

RIOPEL GAGNON LAROSE
S T É N O G R A P H E S O F F I C I E L S
O F F I C I A L C O U R T R E P O R T E R S

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE RELATIVE À L'APPROBATION DU PLAN
D'APPROVISIONNEMENT ET DEMANDES DE
MODIFICATION DES TARIFS
D'ENBRIDGE GAZ QUÉBEC
À COMPTER DU 1^{er} JANVIER 2026

DOSSIER : R-4303-2025

RÉGISSEURS : Me MICHEL SIMARD, président
Mme SYLVIE DURAND
M. SAMY GENNAOUI

AUDIENCE DU 23 MARS 2026

EN MODE HYBRIDE

VOLUME 2

ROSA FANIZZI
STÉNOGRAPHE OFFICIELLE

COMPARUTIONS :

Me MARILOU LEFRANÇOIS
avocate de la Régie

DEMANDERESSE :

Me ADINA GEORGESCU
Me ROXANE NADEAU
avocates d'Enbridge Gaz Québec (EGQ)

INTERVENANTS :

Me ÉRIC McDEVITT DAVID
avocat de l'Association coopérative d'économie
familiale de l'Outaouais (ACEFO);

Me ANDRÉ TURMEL
Me CHARLES TURMEL
avocats de la Fédération canadienne de l'entreprise
indépendante (FCEI);

Me DOMINIQUE NEUMAN
avocat du Regroupement pour la transition,
l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ).

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES ENGAGEMENTS	4
PRÉLIMINAIRES	5
PREUVE D'ENBRIDGE GAZ QUÉBEC (EGQ)	
Panel 1 : Mot d'ouverture / Plan d'approvisionnement et revenu requis / Taux de rendement	
JEAN-FRANÇOIS TREMBLAY ROCH CHARLEBOIS-GOUGEON	
INTERROGÉS PAR Me ADINA GEORGESCU	16
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC McDEVITT DAVID	62
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me CHARLES TURMEL	101
CONTRE-INTERROGÉS PAR DOMINIQUE NEUMAN	103
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	117
ÉCHANGES DE PART ET D'AUTRE	175
Panel 2 : Taux d'amortissement	
AMANDA NORI NABIL EL MAJDOUB	
INTERROGÉS PAR Me ADINA GEORGESCU	185
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me CHARLES TURMEL	201
INTERROGÉS PAR Me MARILOU LEFRANÇOIS	206
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	208
Panel 3 : Stratégie tarifaire en distribution, Conditions de service et Tarifs (CST)	
DANIELLE DREVENY MYRIAM LALANDE-DUBOIS ÉTIENNE MALOUIN-CHÉNIER	
INTERROGÉS PAR Me ADINA GEORGESCU	213
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC McDEVITT DAVID	222
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me CHARLES TURMEL	226
INTERROGÉS PAR Me MARILOU LEFRANÇOIS	235
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	236

LISTE DES ENGAGEMENTS

PAGE

E-1 (EGQ) :	Fournir la mise à jour pour 2025 des chiffres en lien avec l'évolution des prévisions et des valeurs réelles normalisées des volumes du secteur industriel (demandé par l'ACEFO)	76
E-2 (EGQ) :	Mettre à jour le dossier tarifaire 2025, faire le calcul en dollars pour montrer l'avant et l'après de la révision du tableau (Demandé par la Formation)	127
E-3 (EGQ) :	Fournir un bref historique des causes de l'interfinancement entre le tarif 4 et le tarif 9 (Demandé par la Formation)	244

1 EN L'AN DEUX MILLE VINGT-SIX (2026), ce vingt-
2 troisième (23e) jour du mois de mars :

3
4 PRÉLIMINAIRES

5
6 LA GREFFIÈRE :

7 Bonjour à tous. Bienvenue à cette audience du
8 vingt-trois (23) mars deux mille vingt-six (2026).
9 Dossier R-4303-2025 : Demande relative à
10 l'approbation du Plan d'approvisionnement et
11 demandes de modification des tarifs d'Enbridge Gaz
12 Québec à compter du 1er janvier 2026. Audience
13 tenue en mode hybride.

14 Les régisseurs désignés dans ce dossier sont maître
15 Michel Simard, président de la formation, madame
16 Sylvie Durand et monsieur Samy Gennaoui.

17 L'avocate de la Régie assignée pour ce dossier est
18 maître Marilou Lefrançois.

19 La demanderesse est :

20 Enbridge Gaz Québec représentée par maître Adina
21 Georgescu et maître Roxane Nadeau.

22 Les intervenants sont :

23 Association coopérative d'économie familiale de
24 l'Outaouais représentée par maître Éric McDevitt
25 David;

1 Fédération canadienne de l'entreprise indépendante
2 représentée par maître Charles Turmel et maître
3 André Turmel;
4 Regroupement pour la transition, l'innovation et
5 l'efficacité énergétiques représenté par maître
6 Dominique Neuman.

7 Nous demandons aux participants de bien
8 vouloir s'identifier à chacune de leurs
9 interventions pour les fins de l'enregistrement.
10 Merci et bonne audience à tous.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Merci, Madame Kouamé. Bonjour et bienvenue à tous.
13 Nos salutations à notre sténographe monsieur Andrew
14 Boivin qui nous accompagnera au cours de ce
15 dossier, de même que l'équipe de traducteurs,
16 madame Béatrice Lafrenière, madame Julie DiMarco et
17 monsieur Steven Gaudet qui nous assisteront
18 notamment pour les panels 2 et 3 prévus pour
19 aujourd'hui. Si certains d'entre vous ont besoin
20 d'appareils de traduction, il y a quelqu'un à
21 l'arrière qui pourra vous prêter ces appareils de
22 traduction là.

23 L'équipe de la Régie pour ce dossier est
24 composée des spécialistes suivants : madame Marie-
25 Claire Dinh qui est chargée de projet au dossier;

1 madame Odette Alarie; Fayrouz Aouad; Georges
2 Lambert; Michelle Paquin; Charles Rémillard; et
3 ainsi que maître Marilou Lefrançois, avocate de la
4 Régie

5 Comme nous l'avons annoncé à notre lettre
6 du vingt-six (26) février deux mille vingt-six
7 (2026) pour la planification de l'audience, il
8 s'agit d'une audience en personne, sauf exception
9 autorisée. Suivant la lettre du cinq (5) mars de
10 maître Georgescu, il y a qu'une seule représentante
11 d'EGQ qui sera à distance, et celle-ci n'agira pas
12 comme témoin. Nous aimerions juste connaître son
13 nom.

14 Me ADINA GEORGESCU :

15 Bonjour, Madame la Présidente. Alors, c'est madame
16 Julie Fauteux qui est déjà en ligne et qui est
17 connectée.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Merci.

20 Me ADINA GEORGESCU :

21 Merci.

22 LE PRÉSIDENT :

23 L'audience est enregistrée et sera diffusée en
24 direct sur YouTube, en contenu audio uniquement.
25 Les notes sténographiques seront déposées sur le

1 site Internet de la Régie dans les meilleurs
2 délais. Tout comme pour les audiences en personne à
3 la Régie, il est interdit de filmer ou
4 d'enregistrer le contenu audio. Même si nous sommes
5 en personne, je précise qu'il est important pour
6 les fins des notes sténographiques de parler fort,
7 lentement et de rapprocher le micro de votre
8 bouche.

9 Concernant le déroulement de l'audience,
10 nous allons suivre le calendrier qui vous a été
11 transmis. Pour la journée de demain, plus
12 précisément pour le panel 5, comme il s'agit de la
13 poursuite du sujet portant sur la revente du GSR
14 que nous avons commencé à entendre à huis clos le
15 trois (3) décembre, et qu'EGQ demande de poursuivre
16 à huis clos, la formation estime qu'EGQ voudra
17 possiblement faire en sorte que les argumentaires
18 soient également à huis clos.

19 Dans ce contexte, et pour éviter plusieurs
20 huis clos, la formation suggère de procéder aux
21 argumentaires pour ce sujet dans le huis clos de
22 mardi. Notre question pour vous : seriez-vous
23 disposée à faire ces argumentaires à l'intérieur du
24 huis clos de mardi?

25

1 Me ADINA GEORGESCU :

2 Rebonjour, Monsieur le Président. Je ne pense pas
3 que ce soit problématique. Peut-être revisiter la
4 question un peu plus tard aujourd'hui pour voir
5 comment les choses évoluent au courant de la
6 journée, mais je pense que ça ne devrait pas être
7 un problème qu'une fois le huis clos terminé demain
8 par rapport à la preuve, qu'on puisse plaider en
9 même temps.

10 LE PRÉSIDENT :

11 Parfait. Une autre réflexion sur laquelle je veux
12 vous amener c'est, bon, on a pris connaissance des
13 engagements E-1 et E-2 découlant de l'audience du
14 trois (3) décembre, la formation vous en remercie.
15 Ceci étant, la formation est intéressée de vous
16 entendre sur la portée de la confidentialité,
17 notamment en lien avec le paragraphe 9 de la
18 déclaration assermentée de monsieur Tremblay et la
19 pièce B-0100. De plus, et une fois les
20 représentations entendues sur la portée de la
21 confidentialité, la formation pense qu'il serait
22 utile qu'EGQ matérialise ses représentations sur la
23 confidentialité recherchée, parce que des fois on a
24 les principes, mais de le voir sur des versions
25 caviardées des notes sténographiques, et ça

1 pourrait faire en sorte qu'à ce moment-là les
2 intervenants puissent commenter et après ça, vous
3 auriez la possibilité de faire une réplique là-
4 dessus. Tout ce processus-là fait en sorte que,
5 dans le fond, pour faire en sorte que les notes
6 sténographiques soient rendues publiques sur les
7 partitions de huis clos soient vraiment sur...
8 limitées aux aspects de confidentialité qu'EGQ
9 recherche. Donc, vous pourrez nous revenir là-
10 dessus ou si jamais vous avez des commentaires par
11 ailleurs sur cette réflexion-là.

12 Me ADINA GEORGESCU :

13 En fait, Monsieur le Président, c'est davantage une
14 question de clarification pour comprendre
15 exactement l'exercice qu'on recherche, c'est-à-dire
16 vous souhaitez que l'on passe le caviardage séance
17 tenante demain?

18 LE PRÉSIDENT :

19 Non, c'est que... et on pourrait s'entendre sur un
20 calendrier sur lequel vous faites... d'abord, vous
21 allez nous faire des représentations sur la
22 confidentialité. Ensuite de ça, vous allez
23 probablement matérialiser si ces représentations-
24 là, c'est une version caviardée qui pourrait être
25 déposée et que sur laquelle les intervenants et

1 vous pourriez, par la suite, avoir une réplique là-
2 dessus, selon un calendrier qu'on pourrait établir
3 pour, après ça, nous, rendre notre ordonnance sur
4 la portée de la confidentialité comme telle.

5 Me ADINA GEORGESCU :

6 Et ça... excusez-moi, là on parle des pièces et non
7 pas juste des notes sténographiques.

8 LE PRÉSIDENT :

9 C'est surtout sur les notes sténographiques.

10 Me ADINA GEORGESCU :

11 Sur les notes sténographiques.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Les notes sténographiques. Parce qu'il y a des
14 principes qui ont été établis, là, dans la
15 déclaration assermentée de monsieur Tremblay. Quand
16 on va regarder les notes sténographiques, puis en
17 rendre des portions publiques et éliminer les
18 éléments qui sont véritablement de la nature de la
19 confidentialité qu'EGQ recherche et qui correspond
20 au principe relatif à la confidentialité, bien, à
21 ce moment-là, on voudrait être certain que tout le
22 monde ait pu commenter ces éléments-là qui vont
23 être retenus comme confidentiels.

24 Me ADINA GEORGESCU :

25 Je comprends la demande. Peut-être nous laisser

1 réfléchir un peu à cette question-là, question
2 d'essayer de voir s'il y a un moyen d'alléger le
3 processus avec les intervenants pour le va-et-vient
4 par rapport justement au caviardage. Peut-être
5 peut-être que tout à l'heure, je vais vous revenir
6 possiblement avec une suggestion, mais on va y
7 réfléchir. Mais je comprends tout à fait la
8 demande, là, puis on va voir comment on organise ça
9 pour que ça fonctionne bien.

10 LE PRÉSIDENT :

11 L'idée étant, là, là-dedans, d'être certain que ce
12 qui va être rendu public au niveau des audiences à
13 huis clos qu'il y a eu le trois (3) décembre et
14 qu'il y aura en partie demain...

15 Me ADINA GEORGESCU :

16 Oui.

17 LE PRÉSIDENT :

18 ... bien qu'on puisse être certain de ce qui
19 sera...

20 Me ADINA GEORGESCU :

21 De qu'est-ce qui va être divulguée et qu'est-ce qui
22 va être caviardé, effectivement. Et ça, ça inclut
23 les notes sténographiques du trois (3) décembre,
24 ainsi que celles de demain.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Oui.

3 Me ADINA GEORGESCU :

4 O.K. Parfait. C'est noté, merci.

5 LE PRÉSIDENT :

6 Parfait. Donc, pour être certain, Maître Georgescu
7 et Maître Nadeau, les sujets abordés au cours de
8 cette audience sont au plan. On va avoir ce matin
9 le panel 1, le « Plan d'approvisionnement et revenu
10 requis/Taux de rendement ». On va enchaîner après
11 ça avec le panel 2, le « Taux d'amortissement ».
12 Ensuite, le panel 3, « Stratégie tarifaire en
13 distribution, Conditions de service et Tarifs ».
14 Panel 4, « Stratégie d'intégrité et Projet St-
15 Louis ». Panel 5, « Revente du GSR/Création d'un
16 compte de frais reporté (CFR) ».

17 Y a-t-il d'autres commentaires ou
18 observations concernant le déroulement de
19 l'audience? J'interprète le silence comme tout le
20 monde est d'accord. Comme il est maintenant
21 d'usage, nous rappelons qu'il revient aux
22 participants de partager eux-mêmes les documents
23 auxquels ils réfèrent. Si vous avez des enjeux
24 techniques pour la présentation de vos documents,
25 nous vous référons encore une fois à notre

1 greffière, madame Kouamé. Si vous le voulez bien,
2 nous allons donc procéder immédiatement avec le
3 panel 1. Maître Georgescu, nous serions prêts à
4 vous entendre.

