

Dossier tarifaire 2026

R-4303-2025

Proposition de reconduction du taux de rendement

Table des matières

1.	INTRODUCTION	3
2.	ÉVOLUTION DU CONTEXTE D’AFFAIRES D’ENBRIDGE GAZ QUÉBEC	4
4.	ÉVOLUTION DES PARAMÈTRES FINANCIERS	8
5.	CRÉATION D’UN COMPTE DE FRAIS REPORTÉS	12
6.	CONCLUSION	12

1. INTRODUCTION

1 La dernière révision du taux de rendement sur les capitaux propres (TRCP) d'Enbridge Gaz
2 Québec (ci-après « **EGQ** ») remonte à la décision D-2022-119 rendue par la Régie de l'énergie (ci-
3 après « **Régie** »), dans le cadre du dossier conjoint R-4156-2021 impliquant également Énergir et
4 Intragaz. Dans le cadre de cette décision, la Régie a autorisé pour EGQ un TRCP de 9,05 % ainsi
5 qu'une structure en capital présumée composée de 40 % d'avoir propre et de 60 % de dette, pour
6 une période d'application de trois ans à compter de l'année tarifaire 2023¹.

7 Dans cette même décision, la Régie précisait que les demanderesses pourraient, au besoin, au
8 terme de cette échéance, demander à la Régie une révision de leur taux de rendement et de leur
9 structure en capital. Il était également spécifié que, si ce réexamen était proposé avant la fin de la
10 période de trois ans, alors elles devraient démontrer la pertinence d'un tel exercice via une
11 demande « *portant sur les motifs et conditions justifiant un tel examen, en temps opportun, avant*
12 *d'engager des frais importants, notamment à l'égard des ressources externes (frais d'expert, frais*
13 *juridiques, etc.)* »².

14 Dans le cadre du présent dossier, EGQ entend demander à la Régie de reconduire pour l'année
15 tarifaire 2026 le taux de rendement actuellement en vigueur de même que sa structure en capital,
16 ainsi que d'autoriser la création d'un compte de frais reportés (ci-après « **CFR** »), dans le but
17 d'entreprendre à compter de cet automne la réalisation d'une nouvelle étude du TRCP en vue d'une
18 application à compter de l'année tarifaire 2027.

19 La présente preuve repose, d'un côté, sur les paramètres et les critères retenus par la Régie dans
20 ses décisions précédentes pour déterminer un rendement raisonnable et, d'autre part, sur une
21 analyse sommaire mais actualisée de l'évolution du risque d'affaires d'EGQ depuis 2022. EGQ
22 entend démontrer que le moment est opportun afin d'enclencher le processus et en exposera les
23 justifications dans la présente preuve.

¹ Dossier R-4156-2021, [Décision D-2022-119](#), pages 81 et 82.

² Idem, par. 333-334

2. Évolution du contexte d'affaires d'Enbridge Gaz Québec

1 Depuis le traitement réglementaire du dossier R-4156-2021, EGQ constate une évolution marquée
2 de son environnement d'affaires. Plusieurs éléments de risque identifiés à l'époque se
3 matérialisent, accentuant ainsi certains défis associés aux caractéristiques qui sont propres à
4 EGQ, distributeur de petite taille et dont l'activité et les revenus de distribution sont fortement
5 concentrés dans le segment de marché résidentiel. Ces évolutions touchent principalement les
6 risques réglementaires et politiques, la pression concurrentielle croissante ainsi que l'accélération
7 des dynamiques qui sont reliées à la transition énergétique.

Risques réglementaires et politiques

8 Depuis 2023, EGQ a participé à un nombre sans précédent de consultations réglementaires
9 susceptibles d'impacter son modèle d'affaires. Cela inclut notamment le dépôt de mémoires en
10 lien avec les projets de loi 41, 69, 72, 81 ainsi que des commentaires sur les modifications au
11 *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*
12 (chapitre Q-2, r. 15) et sur le projet de *Règlement sur les rejets thermiques*.

