ajustement automatique du seuil d'exclusion à compter de l'année 2027 vise tout simplement à maintenir la même proportionnalité que celle ayant prévalu lorsque la règle a été initialement approuvée par la Régie afin de rendre le processus opérationnel plus efficace sans que de nouveaux ajustements ponctuels aient à être réalisés dans le cadre de dossiers futurs.

Tel qu'approuvé initialement par la Régie, le seuil d'exclusion de 0,5 % permettait, à des fins de simplification, de neutraliser un écart temporel d'environ deux semaines, soit environ 350 jours d'assujettissement effectif au tarif GSR sur une base annuelle pour un client ayant adhéré au tarif en tout début d'année. Cette proportion avait été établie lorsque l'obligation réglementaire de distribution de GSR correspondait encore à 1 % des volumes sur une base annuelle. Dans ce contexte, le résultat annualisé minimal à atteindre était de 12 % selon la formule employée par EGQ. Avec la hausse des obligations de distribution de GSR pour le distributeur, la formule a eu pour effet d'augmenter mécaniquement le résultat (respectivement 24 % pour l'année 2024, et 60 % pour l'année 2025). Ainsi, le maintien d'un seuil d'exclusion fixe de 0,5 % viendrait rompre la proportionnalité implicitement reconnue par la Régie lors de la création de la règle d'arrondissement. L'ajustement automatique proposé par EGQ vise donc à préserver le facteur temporel neutralisé par le seuil d'exclusion, indépendamment du niveau de l'obligation réglementaire de GSR. À titre illustratif :

1. Lorsque l'obligation annuelle de distribution de GSR est de 1 % , un seuil de 11,5 % (règle d'arrondissement de 0,5) correspond à environ 350 jours d'assujettissement dans le cas d'un client adhérent en début d'année :

$$1 \% *(X / (365/12)) = 11,5 \% ; X = 350 \text{ jours}^{12}$$

2. Lorsque l'obligation annuelle de distribution de GSR est de 2 % , un seuil de 23 % (règle d'arrondissement ajustée à 1) correspond à environ 350 jours d'assujettissement dans le cas d'un client adhérent en début d'année :

$$2 \% *(X / (365/12)) = 23 \% ; X = 350 \text{ jours}$$

3. Lorsque l'obligation annuelle de distribution de GSR est de 5 % , un seuil de 57,5 % (règle d'arrondissement ajustée à 2,5) correspond à environ 350 jours d'assujettissement dans le cas d'un client adhérent en début d'année :

$$5 \% *(X / (365/12)) = 57,5 \% ; X = 350 \text{ jours}$$

¹² Pour plus de précisions sur le fonctionnement de la formule, EGQ réfère à la réponse 7.2 de la présente demande de renseignements. La variable X correspond au *nombre de jours d'application du tarif GSR durant l'année*.

L'exemple démontre que l'ajustement automatique préserve la même proportion et l'équité entre les clients au fil du temps, sans qu'il soit nécessaire de modifier ponctuellement le seuil d'exclusion à chaque ajustement des cibles réglementaires de GSR.

7.4.1. Selon la référence (i), le seuil d'exclusion pour l'année 2025 est de 2,5 %. Veuillez fournir un exemple chiffré permettant de justifier l'augmentation du seuil d'exclusion à 2,5 % pour l'année 2025.

Réponse 7.4.1 :

EGQ fournit ci-dessous un exemple chiffré illustrant la pertinence et la nécessité d'un seuil d'exclusion ajusté à 2,5 % pour l'année 2025, alors que l'obligation réglementaire de GSR représente 5 % des volumes distribués.

Considérons un client qui adhère volontairement au tarif GSR au pourcentage requis de 5 % le 1^{er} janvier 2025. En raison du cycle de facturation, l'entrée en vigueur effective du tarif GSR débute uniquement le 13 janvier. Le tarif GSR s'applique donc à ce client pendant 353 jours au courant de l'année.

Selon la formule utilisée par EGQ, le pourcentage annualisé de GSR du client est alors calculé comme suit :

$$5 \% \times (353 / (365/12)) = 58,03 \%$$

Dans un contexte où le résultat minimal à atteindre est de 60 %, l'écart observé est exclusivement attribuable au délai administratif, lequel est hors du contrôle de ce client. Avec un seuil d'exclusion fixé à 2,5 %, ce client serait toutefois exclu de la socialisation, permettant de neutraliser l'effet temporel associé à ce délai.

À titre comparatif, en appliquant les mêmes dates mais avec une obligation réglementaire de 1 %, le résultat aurait été :

$$1 \% \times (353 / (365/12)) = 11,61 \%$$

Dans ce cas, la règle d'arrondissement alors fixée à 0,5 % permet d'exclure le client de la socialisation. Toutefois, le maintien de cette même règle en 2025 ne permettrait plus de neutraliser un écart temporel équivalent, créant donc une iniquité de traitement entre des clients se trouvant dans une situation administrative identique.