5

6 PREUVE D'ENBRIDGE GAZ QUÉBEC (EGQ)

7

8 Panel 1 : Mot d'ouverture / Plan

9 d'approvisionnement et revenu requis / Taux de
10 rendement

11

12 Me ADINA GEORGESCU :

13 Merci beaucoup, Monsieur le Président, Madame la
14 Régisseure, Monsieur le Régisseur. Bon matin et
15 merci de nous accueillir ici aujourd'hui pour cette
16 cause tarifaire. Donc, nous sommes prêts à
17 procéder. Je vais commencer peut-être en précisant
18 le fait que nous avons, eu égard à la preuve
19 documentaire déjà déposée, des déclarations sous
20 serment pour l'adoption de la preuve documentaire
21 déjà au dossier, donc nous ne passerons pas la
22 preuve documentaire pièce par pièce pour l'adopter.
23 Ça va simplifier les choses, ça va alléger aussi.
24 Nous avons également déposé hier en fin de journée
25 les deux premières présentations de ce matin, parce

1 que les témoins d'Enbridge Gaz Québec vont
2 témoigner à l'aide de présentations PowerPoint.
3 Donc, il y a deux présentations qui sont déjà
4 déposées au SDÉ. Pour les panels de cet après-midi,
5 selon va suivre probablement au courant de l'heure
6 du dîner. Et donc, nous sommes prêts à procéder
7 avec l'assermentation des témoins pour le panel 1.
8 Madame la Greffière.

9

10

11 L'AN DEUX MILLE VINGT-SIX (2026), ce vingt-
12 troisième (23e) jour du mois de mars, ONT COMPARU :

13

14 JEAN-FRANÇOIS TREMBLAY, économiste, directeur
15 général d'Enbridge Gaz Québec, ayant une place
16 d'affaires au 706, boulevard Gréber, Gatineau
17 (Québec);

18

19 ÉTIENNE MALOUIN-CHENIER, analyste aux affaires
20 réglementaires chez Enbridge Gaz Québec, ayant une
21 place d'affaires au 706, boulevard Gréber, Gatineau
22 (Québec);

23

24 ROCH CHARLEBOIS-GOUGEON, spécialiste en finance
25 réglementaire chez Enbridge Gaz Québec, ayant une

1 place d'affaires au 706, boulevard Gréber, Gatineau
2 (Québec);

3

4 LESQUELS, après avoir fait une affirmation
5 solennelle, déposent et disent :

6

7 INTERROGÉS PAR Me ADINA GEORGESCU :

8 Q. **[1]** Merci, Madame la Greffière. Est-ce que c'est
9 possible d'afficher à l'écran la pièce B-0148?
10 Alors, Monsieur Tremblay, est-ce que vous
11 reconnaissez la pièce qui est à l'écran?

12 M. JEAN-FRANÇOIS TREMBLAY :

13 R. Oui.

14 Q. **[2]** Est-ce qu'il s'agit d'un document préparé par
15 vous ou sous votre supervision?

16 R. Oui.

17 Q. **[3]** Est-ce que vous avez des modifications à y
18 apporter?

19 R. Non.

20 Q. **[4]** Est-ce que vous adoptez ce document comme
21 preuve faisant partie du présent dossier?

22 R. Oui.

23 Q. **[5]** Merci. Alors, la parole est à vous.

24 R. Parfait, merci beaucoup. Bon matin à tout le monde
25 dans la salle. Bonjour, Monsieur le Président,

1 Madame, Messieurs les Régisseurs. Donc, toujours un
2 plaisir de démarrer la cause tarifaire annuelle
3 d'Enbridge Gaz Québec. Ce matin, si on peut aller à
4 la diapositive numéro 2, j'aimerais ça quand même
5 que... Ça va? Ah, ça devrait être bon. Donc,
6 j'aimerais ça vous donner une petite perspective un
7 peu plus globale avant de rentrer dans le dossier
8 devant vous. Et je vais passer la parole, là, à mon
9 collègue, là, par la suite pour parler un petit peu
10 plus du dossier détaillé en lien justement avec le
11 plan d'approvisionnement, la hausse du revenu
12 requis. Et on va revenir aussi sur certains points
13 des intervenants. Diapositive suivante.

14 Donc, l'an passé à pareille date, un petit
15 peu plus tôt au mois de février, j'avais utilisé
16 avec vos collègues l'image qui est à votre gauche
17 en fait. Deux mille vingt-quatre (2024) avait été
18 une année très mouvementée au niveau de
19 l'environnement externe. Il y avait eu beaucoup de
20 projets de loi qui avaient été mis sur la table,
21 là, par le gouvernement du Québec. On avait fait
22 plusieurs mémoires, ce qui était comme historique,
23 là, pour une petite entreprise comme Enbridge Gaz
24 Québec, on avait produit, je crois, de mémoire,
25 quatre mémoires sur les différentes

1 réglementation, les différentes lois. Il y avait
2 dans l'air une interdiction d'utiliser du gaz
3 naturel dans les bâtiments du Québec. La Ville de
4 Gatineau aussi voulait interdire le gaz naturel
5 dans certains bâtiments. Donc, c'était somme toute
6 assez houleux.

7 Je vous dirais que deux mille vingt-cinq
8 (2025), le début de l'année deux mille vingt-six
9 (2026), peut-être une petite pause. On voit quand
10 même que c'est gris. Ça reste quand même, je vous
11 dirais un petit peu l'impression que j'ai, deux
12 mille vingt-cinq (2025) début deux mille vingt-six
13 (2026), on est peut-être un petit peu dans l'oeil
14 de l'ouragan. On dirait qu'il y a comme une petite
15 accalmie, mais j'ai bien peur que ça ne soit quand
16 même qu'une petite pause et que ça reprenne au
17 niveau de l'environnement externe.

18 Donc, si on regarde un petit peu plus en
19 détail pourquoi que c'est peut-être une petite
20 pause et que ça va reprendre assurément dans les
21 prochaines semaines, prochains mois, je vous
22 inviterais à la diapo suivante.

23 On regarde vraiment, bon, tout ce qui est
24 électrification, décarbonation évidemment toujours
25 dans l'air. On a comme, je pense, réalisé dans la

1 dernière année et demie qu'on a peut-être plus
2 parlé de décarbonation qu'électrification parce que
3 l'électricité, bien, il en manque, mais il en
4 manque surtout à bon prix. Donc, oui, on veut
5 décarboner d'économie, mais on veut le faire au
6 meilleur coût possible pour l'ensemble des
7 consommateurs, des citoyens.

8 Deux projets importants au niveau du
9 gouvernement provincial qui étaient supposé sortir
10 tôt en deux mille vingt-cinq (2025) et qu'on attend
11 toujours. Il y avait un premier règlement qui est
12 toujours sur la planche à dessins. On nous dit que
13 ça devrait sortir bientôt, mais bon, on nous dit ça
14 depuis plusieurs mois.

15 Donc, le premier, c'est le Règlement sur
16 l'encadrement du gaz naturel dans les bâtiments.
17 Notamment, là-dedans, il y avait une interdiction
18 d'utiliser du gaz naturel dans les nouveaux
19 bâtiments résidentiels. Normalement, il doit y
20 avoir une exception pour la région de l'Outaouais
21 qui, pour l'instant demeure. On n'a pas de signaux
22 comme quoi que ça ne serait plus le cas, mais on
23 attend toujours de voir le règlement papier public,
24 ce qui n'a pas encore eu lieu.

25 Un autre règlement aussi important, c'était

1 tout le Règlement sur les pourcentages de gaz de
2 source renouvelable qui doit être distribué par les
3 compagnies gazières. Donc, ça aussi, c'est un
4 règlement qu'on attend depuis plus d'un an qui
5 devrait sortir. On nous dit encore que c'est dans
6 les prochaines semaines. Il faut avoir la foi.
7 Donc, je crois qu'évidemment un changement
8 politique au niveau du gouvernement provincial, une
9 nouvelle première ministre à venir dans les
10 prochaines semaines. Donc, il y a un peu de
11 flottement. Ça fait que vous voyez un petit peu
12 dans l'environnement qu'on est peut-être plus...
13 deux mille vingt-cinq (2025), début deux mille
14 vingt-six (2026), on est un peu en attente. Donc,
15 de là un peu mon image de dire qu'on a une petite
16 accalmie dans la tempête, mais on pense que ce
17 n'est qu'une période de repos pour pouvoir peut-
18 être respirer un petit peu.

19 Bien, évidemment, ça a un impact, pour
20 l'instant, d'avoir mis en suspens notre stratégie
21 de décarbonation qui est devant une autre formation
22 à la Régie. Cette formation-là semble... En tout
23 cas, a émis la préoccupation d'avoir le règlement
24 GSR public avant de pouvoir poursuivre l'audience.
25 Donc, là, ça crée un peu d'incertitude à cet égard-

1 là. Donc, on verra comment on va bouger dans les
2 prochaines semaines dans ce dossier, un autre
3 dossier devant la Régie.

4 Évidemment, une nouvelle loi de la Régie de
5 l'énergie. Donc, elle est en vigueur. On va
6 commencer à la tester. Il y a des nouveaux articles
7 de lois. Il y en a un qui a déjà été testé
8 récemment, l'article 48.1 qui est la fixation des
9 tarifs multiannées, la fixation des conditions de
10 service et des tarifs multiannées. Donc, il y a eu
11 une audience devant vous avec Énergir, un dossier
12 conjoint. La Régie a rendu une décision récemment.
13 Donc, c'est un peu le type d'épreuve ou, en tout
14 cas, d'analyse qu'on va faire dans les prochaines
15 semaines, prochains mois, avec différents articles
16 de loi.

17 Évidemment, il y a l'hydrogène aussi qu'il
18 y a de nouveaux articles qui sont prévus pour la
19 distribution, l'injection de GSR. Mais maintenant,
20 dans le GSR, l'hydrogène fait partie des gaz de
21 source renouvelable. Donc, ça aussi, il va y avoir
22 des choses qui vont être devant vous dans les
23 prochains mois.

24 Un autre règlement aussi qui est en cours
25 actuellement, c'est toute la performance

1 environnementale des bâtiments puis de la cotation
2 des bâtiments. Pour l'instant, ça va être
3 uniquement les grands bâtiments au début, mais
4 l'objectif du gouvernement c'est d'aller vers une
5 cotation énergétique de l'ensemble des bâtiments du
6 parc immobilier du Québec. Donc, ça aussi, ça
7 avance. Il y a eu un peu de flottement dans ce
8 règlement-là. Il a pris, lui aussi, du temps à
9 sortir entre la loi et le règlement, mais c'est en
10 cours actuellement. Pour nous, ça implique quand
11 même de mettre en place une passerelle pour pouvoir
12 communiquer l'information de la consommation
13 énergétique de nos consommateurs, de nos clients
14 vers les systèmes gouvernementaux pour qu'ils
15 puissent faire des cotations énergétiques.

16 Dans ce cas-ci, on a un projet, un gros
17 projet SAP, je vais y revenir dans les prochaines
18 minutes. Tout notre système de service à la
19 clientèle, notre système de facturation qui est
20 actuellement en migration vers... - ce qu'on
21 appelait notre système CIS - vers un nouveau
22 système SAP. Et, bien, ça cause évidemment des
23 enjeux pour nous de mettre en place cette
24 passerelle-là dans une migration actuelle qui est
25 super importante. Et toute la confidentialité aussi

1 de l'information et des nouvelles lois en lien avec
2 la protection des renseignements personnels.

3 Donc, il y a des éléments qui ont été mis
4 en place avec Hydro-Québec, avec Énergir puis le
5 gouvernement, mais les lois ont évolué. Puis ce qui
6 a été mis en place, pour l'instant, c'est en
7 réévaluation à savoir si ça respecte toujours la
8 Loi sur les renseignements personnels. Donc, c'est
9 des éléments, là, sur lesquels l'environnement
10 externe nous influence.

11 Et le dernier, je vous dirais, et non le
12 moindre, c'est la PGIRE. Puis c'est peut-être un
13 peu pour ça qu'il y a un peu de flottement aussi.
14 Donc, il y a peut-être des règlements qui ont
15 peut-être traité un peu rapides et ne pas attendre
16 un peu une planification intégrée des ressources.
17 Je pense que tranquillement pas vite, on revient
18 vers : on peut-tu se donner un peu une vision un
19 peu plus globale, puis après ça mettre en place des
20 différentes lois, des règlements. Donc, bien, pour
21 l'instant, bien, il y a un avis qui est en cours à
22 la Régie. Il y a une version préliminaire qui a été
23 déposée.

24 Nous, c'est sûr que ça va avoir comme
25 impact, c'est de développer un plan

1 d'approvisionnement de dix (10) ans. Ça va être
2 gros pour nous. Il faut déposer le premier pour le
3 premier (1er) avril deux mille vingt-six (2026).
4 Vous le savez, au dossier, notre plan
5 d'approvisionnement est quand même somme toute très
6 mince par rapport à si vous le comparez à Énergir
7 ou même Hydro-Québec. Évidemment, la situation est
8 différente pour Enbridge Gaz Québec. On est
9 alimenté par Enbridge. On est un client d'Enbridge
10 sur le tarif 200.

11 Mais bon, évidemment, avec un plan
12 d'approvisionnement de dix (10) ans, prévision de
13 la demande sur un horizon beaucoup plus long, tenir
14 compte... Puis nous, on l'appelle « plan
15 d'approvisionnement », mais qui va devenir un peu
16 un plan de décarbonatation aussi. Il va falloir
17 intégrer l'efficacité énergétique, la biénergie, le
18 gaz de source renouvelable, puis voir si on est
19 capable sur un horizon de dix (10) ans d'atteindre
20 les différents objectifs, les cibles qui pourront
21 être fixées par les gouvernements. Donc, ça va être
22 quand même, pour nous, un beau défi dans les
23 prochaines années, mais dans la prochaine année et
24 demie, assurément.