13 Il apparaît désormais évident que la transition énergétique ne relève plus uniquement d'intentions
14 politiques. Elle se traduit de plus en plus par des obligations concrètes impactant les distributeurs
15 gaziers, s'accompagnant de modifications structurelles auxquelles l'ensemble des parties
16 prenantes doivent s'adapter. Trois éléments d'actualité illustrent cette progression :

17 -Le Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE), attendu en 2026, lequel
18 viendra redéfinir la place du gaz naturel traditionnel dans le portefeuille énergétique québécois;

19 -Une révision du *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée*
20 *par un distributeur*, prévue à l'automne 2025, devrait accroître les cibles actuelles afin d'atteindre
21 la décarbonation complète de la distribution gazière dans le secteur du bâtiment d'ici 2040 ou
22 2050 selon les parcours;

23 -Un élargissement du *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout*, lequel prévoit
24 l'interdiction d'installation d'appareils de chauffage au gaz naturel dans les bâtiments résidentiels neufs

1 de moins de 600 m² et de trois étages ou moins (avec une exception prévue pour la région de
2 l'Outaouais).

3 EGQ participe de manière active à cette transition, notamment via sa stratégie de décarbonation³.
4 Toutefois, l'accroissement des exigences réglementaires induira assurément une pression
5 tarifaire au cours des prochaines années en raison de la pression sur les coûts, notamment par la
6 distribution de GSR, ainsi qu'une pression à la baisse sur les volumes livrés.

Pression concurrentielle et désavantage structurel

7 EGQ constate que l'environnement énergétique québécois s'oriente de manière explicite vers
8 l'électrification, en contraste avec une approche axée sur la décarbonation, ce qui accentue la
9 pression sur le modèle d'affaires des distributeurs gaziers. Ce phénomène est notamment reflété
10 par les nouvelles politiques tarifaires encadrant la situation d'Hydro-Québec, donnant les outils
11 réglementaires au gouvernement pour limiter les hausses tarifaires dans le secteur résidentiel en
12 deçà des hausses réelles associées au coût de service grandissant (secteur dans lequel il existe
13 déjà un interfinancement supporté par les autres clients d'Hydro-Québec). Cette situation crée
14 une asymétrie tarifaire défavorable au secteur du gaz naturel en amplifiant l'interfinancement entre
15 catégories de clients et en maintenant artificiellement bas les prix de l'électricité résidentielle.

16 Cela entraîne une baisse de la compétitivité de l'offre gazière et pourrait mener à un risque de
17 transfert progressif de la clientèle résidentielle vers l'électricité. Ce risque est d'autant plus
18 préoccupant pour EGQ en raison de la prépondérance du secteur résidentiel dans la composition
19 de sa clientèle.

Effets observés sur les opérations d'EGQ

20 Les impacts de cette évolution sont bien tangibles. En 2023 et 2024, EGQ a constaté une baisse
21 des volumes distribués par rapport aux années précédentes ainsi qu'un ralentissement des
22 nouveaux branchements résidentiels. Ces signaux peuvent notamment indiquer que la transition

³ Dossier [R-4292-2025](#)

1 énergétique a commencé à influencer les comportements de la clientèle, par exemple en matière
2 d'initiatives en efficacité énergétique.

3 Des éléments du dossier précédent soulignaient déjà les risques associés à une décroissance de
4 la clientèle résidentielle⁴. Le Dr. Brown estimait d'ailleurs qu'EGQ était exposée à un risque
5 supérieur à celui d'Énergir quant à la récupération de son capital à long terme⁵. De son côté, le Dr.
6 Hopkins constatait qu'EGQ disposait de moins de leviers de compensation qu'Énergir pour
7 contrebalancer une perte de clients résidentiels par la desserte de nouveaux clients industriels⁶.
8 La Régie concluait également qu'EGQ présentait un risque d'affaires supérieur à celui d'Énergir⁷.
9 Ces constats s'avèrent encore plus pertinents aujourd'hui dans un contexte où, lorsqu'ils ont été
10 initialement présentés, les obligations minimales de distribution de GSR demeuraient limitées. EGQ
11 est un acteur proactif dans la transition énergétique, mais reconnaît que ces nouvelles exigences
12 augmentent la pression sur la viabilité de son modèle d'affaires actuel.

3. Évolution des taux de rendement autorisés ailleurs au Canada

13 EGQ estime qu'il est pertinent de situer sa demande dans un contexte plus large en observant
14 l'évolution des taux de rendement autorisés pour d'autres distributeurs canadiens. En effet, il en
15 ressort que plusieurs régulateurs ont révisé à la hausse les taux de rendement autorisés et/ou les
16 structures en capital depuis la période du précédent dossier traité par la Régie en 2021-2022. Le
17 tableau ci-dessous présente un survol des décisions récentes rendues par différents régulateurs
18 provinciaux à l'égard de distributeurs de gaz naturel :

⁴ Dossier R-4156-2021, [Document A-0054](#), page 45-46.