25 La diapositive suivante, « L'environnement

1 interne ». Donc, au niveau des employés, je vais
2 couvrir les employés, les clients de l'actionnaire.
3 Donc, bien, évidemment, la transition énergétique
4 demande quand même de grands efforts au niveau de
5 notre équipe, notre personnel. Ça demande de
6 s'adapter. Donc, le distributeur gazier,
7 relativement traditionnel, et depuis quelques
8 années, bien, là, on voit que ce qu'on faisait dans
9 le passé, il faut le faire différemment. Beaucoup
10 de changements, mais en même temps, ça crée de
11 l'incertitude, mais ça crée aussi beaucoup
12 d'opportunités, beaucoup de projets à l'interne,
13 évidemment, puis beaucoup d'opportunités aussi pour
14 les employés. Donc, il y en a qui trouvent ça un
15 peu plus difficile, le changement. Il y en a
16 d'autres qui mordent dans le changement. C'est de
17 trouver l'équilibre.

18 Mais nous, l'idée, c'est de favoriser un
19 environnement qui permet aux employés de croître,
20 d'élargir leurs horizons, leurs compétences. Donc,
21 le fait d'avoir un petit peu plus d'incertitude,
22 d'avoir plus de projets, on l'utilise. Puis
23 évidemment, on essaie de motiver nos troupes puis
24 de les garder sur le bout de leur chaise pour
25 qu'ils puissent se développer.

1 On a évidemment un système, un écosystème
2 régional qui a été développé dans les dernières
3 années qui va se mettre en oeuvre tranquillement
4 pas vite. Le premier grand projet va être
5 l'hydrogène.

6 On a un autre grand projet, évidemment,
7 j'en ai glissé mot rapidement, le SAP qu'on
8 appelle, CIS. Donc, qui est tout notre système de
9 facturation, système d'interaction avec notre
10 clientèle, qui est en cours actuellement. Je dirais
11 qu'on est passé en mode construction. Donc, il y a
12 eu toute la phase planification, les besoins, les
13 requis. Là, depuis quelques semaines on est
14 vraiment dans la phase construction. On visait une
15 implantation au mois d'août. On va peut-être
16 décaler septembre, octobre, mais on est toujours
17 dans les mêmes... dans l'échéancier initial à
18 quelques semaines près.

19 Donc, ça, évidemment, on n'a pas le droit à
20 l'erreur. C'est un projet super important pour
21 nous. Oui, les budgets, mais aussi on ne peut pas,
22 du jour au lendemain, un weekend, migrer vers le
23 nouveau système, puis qu'on n'a plus accès à la
24 facturation de nos clients. On n'a plus accès à
25 leurs informations. C'est le coeur de notre

1 business, c'est avec ça qu'on facture. Donc, c'est
2 pour ça que je dis qu'on n'a pas le droit à
3 l'erreur. Donc, les ressources, la priorité,
4 c'est... les ressources, c'est sur le grand projet.

5 Puis en parallèle, bien, il y a différents
6 systèmes qui sont des systèmes d'Enbridge, mais
7 qu'on utilise, qui sont aussi dans des mises à jour
8 importantes, Maximo, Click Schedule. Les systèmes
9 ne sont pas vraiment importants ici, mais c'est
10 tous les mêmes... les mêmes employés qui utilisent
11 les systèmes. Et, bien, évidemment, il faut les
12 tester, s'assurer qu'il n'y ait pas de bogues et
13 autres, là. Fait que ça occupe beaucoup nos
14 ressources puis ça me préoccupe beaucoup, là, comme
15 gestionnaire.

16 Au niveau du taux d'engagement des
17 employés, légèrement en baisse par rapport aux deux
18 années précédentes, mais il reste quand même très,
19 très haut par rapport à l'industrie. On a toujours
20 des taux de satisfaction, d'engagement des employés
21 au-dessus de quatre-vingts pour cent (80 %), mais
22 il y a une légère baisse. Fait que, comme
23 gestionnaire, comme leader, bien, on garde un oeil
24 attentif. Évidemment, on sait les éléments qui ont
25 plus baissé que d'autres, et on y travaille aussi

1 pour s'assurer, là, qu'on garde les gens le plus
2 motivés possible, qu'on garde nos employés.

3 Notre taux de roulement est quand même très
4 faible. Il y a quelques années, les employés
5 quittaient un petit peu plus. Le marché de l'emploi
6 était peut-être un petit peu plus actif. Nous,
7 on... la compétition est beaucoup le gouvernement
8 fédéral. Donc, vous savez un petit peu ce qui se
9 passe au niveau du gouvernement fédéral. Fait que
10 ça aide aussi à garder nos employés.

11 Mais garder les employés, il faut aussi les
12 garder motivés, les garder heureux. Donc, on ne
13 peut pas garder non plus des employés qui restent
14 par défaut puis que... qui ne trouvent pas leur
15 compte, leur plaisir. Donc, pour nous, c'est quand
16 même un élément qui est super important.
17 Diapositive suivante.

18 Les clients, perspectives quand même de
19 croissance, là, pour la distribution du gaz naturel
20 qui s'affaiblit. Si vous regardez les derniers
21 dossiers, on le voit, il y a quand même des baisses
22 volumétriques quand même assez importantes, surtout
23 dans le marché, le tarif résidentiel. Commercial,
24 on fait un peu de surplace. L'industriel, on voit
25 qu'il y a quand même quelques grands clients qui

1 consomment plus de volume. Donc, on raccorde quand
2 même beaucoup moins de clients.

3 À titre d'exemple, en deux mille cinq
4 (2005), il y a une vingtaine d'années, on regardait
5 plus de deux mille cinq cents (2 500) clients par
6 année. On en a raccordé moins de deux cents (200)
7 en deux mille vingt-cinq (2025). Là, je ne me
8 rappelle plus dans le dossier, mais on parle de
9 cent cinquante (150) nouveaux clients en deux mille
10 vingt-six (2026). Donc, on voit que c'est quand
11 même... pour différentes raisons, là, mais qu'il y
12 a quand même une baisse importante de la croissance
13 des nouveaux raccordements.

14 Le troisième point, bien, il faut quand
15 même continuer à investir dans notre réseau. Il
16 faut s'assurer que nos réseaux sont sécuritaires.
17 Et ce que ça fait, c'est que ça déséquilibre un
18 petit peu la proportion historique entre les
19 investissements qu'on dit « non rentables », c'est-
20 à-dire des investissements en amélioration de
21 réseau, et les investissements pour raccorder des
22 nouveaux clients. Donc, cette proportion-là va
23 effectivement changer, étant donné que je vais
24 devoir quand même poursuivre l'entretien de mon
25 réseau, mais que je vais avoir aussi moins

1 d'investissements pour raccorder des nouveaux
2 clients. Donc, toute proportion gardée, ce que ça
3 fait, c'est que ça met une pression à la hausse sur
4 les tarifs, évidemment. Donc, ça va être un
5 équilibre qui va être très délicat dans les... dans
6 les prochaines années.

7 Évidemment, l'adaptation des tarifs. On a
8 une proposition, une deuxième année de proposition
9 devant vous, là, pour... pour suivre l'augmentation
10 de la partie fixe, d'augmenter la partie fixe de
11 nos tarifs pour se rapprocher de nos coûts qui
12 sont... qui sont essentiellement fixes, et nos
13 revenus qui sont essentiellement variables pour nos
14 tarifs 1 et tarifs 2, le résidentiel et le
15 commercial. Ce qui n'est pas le cas dans le
16 tarif... les tarifs 4, qui sont des tarifs avec des
17 volumes souscrits, des tarifs qui sont fixes. Donc,
18 ça aussi, ça fait partie des éléments qui touchent
19 la clientèle.

20 Et évidemment, on a toute la notion de gaz
21 de source renouvelable. Il va falloir augmenter
22 tranquillement, pas vite les pourcentages. Donc,
23 l'idée c'est de minimiser, d'en réduire le plus
24 possible les... le coût de ce GSR-là. Donc, on
25 pourra discuter aussi dans les prochains jours,

1 demain, de tout ce qui est la... les possibilités
2 qui sont devant nous pour réduire les coûts de
3 notre gaz de source renouvelable.

4 On a aussi une demande pour ouvrir un
5 compte de frais reportés pour porter les revenus
6 qui pourraient être générés par des nouveaux
7 systèmes comme le système des unités de conformité,
8 le RCP du fédéral.

9 Donc, c'est des éléments qui sont
10 importants pour maintenir le plus possible ou
11 réduire idéalement le coût de notre GSR, pour
12 réduire le coût de décarbonation de nos clients.
13 Diapositive suivante, s'il vous plaît.

14 Donc, on a ici aussi l'offre biénergie, qui
15 a finalement été lancée, pour le résidentiel, en
16 janvier de cette année, deux mille vingt-six
17 (2026). Je dis « enfin ». Ça fait trois ans que je
18 suis devant vous. On a fait approuver la biénergie.
19 On n'avait pas été inclus dans les discussions
20 initiales avec Hydro-Québec et Énergir. Donc, quand
21 je suis rentré en poste chez Gazifère, en
22 octobre deux mille vingt-deux (2022), on m'a
23 demandé de mettre ce dossier en priorité.

24 Donc, on a débuté les négociations avec
25 Hydro-Québec en janvier deux mille vingt-trois

1 (2023). Ça nous a pris presque trois ans à signer
2 l'entente, pour différentes raisons. Là, je vous
3 passe les trois dernières années. Mais bon, la
4 bonne nouvelle, c'est qu'on a enfin une offre
5 biénergie résidentielle dans l'Outaouais. Donc, nos
6 ne sont... ont accès au même programme et... que
7 les autres clients du Québec. Donc, on a arrêté
8 d'avoir un Outaouais isolé.

9 Pour le volet commercial, on a eu des
10 discussions avec Hydro-Québec. On avait décidé de
11 prioriser le marché résidentiel. Vous comprenez
12 qu'on a quarante-deux mille (42 000) clients
13 résidentiel; on va arrondir, là, trois mille
14 (3 000) clients commercial. On a vraiment mis
15 l'emphasis pour lancer l'offre biénergie
16 résidentielle. Et là, on devait débiter la mise en
17 marché du commercial institutionnel, là, petit,
18 moyen bâtiment, et Hydro-Québec nous a proposé
19 d'attendre.

20 Pour votre information - c'est important
21 ici, là - donc, on avait signé une entente, et
22 cette entente se termine au trente et un (31)
23 décembre deux mille vingt-six (2026). Donc, c'est
24 la même chose pour Énergir. Bon, évidemment, eux,
25 ils avaient signé l'entente deux ans plus tôt.

1 Donc, ils ont une période plus longue que nous, là.

2 Mais on doit renégocier, autant Énergir
3 qu'Enbridge Gaz Québec, on doit renégocier
4 l'entente qui avait été conclue il y a quelques
5 années pour le premier (1er) janvier deux mille
6 vingt-sept (2027). Donc, étant donné que l'entente
7 pourrait quand même évoluer, pourrait bouger, il a
8 été convenu, là, de... d'attendre au début de
9 l'année deux mille vingt-sept (2027) pour lancer
10 l'offre commerciale... institutionnelle commerciale
11 dans le petit et moyen bâtiment.

12 L'impact du projet SAP. J'ai déjà discuté
13 du projet, mais je voulais quand même vous parler
14 du service à la clientèle dans la section
15 « Clients ».

16 L'impact se fait déjà sentir au niveau de
17 la rapidité de réponse à notre clientèle.
18 L'objectif qu'on a dans les indicateurs de qualité
19 de service, ça, c'est un des indicateurs qu'on a
20 pour avoir accès à la bonification, au trop-perçu
21 en fin d'année. On doit atteindre... Il y a
22 différents indicateurs, puis il y a des objectifs
23 pour plusieurs indicateurs. Le service à la
24 clientèle en est un. C'est quatre-vingt-dix pour
25 cent (90 %) de réponse en trente secondes (30 sec).

1 Donc, c'est quand même, je vous dirais,
2 dans l'industrie, pour ceux qui ont eu à faire
3 certains appels de service à la clientèle... Depuis
4 la COVID, mais particulièrement dans les deux
5 dernières années, j'ai... mon père a été malade,
6 j'ai pris un mandat d'inaptitude et j'ai passé
7 beaucoup de temps au téléphone, et je peux vous
8 dire qu'en trente secondes (30 sec), il n'y a pas
9 grand monde qui répond en trente secondes (30 sec).
10 On est vraiment, je vous dirais, c'est un standard
11 qui est quand même très haut dans... par rapport au
12 reste de l'industrie.

13 En deux mille vingt-cinq (2025), vous
14 n'avez pas vu encore les résultats parce qu'on n'a
15 pas déposé notre rapport annuel, mais on a atteint
16 quatre-vingt-un pour cent (81 %) pour cet
17 indicateur de qualité de service là. Donc, c'était
18 déjà quelque chose qui était préoccupant pour nous.

19 Là, évidemment, les équipes, beaucoup de
20 nos employés sont sur le projet SAP, pas
21 nécessairement dédiés, mais les gens travaillent
22 sur différents ateliers et tout. Donc là, on voit
23 que depuis le début de l'année, janvier, février,
24 on est à peu près à soixante-sept pour cent (67 %)
25 de taux de réponse en trente secondes (30 sec).

1 La bonne nouvelle, c'est que notre taux
2 moyen est quand même excellent. Donc, on a quand
3 même un taux moyen de quarante-cinq secondes
4 (45 sec). Les appels d'urgence ne sont pas là-
5 dedans. Ça, c'est... les appels d'urgence, c'est
6 cent pour cent (100 %) en moins de cinq secondes
7 (5 sec). Donc, ça, c'est complètement à part. Mais
8 évidemment, on est plus dans le quarante-cinq
9 secondes (45 sec), puis on voit un taux d'à peu
10 près soixante-sept pour cent (67 %) de réponse en
11 bas de trente secondes (30 sec).