⁵ Dossier R-4156-2021, [Décision D-2022-119](#), par. 86.

⁶ Dossier R-4156-2021, [Décision D-2022-119](#), par. 114.

⁷ Dossier R-4156-2021, [Décision D-2022-119](#), par. 132.

Distributeur	Période 2021-2022			Révision la plus récente		
	Taux de rendement	Ratio d'avoir propre	Taux effectif ⁸	Taux de rendement	Ratio d'avoir propre	Taux effectif
FortisBC	8,75 %	38,5 %	3,37 %	9,65 % (2023 ⁹)	45 %	4,34 %
Pacific Northern Gas - West	9,50 %	46,5 %	4,42 %	10,40 % (2024 ¹⁰)	52 %	5,41 %
ATCO Gas Distribution	8,50 %	37 %	3,15 %	8,97 % (2025 ¹¹)	37 %	3,32 %
Apex Utilities	8,50 %	39 %	3,32 %	8,97 % (2025 ¹²)	39 %	3,50 %
Enbridge Gas inc.	8,66 %	36 %	3,12 %	9,21 % (2024 ¹³)	38 %	3,50 %
Liberty Utilities	8,50 %	45 %	3,83 %	9,80 % (2022 ¹⁴)	45 %	4,41 %
Eastward Energy	11 %	45 %	4,95 %	10,65 % (2023 ¹⁵)	45 %	4,79 %

1 Bien que les méthodologies employées pour déterminer un TRCP approprié varient d'une
2 juridiction à l'autre, et que l'échantillon d'EGQ demeure limité pour les fins de la présente analyse,
3 les divers ajustements illustrent une tendance observable à l'échelle du pays, c'est-à-dire une
4 réévaluation à la hausse des taux autorisés. Depuis 2021-2022, le taux effectif moyen observé
5 parmi les distributeurs retenus dans l'échantillon est passé de 3,73 % à 4,18 %, soit une hausse
6 d'environ 0,45 %. En appliquant cette augmentation au taux effectif qui prévaut actuellement pour
7 EGQ, de 3,62 % (basé sur un ratio d'avoir propre de 40 % et un TRCP de 9,05 %), et en maintenant
8 le ratio d'avoir propre du distributeur au même niveau, son taux de rendement implicite s'établirait

⁸ Le taux effectif se détermine en multipliant le taux de rendement par le ratio d'avoir propre. Ainsi, dans le cas d'EGQ, le taux effectif applicable actuellement est de : $9,05 \% * 40 \% = 3,62 \%$.

⁹ British Columbia Utilities Commission, Generic Cost of Capital Proceeding (Stage 1), page 8. [Decision and Order G-236-23](#).

¹⁰ British Columbia Utilities Commission, Generic Cost of Capital Proceeding Stage 2, page 2. [Order Number G-321-24](#).

¹¹ Alberta Utilities Commission, 2025 return on equity (ROE). [Decision 29586-D01-2024](#).

¹² Alberta Utilities Commission, 2025 return on equity (ROE). [Decision 29586-D01-2024](#).

¹³ Ontario Energy Board, [2024 Cost of Capital Parameters](#), page 1.

¹⁴ New Brunswick Energy and Utilities Board, Rehearing decision, page 27. [Matter No. 491](#).

¹⁵ Nova Scotia Utility and Review Board, General Rate Application by Eastward Energy Incorporated, page 5. [Decision 2023 NSUARB 166](#).

1 désormais à 10,18 %. Par conséquent, le TRCP autorisé pour EGQ, de 9,05 %, apparaît être
2 progressivement de plus en plus en retrait lorsqu'il est comparé aux autres distributeurs gaziers.
3 EGQ estime donc qu'il est approprié, dans ce contexte, de procéder à une mise à jour de son
4 propre taux de rendement au moyen d'une nouvelle étude, afin de s'assurer que ce dernier soit
5 représentatif des changements récents survenus dans le contexte économique, financier, et
6 propre à la franchise du distributeur. Toutefois, considérant l'effort analytique et administratif d'une
7 telle démarche, il est proposé de maintenir le taux actuel ainsi que la structure en capital pour
8 l'année tarifaire 2026.

4. Évolution des paramètres financiers

9 Bien qu'EGQ propose de maintenir le taux de rendement actuel pour l'année tarifaire 2026, le
10 distributeur a quand même souhaité analyser, à haut niveau, l'évolution récente de certains
11 paramètres financiers considérés dans la détermination du coût du capital et du TRCP. Ainsi, EGQ
12 a procédé à une mise à jour sommaire des éléments qui sont généralement pris en compte dans
13 l'évaluation du coût du capital par la Régie. Les paramètres retenus dans cette analyse concernent
14 les éléments fondamentaux. En conséquence, les éléments suivants n'ont pas été retenus :

- 15 -Les frais d'émission;
- 16 -L'ajustement visant à tenir compte des écarts entre les résultats historiques du MÉAF et de l'AFM;
- 17 -L'ajustement relié au risque d'affaires propre à EGQ.

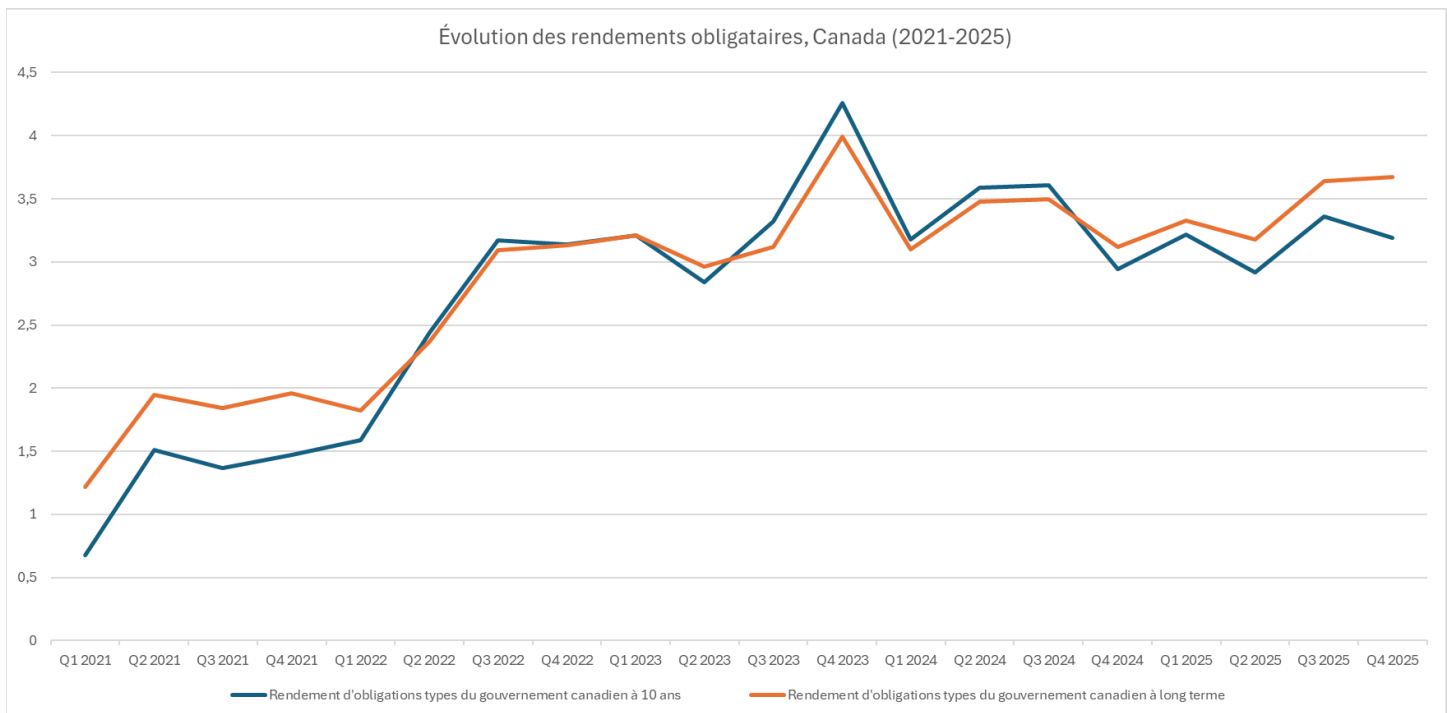
18 À titre indicatif, EGQ rappelle que ces trois éléments ont eu un effet haussier de 1,2 % à 2,1 % sur
19 le TRCP d'un distributeur repère établi par la Régie dans sa décision D-2022-119¹⁶.