12 Il faut constater aussi que notre appel
13 moyen augmente beaucoup. On est passé de cinq
14 minutes (5 min) en deux mille vingt (2020) à à peu
15 près sept minutes trente (7 min 30) en deux mille
16 vingt-cinq (2025). Les appels sont plus longs. Les
17 clients posent évidemment beaucoup plus de
18 questions sur leurs factures énergétiques. Les gens
19 sont de plus en plus éduqués. Je pense que les
20 réseaux sociaux aident beaucoup aussi à venir
21 éduquer les consommateurs. Ils posent beaucoup de
22 questions sur les différents éléments de notre
23 facture.

24 Évidemment, quand le prix du gaz monte,
25 baisse, la distribution, ils voient les différences

1 par rapport aux années antérieures. Et cette année,
2 je vous dirais que là, il a fait très froid,
3 l'hiver dernier aussi, par rapport à des années
4 antérieures. Donc, les factures énergétiques, nous,
5 on vous parle ici normalisées. Mais le client, lui,
6 ce qu'il vit, c'est que s'il y a eu deux, trois
7 années d'hivers très chauds suivis d'un ou deux
8 hivers très froids, bien, il voit sa consommation
9 énergétique augmentée. Puis on parle beaucoup plus
10 aussi de transition énergétique, on parle de gaz de
11 source renouvelable, de biénergie, d'efficacité
12 énergétique. Donc, notre temps d'appel monte.

13 Puis mon inquiétude, bien, c'est la post-
14 implantation de SAP, là. Donc, on a mis des
15 équipes, j'ai engagé des nouvelles ressources au
16 service à la clientèle. Évidemment, ça prend un
17 certain nombre de semaines, voire mois, à ce que
18 les ressources soient pleinement opérationnelles.
19 Mais ce qui m'inquiète, c'est beaucoup le post-
20 implantation. Donc, à partir du moment où est-ce
21 qu'on va migrer vers la nouvelle plateforme, vous
22 comprenez que les gens, les employés du service à
23 la clientèle vont se chercher un petit peu plus,
24 là, puis « il est où le bouton? » Donc, ça me
25 préoccupe beaucoup.

1 Bonne nouvelle, par contre - je vais
2 terminer là-dessus -, oui, c'est vrai que c'est
3 important quand même de répondre rapidement aux
4 appels. Trente secondes (30 sec) me paraît un peu
5 ambitieux. On pourra vous revenir avec des
6 ajustements pour la suite.

7 Mais ce qui est important pour nous, c'est
8 vraiment la satisfaction. Fait que ça, même si les
9 appels sont un peu plus longs, on répond plus en
10 moyenne en quarante-cinq secondes (45 sec), mais
11 notre niveau de satisfaction est toujours à
12 quatre-vingt-douze pour cent (92 %), très élevé.

13 Puis ça, pour moi, c'est quand même quelque
14 chose qui est... Je ne veux pas répondre à la
15 clientèle en vingt minutes (20 min), évidemment.
16 Quarante-cinq secondes (45 sec), pour moi, c'est...
17 soixante secondes (60 sec), c'est fort... c'est
18 fort louable. Mais le niveau de satisfaction, c'est
19 vraiment quelque chose qui est important pour
20 s'assurer qu'on prend le temps de bien répondre à
21 notre clientèle, répondre à leurs besoins. Puis
22 quand les appels se terminent, bien, évidemment, on
23 fait des sondages en continu, puis qu'on a un bon
24 niveau de satisfaction de l'information puis la
25 discussion qu'il y a eu avec le client. Diapositive

1 suivante.

2 Donc, l'actionnaire. L'actionnaire,
3 évidemment, s'attend beaucoup à ce qu'on maintienne
4 nos résultats en termes de santé-sécurité, sécurité
5 de notre réseau, cybersécurité. Le plus important,
6 on est quand même... on fait partie de la grande
7 famille d'Enbridge, grande compagnie de pétrole,
8 gaz, transport, distributeur de gaz, de pétrole.
9 Avec ce qui se passe actuellement au niveau
10 mondial, c'est sûr qu'on est une entreprise qui
11 peut être visée. Une entreprise d'infrastructures
12 énergétiques, on peut être visé par des
13 cyberattaques. Donc, c'est vraiment, les priorités
14 pour Enbridge, là, tout ce qui est santé-sécurité,
15 la sécurité de notre réseau puis la cybersécurité,
16 je vous dirais que c'est... c'est ce qu'on entend à
17 tous les jours, puis c'est vraiment quelque chose
18 qui fait partie de notre ADN.

19 La sécurité de notre réseau, vous allez
20 entendre mes collègues vous parlez d'intégrité de
21 réseau. Évidemment, l'idée c'est de maintenir le
22 réseau sécuritaire, c'est se donner des outils pour
23 s'assurer qu'on investit, et non pas tout changer
24 les réseaux demain matin, mais qu'on mette les
25 sous. Parce qu'évidemment, ça a un impact sur les

1 tarifs, mais qu'on mette les sous à la bonne place
2 en s'assurant, justement, qu'on vient bien gérer
3 nos risques. Donc, c'est là qu'on est venu se
4 donner des outils plus matures, avec Enbridge, pour
5 être en mesure justement de venir faire les bons
6 investissements aux bonnes places, au bon moment,
7 en minimisant les risques.

8 On ne peut pas éliminer tous les risques.
9 En fait, on pourrait, mais le coût serait quand
10 même énorme. Donc, l'idée ici, c'est vraiment de
11 venir intervenir à la bonne place, de vraiment
12 gérer, optimiser nos coûts en utilisant différents
13 outils, des processus d'automatisation,
14 l'intelligence artificielle. Le projet SAP va nous
15 amener beaucoup de nouvelles possibilités pour
16 notre système à la... de facturation, système à la
17 clientèle. Donc, c'est vraiment là-dessus qu'on
18 travaille pour essayer de maintenir nos coûts, je
19 vous dirais, à l'inflation, puis idéalement même un
20 peu plus bas que l'inflation.

21 C'est la première année qu'on fait un
22 trop-perçu depuis deux mille vingt (2020). Donc, si
23 vous regardez les derniers dossiers... pardon, les
24 derniers rapports annuels depuis deux mille vingt
25 (2020), il y avait... le taux de rendement autorisé

1 n'avait pas été atteint. Donc, on était en manque à
2 gagner. Donc, cette année, on a réussi à aller
3 chercher un rendement additionnel à l'actionnaire.
4 Donc, je vous donne un chiffre, là, environ dix
5 point quatre (10,4). Vous comprenez qu'on est dans
6 le dossier de fermeture. Ça va être déposé bientôt,
7 là. Donc, citez-moi pas dans quelques mois, là, ça
8 pourrait changer encore un petit peu.

9 Il y a une tendance quand même à la
10 centralisation des services, que j'appelle
11 « services partagés », depuis plusieurs années chez
12 Enbridge. Ça se poursuit. Comme vous le savez
13 peut-être, Enbridge a acheté quand même différents
14 distributeurs, des LDC, des distributeurs locaux
15 aux États-Unis. Donc, l'idée ici, c'est tout ce qui
16 peut être centralisé dans des équipes, c'est ce
17 qu'Enbridge a comme vision. Puis de laisser dans
18 les différentes juridictions, les régions, ce qui
19 peut être plus propre à chacune des régions.

20 Donc, on est confortable avec ça comme
21 équipe de gestion. Mais moi, j'ai toujours été
22 clair, c'est : au minimum les mêmes coûts.
23 Idéalement, ce serait le « fun » que si on
24 centralise certains services, qu'on en ait une
25 petite économie pour notre clientèle. Mais aussi de

1 s'assurer de maintenir la qualité de service.
2 Évidemment, en français. Puis ça, c'est un défi de
3 tous les jours qu'on a comme équipe de gestion, là.

4 Évidemment, il y a des lois québécoises qui
5 encadrent le travail en français, et ce n'est pas
6 toujours facile. Les outils comme l'intelligence
7 artificielle viennent nous aider. De plus en plus
8 simple de communiquer dans deux langues
9 officielles. Mais de s'assurer d'avoir la qualité
10 de services et en français, pour nous, c'est une
11 préoccupation.

12 Puis je vous dirais que la centralisation
13 est beaucoup plus forte dans d'autres juridictions
14 anglophones, aux États-Unis, dans les différents
15 distributeurs locaux qui ont acheté qu'elle au
16 Québec. Je vous dirais que le français explique
17 probablement une grande partie du pourquoi que
18 plusieurs services sont encore au Québec, en
19 Outaouais, dans nos équipes. Donc, élément qui nous
20 occupe, là, comme équipe de gestion.

21 Et, bien, évidemment, révision du taux de
22 rendement. Pour mieux s'adapter au marché et
23 refléter aussi les risques d'affaire, là, qui sont
24 en évolution. Aucunement l'intention ce matin de
25 vous parler plus en détail des risques d'affaire,

1 mais il faut quand même être conscient que, bon, on
2 a fait un taux de rendement il y a quelques années,
3 là, on vous demande de le reconduire pour cette
4 année. On vous demande un compte de frais reportés
5 et l'autorisation pour pouvoir débiter le
6 processus, là, pour avoir un expert en taux de
7 rendement.

8 Enbridge, c'est sûr, a plusieurs
9 distributeurs de gaz naturel. Oui, en Ontario, mais
10 ils ont acheté des distributeurs en Utah, en
11 Caroline du Nord et autres. Donc, pour eux, c'est
12 clair que notre taux de rendement actuel doit être
13 révisé, doit être réévalué et doit faire
14 l'exercice, là... on doit faire un exercice pour le
15 réévaluer puis s'assurer qu'il soit toujours
16 enligné sur les taux de rendement du marché, qui
17 ont quand même évolué dans les dernières années,
18 puis refléter le risque d'affaire. L'avant-dernière
19 diapositive, pour moi, si vous pouvez changer.

20 Donc, peut-être juste vous donner une
21 petite idée, là, du calendrier réglementaire. Je
22 pense que c'est intéressant. Certains dans la salle
23 étaient dans 48.1, là, sur l'interprétation du
24 nouvel article, et on en avait un petit peu discuté
25 à plus haut niveau. T'sais, on se rappelle, on a

1 peut-être pas, nous, chez Enbridge Gaz Québec, les
2 mêmes moyens qu'Hydro-Québec et Énergir. Donc, un
3 petit distributeur, cent vingt (120), cent vingt-
4 cinq (125) employés. Donc, on doit quand même
5 essayer de naviguer, puis on a les mêmes
6 responsabilités qu'Énergir, au niveau de la loi. On
7 a les mêmes obligations, mais on doit essayer de
8 naviguer quand même pour s'assurer qu'on... le
9 travail est relativement bien séquencé pour
10 permettre à nos équipes de pouvoir respirer.

11 Donc, cette année, bien, le dossier en
12 cours, vous avez quand même l'étude d'amortissement
13 des taux qu'on doit faire à tous les cinq ans
14 environ. Donc, qui une étude quand même importante.
15 On vous demande un compte de frais reportés pour
16 débiter l'étude du taux de rendement.

17 En deux mille vingt-sept (2027), c'est
18 notre dernière année de la formule paramétrique.
19 Donc, quand on était venu devant vous il y a
20 quelques années, on avait fait un coût de service
21 et on avait mis en place une formule paramétrique.
22 Donc, deux mille vingt-sept (2027) va être notre
23 dernière année. Donc, profitez de cet allègement
24 réglementaire en deux mille vingt-sept (2027) pour
25 faire l'étude du taux de rendement, qui

1 s'appliquerait sur quelques années. Et revoir aussi
2 les indicateurs de qualité de service, qui sont des
3 indicateurs pour accéder au trop-perçu en fin
4 d'année.

5 En deux mille vingt-huit (2028), ça va être
6 une grosse année. Donc, c'est notre premier plan
7 d'approvisionnement qui va découler, bien, de la
8 PGIRE, en fait, c'est un plan d'approvisionnement
9 dix (10) ans et il va falloir que ça soit en
10 cohérence avec la PGIRE. On parle d'un dépôt au
11 plus tard au premier (1er) avril deux mille vingt-
12 sept (2027). Donc, ça va être un premier dépôt dans
13 le cadre de la cause tarifaire deux mille vingt-
14 huit (2028).

15 Évidemment, on va faire une étude de coût
16 de service complète, et découplage, mode de
17 partage. On verra les éléments au dossier, là, mais
18 pour vous donner un peu quelques idées. Et il va
19 falloir mettre en place la formule de variation des
20 coûts, qui va s'appliquer pour l'année 2 et 3.

21 Mise à jour du plan en efficacité
22 énergétique aussi. Donc, ça va être la mise à jour,
23 le nouveau plan d'efficacité énergétique. Puis
24 évidemment, il va devoir tenir compte des nouvelles
25 orientations découlant de la PGIRE, des politiques

1 gouvernementales et autres.

2 Et pour l'année deux mille vingt-neuf/deux
3 mille trente (2029-2030), bien là, ça va être
4 l'année 2 et 3 de l'article 48.1, là, qui vont être
5 les deux années qui vont être assujetties à
6 l'application de la formule de variation des coûts.
7 Là, évidemment, on pourra profiter de ces deux
8 années, que je vais appeler « allégées » au niveau
9 réglementaire, pour venir discuter avec vous de
10 dossiers spécifiques, dossiers particuliers.

11 Actuellement, j'ai peut-être des idées,
12 mais je ne voulais pas encore m'avancer quels
13 pourraient être les dossiers particuliers. Mais on
14 pourrait penser à une refonte des tarifs, par
15 exemple, t'sais, qui pourrait être proposée devant
16 vous puis qui pourrait s'appliquer en deux mille
17 trente et un (2031) quand on va... ou deux mille
18 trente (2030) ou deux mille trente et un (2031),
19 quand on va être en mesure, là, de revenir en coûts
20 de service.

21 Et en terminant, bien, la diapositive
22 suivante, donc « Demande de création d'un compte de
23 frais reportés ». En fait, c'est une demande de
24 création de frais reportés, mais ça, c'est un
25 véhicule réglementaire. Mais quand la Régie avait

1 rendu sa décision sur le taux de rendement, ce
2 qu'elle avait mentionné, c'est de revenir demander
3 l'autorisation d'engager des sommes avant justement
4 d'engager un expert. Puis là, on le sait qu'il faut
5 prendre des experts. Donc, avant d'engager des
6 sommes, de venir demander l'autorisation de la
7 Régie. C'est ce qu'on fait aujourd'hui.

8 C'est pour ça aussi non plus qu'il n'y a
9 pas dans les budgets des dollars pour un taux de
10 rendement, parce qu'étant donné qu'il fallait venir
11 demander l'autorisation, vous comprenez qu'on ne
12 l'a pas mis dans nos budgets. C'est pour ça qu'on
13 demandait un compte de frais reportés, pour pouvoir
14 venir isoler les sommes.

15 Ce qu'on vous demanderait par contre ce
16 matin, qu'on ajoute puis qu'on va modifier la
17 requête, je crois, en fin de journée, c'est que si
18 c'était possible, on demanderait d'avoir une
19 décision prioritaire. Puis je sais que le dossier
20 tarifaire, il y a beaucoup d'éléments, que vous
21 allez prendre le temps nécessaire pour évaluer
22 l'ensemble des tarifs et autres. Mais pour le taux
23 de rendement, on aimerait ça avoir une décision
24 prioritaire. On a mis ici, je pense, le dix (10)
25 avril, là. On n'est pas à une journée près, ce

1 n'est pas ça l'idée.

2 Mais vous comprenez que si on attend votre
3 décision finale du dossier tarifaire quelque part
4 en mai... je ne veux pas présumer la date, là, mais
5 ça commence à être très serré pour nous, parce que
6 si on veut engager un expert en taux de rendement,
7 ça prend quand même un trois mois environ, trois,
8 quatre mois pour faire l'évaluation du taux de
9 rendement. Puis, nous, on veut déposer notre
10 dossier tarifaire deux mille vingt-sept (2027) au
11 mois d'août, septembre.

12 Donc, c'est sûr que d'avoir
13 l'autorisation... d'engager des sommes, d'avoir
14 l'autorisation du véhicule réglementaire plus tôt
15 que tard serait très aidant pour le processus pour
16 le calendrier réglementaire. Puis, évidemment,
17 bien, si vous dites « non » aux sommes, bien, pour
18 cette année, il n'y a pas d'impact parce qu'on vous
19 demande quand même de reconduire le taux de
20 rendement. Mais c'est sûr que si on ne va pas avec
21 une étude, ça veut dire qu'en deux mille vingt-sept
22 (2027), on reconduit encore le même taux de
23 rendement puis la même structure d'équité et de
24 dettes.

25 J'ai pris un petit peu plus de temps.

1 Désolé, mais je considérais que c'était quand même
2 important de vous donner un petit peu le... notre
3 environnement de travail puis ce qu'on a comme défi
4 à tous les jours. Là, on va rentrer un petit peu
5 plus dans le coeur du dossier devant vous. Donc, je
6 vais passer la parole à mon collègue Roch, et peut-
7 être mettre la diapositive suivante, s'il vous
8 plaît. Merci.

9 M. ROCH CHARLEBOIS-GOUGEON :

10 R. Donc, merci beaucoup, Monsieur Tremblay. Bonjour,
11 Monsieur le Président, Madame et Monsieur les
12 Régisseurs. Roch Charlebois-Gougeon pour Enbridge
13 Gaz Québec. Vous m'entendez bien? Je parle assez
14 fort? Il y a un petit peu de nervosité, là. Donc,
15 j'essaie de m'ajuster.

16 Donc, pour faire suite à la présentation,
17 on peut continuer avec le plan d'approvisionnement,
18 donc la diapositive qui est présentée à l'écran
19 présentement. Donc, Enbridge Gaz Québec prévoit une
20 distribution totale de cent quatre-vingt-seize
21 millions neuf cent quarante-cinq mille mètres cubes
22 (196 945 000 m3) pour son année deux mille vingt-
23 six (2026), incluant des volumes résidentiels de
24 soixante-trois millions de mètres cubes (63 Mm3),
25 commercial de soixante-dix-neuf point sept millions

1 de mètres cubes (79,7 Mm3), et industriel de
2 cinquante-quatre point deux millions de mètres
3 cubes (54,2 Mm3).

4 On peut voir, pour les années deux mille
5 vingt-sept (2027) et deux mille vingt-huit (2028),
6 donc en deux mille vingt-sept (2027) une légère
7 baisse de la distribution totale, un peu accentuée
8 en deux mille vingt-huit (2028) en lien avec la
9 conversion de volumes au niveau de la biénergie.

10 Pour la suite, au niveau du gaz de source
11 renouvelable, Enbridge Gaz Québec prévoit des
12 volumes de neuf millions quatre cent quarante-deux
13 mille mètres cubes (9 442 000 m3), arrondi au
14 millier, selon le règlement actuel de cinq pour
15 cent (5 %), la distribution, au total. Puis pour la
16 suite du Plan d'approvisionnement, on peut voir
17 qu'il y a une prévision de cent quatre-vingt-sept
18 millions cinq cent mille mètres cubes
19 (187 500 000 m3) de gaz naturel de source fossile
20 qui serait distribué à ce moment-là.

21 Pour la diapositive suivante. Donc, en
22 continuité du Plan d'approvisionnement, on présente
23 deux tableaux ici avec l'historique, dans le fond,
24 des volumes réels normalisés depuis l'année deux
25 mille dix-neuf (2019), ainsi que les volumes prévus

1 de deux mille dix-neuf (2019) à deux mille vingt-
2 six (2026). Le tableau du haut représente le
3 secteur résidentiel; puis le tableau du bas le
4 secteur commercial.

5 Donc, on peut voir ici qu'on a ajouté les
6 volumes réels de l'année deux mille vingt-cinq
7 (2025). C'est à noter tout de même que les données
8 sont officieuses, là. Le rapport annuel n'a pas été
9 encore déposé, comme mentionnait monsieur Tremblay
10 tantôt. Mais on tenait bon quand même, à titre
11 informatif, d'ajouter cette information-là.

12 Donc, pour le tableau du haut, donc au
13 niveau du secteur résidentiel, on peut voir une
14 stabilisation des volumes autour de soixante-trois
15 millions (63 M) pour les années deux mille vingt-
16 quatre (2024) et deux mille vingt-cinq (2025) suite
17 à la diminution des volumes qu'on avait connus de
18 deux mille vingt-deux (2022) à deux mille vingt-
19 trois (2023). Puis on peut constater que notre
20 prévision deux mille vingt-six (2026) s'aligne
21 autour de ce réel-là, autour de soixante-trois
22 millions de mètres cubes (63 Mm³). On peut
23 constater aussi que l'année deux mille vingt-cinq
24 (2025), on a une diminution de l'écart réel, les
25 écarts budgétaires dans le fond, à moins trois pour

1 cent (3 %).

2 Donc, pour la suite, avec le secteur
3 commercial. Donc, on peut voir qu'en deux mille
4 vingt-cinq (2025) une augmentation des volumes par
5 rapport à l'année deux mille vingt-quatre (2024)
6 qui nous situe autour de notre prévision deux mille
7 vingt-six (2026), avec une réduction aussi des
8 écarts volumétriques. On peut constater aussi dans
9 le tableau que, depuis l'année deux mille vingt-
10 deux (2022), on a trois années sur quatre qui ont
11 terminé avec des volumes réels normalisés de
12 soixante-dix-neuf point trois millions de mètres
13 cubes (79,3 Mm3), donc qui est en ligne aussi avec
14 notre prévision volumétrique de l'année deux mille
15 vingt-six (2026).

16 Pour la diapositive suivante. Maintenant,
17 au niveau de la hausse du revenu requis, on a pensé
18 bon vous présenter un peu le même tableau qui avait
19 été présenté l'année dernière ici même en audience
20 pour la cause tarifaire vingt vingt-cinq (2025),
21 mis à jour avec les données de la cause tarifaire
22 vingt vingt-six (2026). Donc, on peut voir ici que
23 le coût de service total, une augmentation de huit
24 point sept pour cent (8,7 %) par rapport à l'année
25 dernière, avec une légère diminution liée à

1 l'impact volumétrique de point deux pour cent
2 (0,2 %) qui nous amène à notre huit point cinq pour
3 cent (8,5 %) déposé dans le présent dossier.

4 Pour ce qui impacte la hausse
5 principalement, on parle du découplage des revenus,
6 le mécanisme de découplage des revenus de l'année
7 deux mille vingt-quatre (2024), donc pour deux
8 point trois pour cent (2,3 %). Il est à noter ici
9 que, pour limiter la hausse du revenu requis de
10 l'année deux mille vingt-six (2026), on a appliqué
11 un lissage de trois ans. Donc, l'amortissement
12 débutant en deux mille vingt-six (2026), puis on a
13 lissé sur trois ans, donc il va y avoir un
14 amortissement du découplage vingt vingt-quatre
15 (2024) en vingt vingt-six (2026), vingt vingt-sept
16 (2027) et vingt vingt-huit (2028), sinon on aurait
17 vu une augmentation assez importante pour deux
18 mille vingt-six (2026) du revenu requis.

19 Ensuite, pour le total des charges
20 d'exploitation. Donc, on peut voir une augmentation
21 de un point sept pour cent (1,7 %), principalement
22 dû à la formule paramétrique qui augmente les
23 charges d'exploitation de un point trois pour cent
24 (1,3 %) - on parle de l'encadré qu'on voit ici -
25 donc, au niveau des frais indirects d'Enbridge puis

1 les frais d'entretien d'opération qui augmentent de
2 un point trois pour cent (1,3 %).

3 Par la suite, pour le total des autres
4 charges. Donc, on peut voir une augmentation de
5 quatre point neuf pour cent (4,9 %) qui sont liées
6 directement à l'amortissement pour un point huit
7 pour cent (1,8 %) d'augmentation puis à la
8 stabilisation de la température du gaz perdu pour
9 deux point huit pour cent (2,8 %). Ensuite pour
10 terminer, on voit que le rendement autorisé diminue
11 de point deux pour cent (0,2 %), ce qui est lié
12 directement au rendement sur des dettes à cause de
13 la diminution des intérêts qu'on connaît depuis un
14 peu plus d'un an.

15 Donc, pour la suite, on peut aller à la
16 diapositive suivante s'il vous plaît. Donc, en
17 continuité de la hausse du revenu requis, on vous
18 présente l'application de la formule paramétrique,
19 là, donc la pièce qui avait été déposée dans le
20 dossier tarifaire, où on peut voir le point de
21 départ de l'année financière vingt vingt-six
22 (2026), là, de dix-neuf millions huit cent quatre-
23 vingt-deux mille (19 882 000), qui est assujetti,
24 dans le fond, à l'inflation des salaires, de l'IPC,
25 puis de pourcentage de croissance des clients, donc

1 qui donne une inflation de deux point quatre-vingt-
2 sept pour cent (2,87 %), pour arriver à un point de
3 départ majoré de l'élévation à vingt millions
4 quatre cent cinquante et un mille (20 451 000).
5 Donc, pour la diapositive suivante.

6 Un retour sur les preuves des intervenants.
7 Donc, pour l'élément numéro 1 de l'ACEFO, qui
8 recommande à la Régie d'exiger qu'Enbridge Gaz
9 Québec révise ses hypothèses de conversion à la
10 biénergie sur la base d'un scénario prudent, appuyé
11 par des données réelles de progression du
12 programme, et qu'elle présente une analyse de
13 sensibilité illustrant l'impact d'un rythme de
14 conversion inférieur aux projections actuelles sur
15 les volumes d'approvisionnement et les tarifs.

16 Donc, Enbridge Gaz Québec ne partage pas
17 l'avis de l'ACEFO, et demande à la Régie de ne pas
18 retenir cette recommandation. Donc, la prévision de
19 conversion à la biénergie a été faite de manière
20 prudente en intégrant l'expérience observée
21 d'Énergir, qui a été plus lente au début, mais qui
22 accélère à moyen terme. La projection des années
23 ultérieures, donc par exemple pour le Plan
24 d'approvisionnement 2027-2028, pourrait être
25 révisée en temps opportun, avec l'expérience

1 acquise par Enbridge Gaz Québec dans son propre
2 marché.

3 Ensuite, Enbridge Gaz Québec considère
4 qu'il n'est pas nécessaire d'effectuer des analyses
5 de sensibilité pour les raisons évoquées
6 précédemment, dans le paragraphe précédent. Par
7 ailleurs, la contribution d'Hydro-Québec, donc la
8 contribution GES, comme on l'appelle communément,
9 limite l'augmentation du revenu requis (et, par
10 conséquent, les tarifs des clients) en compensant
11 EGQ à la hauteur de quatre-vingt pour cent (80 %)
12 de ses pertes financières liées à la conversion à
13 la biénergie. De plus, Enbridge Gaz Québec a un
14 mécanisme de découplage des revenus, qui atténue
15 l'incidence des écarts entre les volumes réels et
16 les volumes prévisionnels. Donc, la diapositive
17 suivante s'il vous plaît.

18 Donc, pour l'élément numéro 2 de l'ACEFO,
19 qui recommande à la Régie d'exiger qu'Enbridge Gaz
20 Québec dépose, lors de son rapport annuel, un
21 tableau présentant les écarts constatés entre la
22 prévision et le réel de la contribution GES. Donc,
23 Enbridge Gaz Québec compte déposer, dans son
24 prochain rapport annuel deux mille vingt-cinq
25 (2025), une pièce sur le suivi de la biénergie

1 similaire au tableau ci-dessous, accompagnée des
2 explications des écarts. Pour la diapositive
3 suivante.

4 Ensuite, le RTIEÉ, qui invite la Régie de
5 l'énergie à demander à Enbridge Gaz Québec de
6 corriger la prévision de son approvisionnement en
7 GSR à la lumière de l'analyse par le RTIEÉ de ses
8 prévisions trop optimistes de volumes de conversion
9 à la biénergie.