Taux sans risque

20 Depuis la dernière étude complète réalisée en 2021-2022, les attentes des investisseurs en
21 matière de rendement sans risque sont en hausse, reflétant un contexte macroéconomique ayant

¹⁶ Dossier R-4156-2021, [Décision D-2022-119](#), pages 70 et 71.

1 changé par rapport à celui observé en 2021-2022, et un niveau d'incertitude qui continue de
2 planer quant à l'évolution attendue de la relation commerciale entre le Canada et les États-Unis.
3 D'après la firme Kroll, qui publie régulièrement des recommandations sur les paramètres du coût
4 du capital, le taux sans risque normalisé est passé de 2,5 % (pour la période allant de juin 2020 à
5 mai 2022) à 3,5 % (depuis septembre 2022)¹⁷. Cette évolution est cohérente avec les rendements
6 sur les obligations à long terme du gouvernement du Canada, lesquels se sont accrus lors des
7 dernières années :



8 Il est à noter qu'EGQ n'a pas, dans le cadre de la présente section, analysé l'évolution de l'écart
9 entre le rendement des obligations des entreprises de service public cotées A et celui des
10 obligations du gouvernement, laquelle peut avoir un effet haussier sur le taux sans risque, selon la
11 méthodologie utilisée.
12

Prime de risque de marché

13 Toujours selon Kroll, la recommandation quant à la prime de risque de marché (pour le marché
14 américain) a été abaissée à 5 % depuis le 2 septembre 2025¹⁸, alors qu'elle se situait à 5,5 %

¹⁷ Kroll Canada Normalized Risk-free Rate. [Decembre 2014-Present**](#)

¹⁸ Kroll Recommended U.S. Equity Risk Premium (ERP). [September 02, 2025 – UNTIL FURTHER NOTICE*](#)

1 auparavant. Ce niveau se situe donc légèrement en-deçà de la fourchette de 5,5 % à 6 % retenue
2 par la Régie dans sa décision D-2022-119¹⁹. EGQ tient toutefois à préciser que cette donnée,
3 demeure conjoncturelle et sujette à des révisions fréquentes en fonction du contexte économique
4 et géopolitique qui prévaut et qui peut être volatile. La Dre Villadsen avait d'ailleurs soulevé à
5 l'époque que la prime de risque évolue généralement de façon inverse au taux sans risque : une
6 baisse de ce dernier entraîne souvent une hausse de la prime de risque de marché, et
7 inversement²⁰. Par conséquent, un ajustement ponctuel ne saurait être interprété comme une
8 tendance durable. Une étude complète est nécessaire pour permettre de formuler des
9 recommandations reflétant la réalité du marché. À cet égard, EGQ note que l'utilisation de données
10 plus précises et adaptées au marché canadien constituera une étape essentielle lors de l'exercice
11 à réaliser en 2026.

Coefficient bêta

12 EGQ a procédé à une mise à jour exploratoire du coefficient bêta à partir d'un échantillon restreint
13 de sociétés comparables du secteur gazier canadien. L'analyse couvre deux périodes : juin 2019
14 à juin 2022, et juillet 2022 à juillet 2025. EGQ constate que le bêta moyen des sociétés de son
15 échantillon a diminué d'environ 0,029 points (moyenne arithmétique simple), ce qui demeure limité.
16 Toutefois, il est important de noter que le coefficient est particulièrement sensible à la composition
17 de l'échantillon ou le type de moyenne utilisée : par exemple, l'inclusion ou l'exclusion de certaines
18 entreprises peut inverser la direction et l'ampleur de la variation, ce qui limite la portée de l'analyse
19 interne et illustre la nécessité de recourir à une analyse experte plus approfondie lors de
20 l'évaluation de cet intrant dans le cadre de la prochaine étude qui sera conduite.

21 Les résultats obtenus par EGQ suggèrent tout de même qu'il y aurait eu une légère baisse de la
22 volatilité de l'industrie par rapport au marché dans son ensemble (S&P/TSX), laquelle vient
23 tempérer l'effet haussier engendré par l'évolution du taux sans risque.

¹⁹ Dossier R-4156-2021, [Décision D-2022-119](#), par. 309.

²⁰ Dossier R-4156-2021, [Pièce B-0015](#), page 42.