10 Donc, Enbridge Gaz Québec n'est pas en
11 accord avec la proposition du RTIEÉ, et demande à
12 la Régie de ne pas retenir cette recommandation.
13 Donc, il n'y a, en fait, selon nos observations,
14 aucune modification aux volumes de GSR prévus pour
15 l'année témoin, soit l'année deux mille vingt-six
16 (2026), entre la proposition du RTIEÉ et le plan
17 d'approvisionnement présenté par Enbridge Gaz
18 Québec. Et les volumes de gaz de source
19 renouvelable prévus pour les années vingt vingt-
20 sept (2027) et vingt vingt-huit (2028) seront
21 révisés et déposés officiellement dans leur dossier
22 tarifaire respectif. Donc, on peut voir, là,
23 ci-dessous le tableau avec l'information du RTIEÉ,
24 puis ce qui a été déposé dans le plan
25 d'approvisionnement. Donc, on voit, pour l'année

1 deux mille vingt-six (2026), là, neuf millions
2 quatre cent quarante-deux mille (9 442 000) pour
3 les deux analyses, donc avec aucun écart entre les
4 deux.

5 Pour le dernier point, donc la dernière
6 preuve d'intervenant, il y a la FCEI qui recommande
7 de retenir un taux d'inflation des salaires de
8 trois point huit pour cent (3,8 %) pour les fins de
9 l'application de la formule d'établissement des
10 charges d'exploitation.

11 Donc, Enbridge Gaz Québec s'oppose à la
12 recommandation de la FCEI de retenir un taux
13 d'inflation salariale de trois point huit pour cent
14 (3,8 %) et demande à la Régie de ne pas l'adopter.
15 Donc, ce taux repose sur des données de salaires
16 produites environ un an après celles utilisées dans
17 la formule paramétrique du dossier tarifaire vingt
18 vingt-six (2026). Enbridge Gaz Québec a recalculé
19 le taux d'inflation salariale à partir des données
20 générées lors du processus budgétaire vingt vingt-
21 six (2026), donc qui avait été généré en mai deux
22 mille vingt-cinq (2025), et obtient un taux
23 d'inflation de trois point quatre-vingt-seize pour
24 cent (3,96 %).

25 Donc, on peut voir dans les deux tableaux

1 en dessous du texte comme quoi que... Le tableau à
2 gauche, on voit le calcul de la FCEI qui donne
3 trois point huit pour cent (3,8 %), puis à droite
4 le calcul d'Enbridge Gaz Québec avec les données
5 qui avaient été générées en mai deux mille vingt-
6 cinq (2025) qui donnent trois point quatre-vingt-
7 seize pour cent (3,96 %). Donc, la majeure
8 différence, c'est au niveau de février deux mille
9 vingt-cinq (2025). On voit qu'il y a une différence
10 dans les données pour les années vingt-deux (2022),
11 vingt-trois (2023), vingt-quatre (2024), c'est
12 très, très similaires. On parle de cents de
13 différence.

14 À ce moment-là, bien, pourquoi Enbridge Gaz
15 Québec utilise quatre point quarante-trois pour
16 cent (4,43 %) dans sa demande, donc dans sa formule
17 paramétrique? On peut aller à la diapositive
18 suivante. Donc, ici, on peut voir. Ça, c'est les
19 données qui sont générées du tableau de Statistique
20 Canada. Donc, à droite en bas, où on voit le calcul
21 pour le quatre point quarante-trois pour cent
22 (4,43 %). Dans le fond, Enbridge Gaz Québec
23 utilisait l'ensemble des données du tableau pour
24 calculer le taux d'inflation, alors que la FCEI
25 utilise la ligne qui est surlignée en jaune où on

1 peut voir le calcul de trois point quatre-vingt-
2 seize pour cent (3,96 %). Donc, ici, ce qu'on a
3 constaté, c'est que dans le tableau, il manque des
4 données qui sont incluses dans la ligne surlignée
5 en jaune. Donc, à ce moment-là, le trois point
6 quatre-vingt-seize pour cent (3,96 %) serait plus
7 complet comme information pour calculer l'inflation
8 des salaires.

9 Puis là, maintenant qu'on a observé cette
10 différence, il fallait aller voir au niveau aussi
11 du taux d'inflation de l'IPC du Québec parce qu'on
12 appliquait la même méthodologie. Donc, on peut aller
13 à la diapositive suivante. Donc, on voit, ici, que
14 pour calculer l'IPC du Québec, le taux d'inflation
15 d'IPC du Québec, on avait la même méthodologie.
16 Donc, on prenait l'ensemble des données du tableau
17 qui donne le un point trente-neuf pour cent
18 (1,39 %) qui fait partie de la formule paramétrique
19 en ce moment, mais encore une fois, il semble
20 manquer des données. Puis ces données-là se
21 retrouvent dans la ligne surlignée en jaune. Donc,
22 si on refait le calcul de l'inflation sur douze
23 (12) mois, on arriverait à une inflation d'un point
24 quatre-vingt-dix-neuf pour cent (1,99 %) pour l'IPC
25 du Québec au lieu d'un point trente-neuf pour cent

1 (1,39 %) .

2 Donc, suite à ça - on peut aller à la
3 diapositive suivante - nous avons décidé, suite à
4 ces observations-là, de modéliser dans le fond les
5 différences d'inflation dans la formule
6 paramétrique. Donc, on peut voir ici, à la ligne 5,
7 le point de départ de dix-neuf millions huit cent
8 quatre-vingt-deux mille (19 882 000) qui est la
9 même chose que la formule qui avait été montrée
10 précédemment.

11 On peut voir aux lignes 6 et 7, la
12 modifications des taux d'inflation. Donc, le trois
13 point quatre-vingt-seize pour cent (3,96 %) au
14 niveau des salaires, puis le un point quatre-vingt-
15 dix-neuf pour cent (1,99 %) au niveau de l'IPC du
16 Québec. Puis à ce moment-là, bien, c'est certain
17 que ça a un impact direct sur l'inflation totale.
18 Donc, qui passe de deux point quatre-vingt-sept
19 pour cent (2,87 %) à trois point douze pour cent
20 (3,12 %). Ce qui nous amène à une augmentation du
21 point de départ majoré de l'inflation de cinquante
22 mille dollars (50 000 \$). Ensuite, la diapositive
23 suivante, s'il vous plaît, merci.

24 Donc, en résumé, bien qu'Enbridge Gaz
25 Québec ne soit pas d'accord avec la recommandation

1 de la FCEI, l'intervention a permis de découvrir
2 une coquille dans les calculs des taux d'inflation,
3 faisant passer l'inflation salariale de quatre
4 point quarante-trois pour cent (4,43 %) à trois
5 point quatre-vingt-seize pour cent (3,96 %) et
6 l'inflation de l'IPC d'un point trente-neuf pour
7 cent (1,39 %) à un point quatre-vingt-dix-neuf pour
8 cent (1,99 %), ayant ainsi un impact sur le budget
9 d'opération de plus cinquante mille dollars
10 (50 000 \$).

11 Donc, c'est certain qu'il faut tenir en
12 compte comme quoi que mettre à jour l'ensemble du
13 dossier est un processus long et demandant en temps
14 et ressources et qu'Enbridge Gaz Québec considère
15 qu'il n'est pas nécessaire de mettre le dossier
16 tarifaire à jour car l'écart de cinquante mille
17 dollars (50 000 \$) est négligeable. Enbridge Gaz
18 Québec pourrait faire l'ajustement lors de la
19 décision finale de la Régie si d'autres ajustements
20 supplémentaires découlaient de cette même décision.

21 Ensuite, l'option privilégiée serait de
22 faire l'ajustement en intégrant les taux révisés
23 dans la formule paramétrique lors du rapport annuel
24 deux mille vingt-six (2026), en même temps que
25 l'ajustement sur le nombre de clients réels en fin

1 d'année pour le calcul du trop-perçu.

2 Et enfin, il faut aussi prendre note que le
3 dossier tarifaire vingt vingt-sept (2027) devrait
4 inclure la correction de calcul des taux
5 d'inflation des salaires et de l'IPC, ainsi que
6 d'un point de départ majoré de l'inflation deux
7 mille vingt-six (2026) ajustée selon cette
8 correction. Donc, c'est ce qui met fin à la
9 présentation. Donc, je vous remercie beaucoup.

10 LE PRÉSIDENT :

11 Je vous remercie.

12 Me ADINA GEORGESCU :

13 Bonjour, Monsieur le Président. Alors, le
14 témoignage en chef est complété. Je n'ai pas de
15 questions additionnelles pour le panel. Donc, le
16 panel est disponible pour le contre-interrogatoire.

17 LE PRÉSIDENT :

18 Parfait. Maître David de l'ACEFO.

19 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

20 Q. **[6]** Alors, bonjour. Je vais juste installer un peu
21 le partage d'écran. Ça ne sera pas long. Je n'ai
22 pas l'habitude d'être dans les A, ça fait que c'est
23 pour ça que je n'étais pas tout à fait préparé.
24 Donc, bonjour au panel. On voulait revenir sur
25 certains éléments qu'on avait abordés dans notre

1 mémoire. Puis on a vu d'ailleurs dans votre
2 présentation que vous avez repris les tableaux de
3 l'ACEFO. Vous les avez mis à jour. On vous
4 remercie. Parce que justement on avait des
5 questions de clarification qu'on souhaitait vous
6 poser sur la question des prévisions qui ont mené à
7 votre proposition de plan d'approvisionnement.

8 On voit, donc, dans votre présentation ce
9 matin que vous avez complété le tableau ACEFO 2
10 pour l'année deux mille vingt-cinq (2025). Et en ce
11 qui concerne le secteur résidentiel, il semble
12 avoir une stabilisation des prévisions. N'empêche
13 qu'on a constaté pour les années vingt vingt-quatre
14 (2024) et vingt vingt-trois (2023) des écarts quand
15 même qu'on considère importants de moins sept pour
16 cent (-7 %), de moins dix virgule huit (-10,8 %)
17 l'année passée. Je les ai qualifiés d'importants.
18 Est-ce que vous êtes d'accord avec ma
19 qualification? Est-ce que vous estimez que ce sont
20 des écarts, pour ces deux années-là, qui sont
21 significatifs ou non?

22 M. JEAN-FRANÇOIS TREMBLAY :

23 R. Bien, évidemment, c'étaient des écarts qui étaient
24 quand même importants. Et le rapport annuel deux
25 mille vingt-deux (2022) et le rapport annuel deux

1 mille vingt-trois (2023) sont venus expliquer ce
2 qu'on était en mesure d'expliquer. Puis évidemment,
3 surtout pour deux mille vingt-quatre (2024), il y a
4 eu un décrochage quand même assez important. On le
5 constate par rapport même à l'historique. Donc,
6 c'est l'information qui a été fournie autant aux
7 rapports annuels deux mille vingt-deux (2022),
8 vingt-trois (2023) aux mesures de l'information
9 qu'on avait quand on a produit les explications
10 d'écarts.

11 Q. [7] Pourriez-vous nous résumer juste les grandes
12 lignes de ces explications-là, juste sans rentrer
13 dans le détail?

14 R. Bien, je vous dirais que je ne suis pas allé relire
15 les rapports annuels, là, dans le cadre de ce
16 dossier, cette audience. De mémoire, il y avait
17 différentes explications, il n'y avait pas une
18 explication. Puis il y avait eu des échanges,
19 aussi, la FCEI avait produit un mémoire dans le
20 cadre du rapport annuel, et on voyait qu'il y avait
21 des gens quand même qui avaient fait plus
22 d'efficacité énergétique. Les prix de l'énergie
23 étaient quand même un petit peu plus élevés. Il y a
24 des gens qui installaient des thermopompes. Donc,
25 c'est quelque chose qu'on voyait dans le portrait.

1 C'est des années qui avaient été quand même très
2 chaudes au niveau des degrés-jours. On avait des
3 hypothèses comme quoi que le modèle de
4 normalisation ne performe pas bien quand on est
5 dans les extrêmes, donc autant quand il fait très,
6 très froid ou quand il fait très, très chaud. Donc,
7 on voit que les modèles de normalisation peuvent
8 avoir des biais, des écarts dans des mois ou des
9 années qui sont dans les extrêmes. Donc, c'est
10 différentes pistes comme ça, qui avaient été
11 explorées. Mais surtout en deux mille vingt-quatre
12 (2024), là, on voit, c'était quand même presque
13 sept millions de mètres cubes (7 Mm³) de moins.
14 C'était quand même très important.

15 On voyait aussi au niveau de la prévision,
16 en tant que tel, que la prévision avait
17 probablement été surestimée. Notamment, il n'avait
18 pas été considéré le réchauffement des degrés-jours
19 dans le cadre de la projection, qui est arrivé à
20 soixante-neuf millions cinq cent vingt-
21 huit (69 528 000). Donc, on voyait que la
22 projection avait probablement été surestimée de un
23 à deux million (1-2 M). Donc, il y avait des
24 explications autant au niveau de la prévision
25 elle-même, puis évidemment au niveau du réel qui,

1 même si la prévision avait été un ou deux millions
2 (1-2 M) plus bas, admettons à soixante-sept
3 millions (67 M), on aurait quand même eu des écarts
4 très importants au niveau du réel. Là, j'y vais de
5 mémoire, là.

6 Q. [8] C'est correct. Notre préoccupation, évidemment,
7 se situe plus au niveau du modèle de prévision que
8 vous utilisez. Parce que même s'il y a une
9 stabilisation cette année, évidemment, les deux
10 années précédentes, il y avait quand même un écart
11 assez significatif. La question c'est au fond :
12 est-ce que les écarts qui ont été constatés en
13 vingt vingt-trois (2023) et vingt vingt-quatre
14 (2024) vous ont un peu incité à revoir votre modèle
15 de prévision pour la présente année? Avez-vous
16 ajusté votre modèle de prévision?

17 R. Bien, oui, on peut constater qu'effectivement en
18 deux mille vingt-cinq (2025), on a réajusté la
19 projection, la prévision. On a fait une projection
20 un petit peu plus de soixante-trois millions de
21 mètres cubes (63 Mm³). Il n'y a pas de modèle
22 économétrique pour l'instant Enbridge Gaz Québec,
23 contrairement à Énergir, pour y avoir travaillé,
24 j'ai été dans l'équipe de la prévision de la
25 demande. Donc, il y avait des modèles beaucoup plus

1 sophistiqués, là, avec des modèles de régression
2 linéaire qui tenait compte des paramètres, par
3 exemple les taux d'inflation, et caetera. C'est
4 vraiment plus... Moi, je l'appelle un petit peu la
5 règle de trois, là.

6 Donc, on regarde effectivement... on
7 utilise les mois réels qui sont disponibles, et on
8 vient considérer différents facteurs. C'est sûr
9 qu'on tient compte quand même des prévisions
10 économétriques, notamment le PIB. On regarde un
11 petit peu quelle va être l'économie, les mises en
12 chantier dans la région, les permis qui sont émis
13 par la Ville. Donc, ce n'est pas un modèle
14 économétrique, mais on utilise quand même les
15 données réelles les plus à jour disponibles, puis
16 on regarde quand même différents paramètres, mais
17 je vous dirais que c'est... peut-être que je
18 pourrais le qualifier de peut-être plus qualitatif,
19 où est-ce qu'on vient vraiment considérer
20 différents facteurs pour établir la projection,
21 mais on se base beaucoup sur le réel.

22 Donc, c'est sûr qu'en deux mille vingt-
23 quatre (2024), bien, on voyait qu'il y avait quand
24 même un écart important qui s'était créé. Donc, on
25 est venu se réajuster en deux mille vingt-cinq

1 (2025). On voit que pour deux mille vingt-cinq
2 (2025), avec des données quand même préliminaires,
3 mais qu'on est quand même revenus à une certaine
4 prévision plus à l'intérieur d'un écart qu'on
5 dirait raisonnable et, bien, on considère que deux
6 mille vingt-six (2026) semble quand même
7 relativement bien calibré par rapport au réel deux
8 mille vingt-cinq (2025).

9 S'il se produit un autre choc en deux mille
10 vingt-six (2026), on ne se le souhaite pas, mais
11 qu'il y aurait une autre baisse de trois à quatre
12 millions (3-4 M), t'sais, on n'a aucune information
13 qui nous permettrait, puis encore aujourd'hui, qui
14 nous permet de dire que c'est quelque chose qui
15 pourrait arriver. Il faut se rappeler aussi qu'on
16 fait la prévision du dossier tarifaire, on est en
17 train de la terminer actuellement pour le dossier
18 tarifaire deux mille vingt-sept (2027), là. Donc,
19 c'est un exercice qui débute, je dirais décembre,
20 janvier, puis qui se termine environ au mois de
21 mars. On a envoyé des chiffres, je crois, la
22 semaine dernière pour les volumes deux mille vingt-
23 sept (2027). Donc, c'est sûr qu'on est devant vous,
24 on est plus d'un an plus tard, là. Mais quand on
25 les regarde quand même, avec l'information qu'on a

1 aujourd'hui, on a fait l'exercice, on considère que
2 c'est quand même bien calibré, en tout cas, avec
3 les informations qu'on a.

4 Puis peut-être juste terminer. Désolé de
5 vous interrompre. Mais c'est sûr que dans le plan,
6 vu qu'on va avoir à produire un plan
7 d'approvisionnement de dix (10) ans, beaucoup plus
8 long, c'est sûr que j'ai... je suis en discussion
9 avec mes équipes actuellement pour voir : est-ce
10 qu'on est capable de se mettre en place un modèle
11 un peu plus sophistiqué?

12 L'année qui suit, c'est quand même plus
13 simple de faire une prévision. On peut quand même,
14 comme on le voit ici, avoir des écarts importants.
15 Mais c'est sûr qu'une prévision dix (10) ans, on
16 n'aura pas le choix d'avoir des modèles qui vont
17 tenir compte de l'inflation, qui vont tenir compte
18 du PIB ou peu importe, là.

19 Mais ça reste des modèles quand même de
20 prévision à long terme qui restent imparfaits, mais
21 on va essayer, effectivement, d'avoir quelque chose
22 peut-être un peu plus mature, je pourrais dire.

23 Q. [9] D'accord, merci. Est-ce que vous avez réalisé
24 des analyses de sensibilité afin d'évaluer l'impact
25 d'une consommation moyenne par client inférieure à

1 vos prévisions?

2 R. Non.

3 Q. [10] Maintenant, pour le secteur commercial, qui
4 est le prochain tableau de l'ACEFO, donc l'ACEFO-3.
5 Encore une fois, je... on vous remercie, là, vous
6 avez mis à jour ce tableau pour l'année vingt
7 vingt-cinq (2025). Question générale : quel facteur
8 justifie une hausse de la prévision en vingt vingt-
9 six (2026) comparativement à vingt vingt-cinq
10 (2025)?

11 M. ROCH CHARLEBOIS-GOUGEON :

12 R. Donc, c'est certain que pour l'année deux mille
13 vingt-six (2026), au niveau du secteur commercial,
14 on a encore des branchements de clients, là, on a
15 encore beaucoup d'ajout de clients commerciaux qui
16 se fait. On parle d'une différence, là, entre
17 l'année deux mille vingt-quatre (2024) et deux
18 mille vingt-six (2026), d'environ cent trente (130)
19 clients moyen, là, de plus. Donc, qui est assez
20 considérable, là, quand même à vingt, vingt-deux
21 mille (20-22 000) volume moyen par client
22 commercial.

23 Puis en plus, le secteur commercial n'a pas
24 beaucoup d'influence, là, au niveau... pas beaucoup
25 de conversion au niveau de la biénergie,

1 contrairement, là, peut-être au secteur
2 résidentiel.

3 Q. [11] Donc, c'est ce qui explique la hausse de la
4 prévision pour vingt vingt-six (2026)?

5 R. Oui, exactement.

6 Q. [12] On a noté aussi dans le mémoire, à la page 11,
7 qu'il y a eu une augmentation du nombre de clients
8 en vingt vingt-quatre (2024). Comment Enbridge Gaz
9 Québec explique-t-elle que l'augmentation du nombre
10 de clients commerciaux ne se soit pas traduite par
11 une hausse des volumes totaux en vingt vingt-quatre
12 (2024)?

13 M. JEAN-FRANÇOIS TREMBLAY :

14 R. On y va encore un petit peu de mémoire, parce qu'on
15 se retrouve dans les explications du rapport annuel
16 vingt vingt-quatre (2024). De mémoire, on n'avait
17 pas trouvé d'explication, je vous dirais, crédible
18 pour expliquer la baisse de deux point neuf
19 millions (2,9 M), là, en deux mille vingt-quatre
20 (2024). T'sais, on voit autant dans le résidentiel
21 que dans le commercial qu'en deux mille vingt-
22 quatre (2024), t'sais, il y a eu vraiment comme
23 un... un écart important dans les deux marchés.
24 Puis on voit que cet écart-là, t'sais, le réel...
25 Quand on regarde deux mille vingt-trois (2023)

1 commercial, vous voyez au réel, on est à soixante-
2 dix-neuf point trois millions (79,3 M). La
3 prévision était à quatre-vingt point deux (80,2).
4 Normalement... Puis on avait atteint quatre-vingt
5 point quatre millions (80,4 M) en deux mille vingt-
6 deux (2022). Fait que t'sais, au niveau de la
7 prévision puis de l'historique, ça semblait quand
8 même, somme toute, raisonnable. Puis on voit qu'il
9 y a vraiment eu un décrochage en deux mille vingt-
10 quatre (2024), parce que là, notre réel a été à
11 soixante-dix-sept point trois millions (77,3 M).
12 Puis on voit que ça s'est quand même rééquilibré,
13 là, t'sais, en deux mille vingt-cinq (2025), on est
14 revenu au-dessus de quatre-vingt millions (80 M).

15 Fait que je n'avais pas d'explication, nous
16 n'avions pas d'explication valable, en deux mille
17 vingt-quatre (2024), pour le commercial. Est-ce que
18 les gens ont installé, ont fait un peu
19 d'électrification, des choses comme ça? Peut-être.
20 Mais on voit que ça... contrairement au
21 résidentiel, on voit que ça... c'est comme revenu à
22 la normale en deux mille vingt-cinq (2025).

23 Donc, la seule explication peut-être
24 valable et crédible qui est restée en deux mille
25 vingt-quatre (2024), c'est que c'est un hiver qui

1 avait été très, très, très chaud. Et il y aurait eu
2 le modèle de normalisation, on n'aurait pas bien
3 performé. C'est la seule explication, je vous
4 dirais, qu'on avait.

5 On a fait quelques tests à l'interne pour
6 essayer de voir si c'était une explication qu'on
7 était capable de chiffrer. Puis on était capable
8 d'expliquer certains écarts en ayant un modèle de
9 normalisation basé sur des régressions linéaires.
10 T'sais, il y avait quelque chose d'un peu plus
11 robuste. Puis on est allé refaire du
12 « backtesting ». Mais ce n'était pas...

13 T'sais, au niveau des chiffres, du
14 quantitatif, ce n'était pas quelque chose qu'on
15 était capable de dire à la Régie : c'est exactement
16 ça, puis on l'a. Puis la FCEI avait produit un
17 mémoire. Puis là, je ne voudrais pas faire dire des
18 choses à la FCEI, mais on n'arrivait pas aux mêmes
19 conclusions, là.

20 Fait que c'est quelque chose qui, en deux
21 mille vingt-quatre (2024), qui est resté pour moi,
22 dans le commercial, à deux point neuf millions
23 (2,9 M) et quelque chose qui est très difficile à
24 expliquer.

25 Q. [13] La prévision pour vingt vingt-six (2026)

1 repose-t-elle sur des changements structurels de
2 consommation, ou plutôt sur une hypothèse de
3 reprise de la demande, ou autre chose? Est-ce que
4 ce sont effectivement les nouveaux branchements
5 auxquels vous avez référé tantôt?

6 R. Peut-être juste reposer votre question, pardon?

7 Q. **[14]** La prévision pour vingt vingt-six (2026), est-
8 ce qu'elle repose sur des changements structurels
9 de consommation, ou plutôt sur une hypothèse de
10 reprise de la demande, ou sur autre chose?

11 R. Bien, en... est-ce qu'il y a des changements
12 structurels? J'aurais tendance à dire non. On est
13 venu reprendre les données réelles qu'on avait à
14 l'époque, là. On se remet en contexte en mars deux
15 mille vingt-cinq (2025), environ.

16 On regarde le réel, on ajoute les nouveaux
17 clients qui sont prévus dans le plan avec un volume
18 moyen basé sur l'historique de nouveaux clients
19 avec un volume moyen. Après ça, on vient tenir
20 compte, évidemment, de l'efficacité énergétique. On
21 vient tenir compte de la biénergie.

22 Mais comme mon collègue le mentionnait,
23 pour la biénergie, même à l'époque, le nombre de
24 clients était somme toute très limité en termes de
25 participation contrairement au résidentiel. Donc,

1 il n'y a pas de choc en tant que tel.

2 C'est une continuité d'ajout de clients,
3 puis de clients évidemment qui font de l'efficacité
4 énergétique, puis éventuellement de la biénergie,
5 mais avec très peu d'impact biénergie, évidemment,
6 en deux mille vingt-six (2026) pour le commercial.

7 Q. **[15]** Est-ce que la prévision pour vingt vingt-six
8 (2026) repose sur une augmentation anticipée de la
9 consommation moyenne par client?

10 M. ROCH CHARLEBOIS-GOUGEON :

11 R. Non. Ça ne repose pas...

12 Q. **[16]** Non? O.K. Merci.

13 R. ... sur une augmentation.

14 Q. **[17]** Maintenant, le dernier... bien, le troisième
15 secteur, c'est le secteur industriel, évidemment.
16 On a préparé un tableau similaire aux deux autres.
17 On a constaté cependant de votre présentation ce
18 matin, à la planche 12, qu'on n'a pas eu la mise à
19 jour des chiffres pour vingt vingt-cinq (2025).

20 Est-ce qu'il y a une raison pourquoi vous
21 n'avez pas fourni de chiffres pour le secteur
22 industriel? Est-ce qu'ils sont disponibles? Je
23 réfère à la planche 12 de la présentation de ce
24 matin. Il y juste résidentiel et commercial. Je
25 peux afficher la planche, si vous le souhaitez, ou

1 ça va?

2 M. JEAN-FRANÇOIS TREMBLAY :

3 R. Bien non, il n'y a pas de raison particulière.

4 Q. **[18]** O.K. Est-ce qu'on pourrait vous demander par
5 engagement de nous fournir, donc, la mise à jour
6 pour vingt vingt-cinq (2025) pour le secteur
7 industriel telle que vous l'avez faite à la
8 planche 12 pour les deux autres secteurs?

9 R. Oui.

10 Q. **[19]** Merci.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Je comprends que c'est l'engagement numéro 1?

13 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

14 Exact. Oui.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Parfait.

17

18 E-1 (EGQ) : Fournir la mise à jour pour 2025 des
19 chiffres en lien avec l'évolution des
20 prévisions et des valeurs réelles
21 normalisées des volumes du secteur
22 industriel (demandé par l'ACEFO)

23

24 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

25 C'est noté, l'engagement numéro 1? Ça va?

1 Q. [20] O.K. Je vous réfère maintenant à une réponse
2 que vous avez donnée à une DDR de l'ACEFO
3 concernant la préparation de la prévision pour le
4 secteur industriel. La question, c'est :

5 Veuillez élaborer si une méthodologie
6 alternative basée sur un échange avec
7 le client a été envisagée, tel que
8 décrit dans la référence (i) et
9 expliquer pourquoi elle n'a pas été
10 retenue.

11 Puis la réponse, c'est :

12 Aucune méthodologie alternative n'est
13 envisagée...

14 Peut-être agrandir un peu. Voilà.

15 Aucune méthodologie alternative n'est
16 envisagée, car la méthodologie
17 proposée inclut déjà des discussions
18 avec le client pour l'établissement de
19 la consommation stipulée au contrat.

20 On voulait juste clarifier un peu cette réponse-là.

21 La question, c'est : les discussions dont vous
22 parlez ici avec le client sont-elles celles qui
23 sont faites lors de l'établissement du contrat ou
24 plutôt les... des discussions subséquentes qui sont
25 faites dans le cadre de la préparation du plan

1 d'approvisionnement?