Résultat actualisé des intrants servant à l'évaluation du coût du capital et du TRCP

1 Tel qu'exposé ci-dessus, EGQ a analysé l'évolution récente de certains paramètres financiers qui
2 sont traditionnellement considérés dans la détermination du coût du capital et du TRCP. Bien que
3 l'exercice réalisé par EGQ ne vise pas à reproduire un calcul complet du MÉAF, ce dernier permet
4 de mettre en lumière les tendances observées depuis la dernière étude examinée par la Régie.

5 Premièrement, le taux sans risque au Canada, basé sur le rendement des obligations à long terme
6 du gouvernement canadien, a augmenté par rapport à la période du dossier R-4156-2021. Ensuite,
7 les tendances quant à la prime de risque de marché ont diminué légèrement, bien qu'elles soient
8 basées sur le marché américain et dans un contexte géopolitique qui demeure volatile. Enfin, EGQ
9 a mené un exercice à titre indicatif concernant l'évolution du bêta à partir d'un échantillon de
10 sociétés de services énergétiques cotées à la bourse de Toronto. Les résultats démontrent une
11 variation moyenne du bêta légèrement à la baisse, précisant que la moyenne est fortement
12 sensible à la composition de l'échantillon. Dans l'ensemble, ces constats suggèrent que les intrants
13 financiers ayant servi à la fixation du TRCP appliqué aux trois dernières années ont évolué.

14 Sur cette base, EGQ estime que son taux de rendement autorisé de 9,05 % se retrouve de plus
15 en plus dans le bas de l'éventail de référence, notamment lorsqu'elle tient compte de
16 l'accroissement du risque d'affaires constaté par le distributeur quant à sa propre franchise et la
17 révision à la hausse des taux de rendement et/ou structures en capital autorisés ailleurs au
18 Canada. Ces facteurs renforcent ainsi le besoin de procéder à une nouvelle étude d'experts
19 complète.

20 Le distributeur prend également acte de la volonté exprimée par la Régie auprès d'Énergir de
21 commenter la possibilité d'établir un modèle paramétrique de détermination du TRCP²¹. EGQ
22 pourrait examiner cette avenue lors de l'examen approfondi de son taux de rendement, mais n'est
23 pas en mesure à cette étape d'en quantifier les impacts dans le cadre du présent dossier.

²¹ Dossier R-4287-2024, Décision [D-2025-043](#), par. 23.

5. Création d'un compte de frais reportés

1 Considérant que la présente preuve vise une reconduction du TRCP pour l'année tarifaire 2026
2 uniquement, EGQ prévoit initier prochainement la préparation d'une étude complète en vue d'un
3 examen du taux de rendement et de la structure en capital applicable à compter de l'année tarifaire
4 2027. Comme cette préparation impliquera la mobilisation de ressources externes spécialisées
5 (honoraires d'expert, frais juridiques, etc.) générant des dépenses importantes mais non
6 récurrentes, EGQ souhaite isoler ces coûts dans un compte de frais reportés.

7 Bien qu'il demeure prématuré à ce stade de déposer un budget détaillé, EGQ estime, en se basant
8 sur le dossier R-4196-2021, que les coûts pourraient se situer aux environs de 500 000 \$. Le coût
9 final dépendra notamment des enjeux soulevés par la Régie, du nombre d'intervenants au dossier,
10 ainsi que la complexité administrative générale. Ces dépenses seront rapportées à la Régie dans
11 le cadre d'un dossier ultérieur, durant laquelle la Régie pourra statuer quant à leur intégration dans
12 les tarifs.

6. CONCLUSION

13 Pour conclure, sur la base de l'ensemble des motifs évoqués dans la preuve, EGQ demande à la
14 Régie de :

- 15 -Reconduire le taux de rendement sur l'avoir propre à 9,05 % pour l'année tarifaire 2026, tel
16 qu'approuvé dans la décision D-2022-119.
- 17 -Reconduire la structure en capital présumée composée de 40 % d'avoir propre et de 60 % de
18 dette pour l'année tarifaire 2026, tel qu'autorisée dans la décision D-2022-119.
- 19 -Autoriser la création d'un compte de frais reportés hors base, portant intérêts au taux de la dette
20 à court terme, afin de comptabiliser les coûts reliés à la réalisation d'une étude complète en vue
21 d'examiner le taux de rendement et de la structure en capital applicable à compter de l'année
22 tarifaire 2027, lesquels sont estimés à environ 500 000 \$, jusqu'à leur intégration dans la base de
23 tarification à compter de l'année tarifaire suivant la fin du traitement du dossier.