2 R. Peut-être... c'est peut-être dans la façon qu'on
3 l'a expliqué l'an passé qui a amené la Régie à
4 suggérer des pistes dans sa décision. Mais pour
5 nous, la discussion avec le client était déjà
6 quelque chose qu'on appliquait. Donc, oui, dans...
7 c'est dans le cadre de négociations de...
8 d'ajustement de contrat. Puis évidemment, c'est
9 l'information qu'on utilisait, c'était... jusqu'à
10 l'an passé, c'était l'information au contrat. Donc,
11 on... notre méthodologie présumait que le volume au
12 contrat, qui découle évidemment des discussions
13 avec le client, était la meilleure prévision
14 possible pour les quelques grands clients
15 industriels.

16 Évidemment, ici, on parle quand même -
17 peut-être juste remettre en contexte - quand même
18 très peu de clients industriels qui consomment
19 quand même des volumes importants. On n'est pas
20 dans des grands clients chez Énergir ou chez
21 Hydro-Québec, mais c'est quand même, pour nous, des
22 clients qui ont des volumes importants, puis qui
23 peuvent avoir des variations quand même aussi
24 importantes.

25 Donc, ce qu'on expliquait l'an passé, c'est

1 que lorsqu'on établit les données contractuelles,
2 on a évidemment des discussions avec les clients.
3 Quand que les volumes sont plus élevés, quand qu'on
4 constate que les volumes sont plus élevés, bien,
5 évidemment, cette discussion-là a lieu avec les
6 clients à dire : « Bien, l'an prochain... Cette
7 année vous avez consommé plus que ce qui était...
8 qui avait été discuté. On va revoir le contrat,
9 puis on va tenir compte de cette... de ces volumes
10 qui ont été plus élevés que le contrat. »

11 Mais le client, il nous dit : « Oui, mais
12 ça, c'était deux mille vingt-quatre (2024). En deux
13 mille vingt-quatre (2024), j'ai une usine qui a
14 fermé, on a produit plus ici... », bon, plein de
15 belles raisons, « mais en deux mille vingt-six
16 (2026) ou deux mille vingt-sept (2027), on n'a pas
17 à revoir le contrat parce qu'on n'aura probablement
18 pas cette opportunité-là de produire plus, donc de
19 consommer plus de gaz. » Donc, ça, c'était la
20 méthodologie qu'on appliquait.

21 Puis là, on ne le voit plus ici, mais on
22 voyait qu'il y avait quand même des écarts
23 importants. Donc, l'an passé... bien, en fait, on a
24 eu la discussion l'an passé, puis cette année, on
25 propose... Je suis un peu mêlé. Donc, on propose

1 d'ajouter la moyenne trois ans, puis de prendre le
2 plus... pardon, la moyenne des volumes réels trois
3 ans, puis de prendre le plus élevé. Parce que
4 clairement, le client, quand il définit son contrat
5 avec nous, bien, il y a un échange d'informations.
6 Puis à un moment donné, bien, le volume
7 contractuel, c'est une discussion, une négociation,
8 je pourrais dire. Puis quand on regarde, bien, son
9 volume des trois dernières années puis qu'il est
10 plus élevé, bien, c'est ce qu'on prend maintenant.
11 Donc, on pense qu'on devrait être en mesure de
12 réduire l'écart.

13 J'ai de la misère à voir quelle autre
14 méthodologie qu'on pourrait appliquer, là. T'sais,
15 puis chez Énergir, ils utilisent beaucoup de
16 modèles, comme je mentionnais tantôt,
17 économétriques, là, sauf pour l'industriel,
18 évidemment. Pour les grands clients, c'est sur une
19 base plus de discussions, de bon jugement.

20 Puis un moment donné, bien, au final, c'est
21 sûr que c'est le distributeur qui décide du volume.
22 C'est pour ça ici qu'en se disant : « Bien, en
23 regardant les trois dernières années, si c'est vrai
24 que son contrat est toujours à sept, huit millions
25 (7-8 M) puis ça fait trois ans qu'il consomme dix

1 (10), on va prendre dix (10) ». Mais je ne peux pas
2 nécessairement forcer le client à mettre dix (10)
3 au contrat, vous comprenez? T'sais, c'est un peu...
4 Puis en même temps, bien, si je mets dix (10) puis
5 ce qui est vrai, c'est qu'il ne consommera pas le
6 dix millions (10 M) cette année, il va rester au
7 contrat à huit (8 M), bien, j'ai mis deux millions
8 mètres cubes (2 Mm3) de trop. Fait que c'est un peu
9 ce qu'on vit.

10 Maintenant, peut-être juste un dernier
11 élément pour clore : c'est... comme on dit l'an
12 passé, je comprends l'exercice tarifaire, on veut
13 avoir les meilleurs volumes possibles, on veut
14 avoir des tarifs qui sont justes et raisonnables.
15 Mais en même temps, on parle ici de clients que,
16 oui, en volume, ça peut être impressionnant, les
17 écarts. Mais en termes de dollars, on avait fourni
18 des chiffres en engagements l'an passé, c'est quand
19 même, à l'époque, je pense que c'était cent (100),
20 cent cinquante mille dollars (150 000 \$) l'an
21 passé, les écarts que ça pouvait créer. Parce que
22 c'est des clients qui sont sur des contrats avec
23 des primes fixes importantes, donc la partie
24 volumétrique en cenne par mètre cube est quand même
25 très faible, là.

1 Mais ce n'est pas pour réduire... t'sais,
2 ce n'est pas pour venir discréditer le processus,
3 au contraire. Puis t'sais, moi-même, j'ai déjà
4 travaillé dans la prévision de la demande. Pour
5 moi, c'est important, mais en même temps, t'sais,
6 c'est volatile. C'est des grands clients, puis ça
7 prend un contrat, ils rajoutent un million (1 M) ou
8 deux (2 M). C'est difficile d'avoir une
9 méthodologie qui est parfaite, là.

10 Q. **[21]** Donc, est-ce que je comprends bien que ce qui
11 est stipulé au contrat, ce n'est pas nécessairement
12 une obligation ferme, mais c'est plutôt une
13 estimation qui peut... qui peut varier, différer
14 selon la consommation réelle?

15 R. Je vais y aller, je vais tenter une réponse, là,
16 mais c'est sûr qu'il peut y avoir des impacts tout
17 dépendant du tarif, là. Tarif 4, tarif 9, le client
18 a un volume contractuel. Bien là, c'est sûr qu'il
19 peut toujours être en écrêtement, en retrait
20 interdit. T'sais, il peut avoir des conséquences au
21 niveau des revenus.

22 Mais bon, il a quand même une certaine
23 marge de manoeuvre au niveau des contrats. Bien,
24 pas des contrats, pardon, des tarifs. Mais c'est
25 sûr qu'il peut se retrouver dans des situations où

1 est-ce que ça peut coûter plus cher que s'il avait,
2 effectivement, mis un bon volume au contrat. Mais
3 ça dépend, là, de l'ampleur, je dirais, de... du
4 dépassement par rapport à son contrat.

5 Q. **[22]** Donc, c'est des obligations fermes dans les
6 contrats?

7 R. Bien, c'est sûr que si, mettons, par exemple, il
8 est au tarif 4, puis qu'il y a un volume
9 contractuel, il y a un volume souscrit, bien c'est
10 un « take-or-pay ». Fait que c'est sûr que s'il ne
11 consomme pas le gaz, il va quand même payer la
12 partie fixe du tarif. Donc, il peut avoir intérêt à
13 mettre un volume un petit peu plus bas. Mais s'il
14 le dépasse, il y a aussi des impacts au niveau
15 tarifaire. Il peut y avoir aussi des impacts au
16 niveau tarifaire.

17 Q. **[23]** O.K. Et est-ce que les contrats sont établis
18 pour une année seulement, ou c'est de manière
19 pluriannuelle, ou est-ce que ça dépend du client?

20 M. ROCH CHARLEBOIS-GOUGEON :

21 R. Donc, c'est des contrats annuels.

22 Q. **[24]** Annuels?

23 R. Oui.

24 Q. **[25]** O.K. Donc, les discussions dont vous faites
25 mention ici à la réponse 9.4, les discussions avec

1 le client, on parle ici de discussions annuelles?

2 R. En lien avec le contrat, oui.

3 Q. **[26]** O.K. Donc, j'ai compris qu'il y a douze (12)
4 clients industriels de... bien, des grands clients
5 industriels, si j'ai bien compris, c'est ça? Il y
6 a... ici, j'ai... on a déposé une pièce hier soir,
7 bien, qui a été déposée peut-être dans le SDE ce
8 matin, et il s'agit d'une pièce qui provient de la
9 Commission de l'énergie de l'Ontario, un dossier de
10 Enbridge Gas en Ontario.

11 Et en annexe, l'Annexe 3 de cette pièce-là,
12 Enbridge Gas a produit un « Natural Gas Volume
13 Forecasting Benchmarking Study ». Et on constate, à
14 la page 69... Voilà. Je vais agrandir un peu. Ils
15 nous parlent un peu de la méthodologie qu'ils
16 utilisent en Ontario, et je peux vous lire
17 rapidement l'extrait en question :

18 Both Enbridge Gas...

19 Je ne sais pas c'est quoi le « D », mais on...
20 c'est Enbridge Gas Ontario, là.

21 ... and Union rate zones, forecasting
22 contract market demand depends on the
23 insights and expert opinion of Account
24 Executives and sales managers who work
25 day-to-day with the large volume

1 customers. For EGD rate zone, forecast
2 consumption volume in the contract
3 market is the sum of a
4 probability-weighted forecast of new
5 contracted consumption volume and
6 existing contracted consumption
7 volume, adjusted per the input of the
8 Account Executives. This is described
9 by Enbridge Gas staff as its "grass
10 roots" or "bottom-up" approach. For
11 Union rate zone, econometric methods
12 are used for smaller customers,
13 rate 100 and T1 customers have their
14 demand forecast on the basis of an
15 end-use approach developed by the
16 Account Executives in collaboration
17 with the customers themselves.

18 On a également déposé la méthode utilisée par
19 Énergir. Et, bon, vous avez bien dit que vous
20 n'avez pas nécessairement les mêmes formules
21 qu'Énergir. Je trouvais quand même pertinent de...
22 d'y référer.

23 Et on lit ici, aux pages 25 et 26 de la
24 pièce B-0049, qui est tirée du dossier R-4287,
25 c'est le plan d'appro d'Énergir :

1 La prévision des volumes pour le
2 marché des grandes entreprises est
3 effectuée client par client et
4 n'utilise pas de modèle économique
5 spécifique. Ce sont plus de quatre
6 cent trente (430) clients, consommant
7 environ cinquante-cinq pour cent
8 (55 %) des volumes globaux d'Énergir,
9 qui ont été contactés par les
10 représentants d'Énergir afin de
11 produire des prévisions de livraison
12 propres à la réalité de chacun.

13 Énergir discute avec chacun de
14 ces clients dans le but d'établir des
15 prévisions sur l'horizon du plan
16 d'approvisionnement et de tenir compte
17 des facteurs économiques et
18 contextuels qui pourraient influencer
19 la consommation des clients.

20 Que ce soit par le contexte de
21 marché dans lequel évolue le client,
22 des variations de production
23 anticipées, des dynamiques de prix des
24 énergies alternatives, de la volonté
25 des clients de décarboner certains

1 usages, de l'efficacité énergétique ou
2 autres, les représentants d'Énergir
3 s'informent sur les différents
4 paramètres pouvant modifier les
5 habitudes de consommation de leurs
6 clients.

7 Dans le but de bien évaluer les
8 prévisions des volumes, les
9 représentants fournissent à leurs
10 clients des historiques de
11 consommation auxquels sont ajoutés les
12 volumes d'interruption. Cette
13 consommation devient le point de
14 départ de leurs prévisions de
15 livraison.

16 Le conseiller discute ensuite des
17 profils mensuels de consommation
18 future avec son client et le
19 questionne afin d'en justifier les
20 écarts. En fonction de leur profil de
21 consommation et de leur contrat
22 respectif, les clients au tarif D3 et
23 D4 peuvent modifier leur volume
24 souscrit, ce qui détermine le prix
25 payé.

1 Voilà. Donc, on voit donc, dans le cas d'Enbridge
2 en Ontario et d'Énergir, que les représentants de
3 ces distributeurs-là discutent directement avec
4 chacun des gros clients industriels, de façon assez
5 continue et pas seulement lors des renouvellements
6 des contrats, mais dans le cadre de l'élaboration
7 de leur plan d'approvisionnement.

8 Est-ce qu'Enbridge Gaz Québec a envisagé
9 d'adopter une approche similaire lors de
10 l'élaboration de son plan d'appro? Jusqu'à date, et
11 là, vous parlez du nouveau plan d'appro sur dix
12 (10) ans, est-ce que c'est quelque chose que vous
13 pourriez envisager pour le plan de dix (10) ans?

14 Me ADINA GEORGESCU :

15 Je m'excuse, je veux juste... Ce n'est peut-être
16 pas une objection tout de suite, là, mais est-ce
17 que vous venez de poser la question pour le plan
18 d'approvisionnement de dix (10) ans en vertu de la
19 nouvelle loi, qui n'arrive pour application que
20 dans trois ans... deux ans en ce qui concerne EGQ?

21 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

22 Oui. Bien, si...

23 Me ADINA GEORGESCU :

24 On est un petit peu hors contexte si on est dans le
25 dossier tarifaire vingt vingt-six (2026).

1 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

2 Parlons du plan d'appro dans ce dossier-ci dans ce
3 cas-là. J'y ai référé simplement parce que le
4 témoin lui-même y avait référé.

5 M. JEAN-FRANÇOIS TREMBLAY :

6 R. Bien, je ne parlerai pas du plan
7 d'approvisionnement (10) dix ans, mais je considère
8 qu'on fait la même chose qu'Énergir pour les grands
9 clients. Donc, l'exercice se fait avec les clients
10 pour déterminer les volumes contractuels. Puis
11 évidemment, on a des discussions avec nos clients,
12 on regarde les volumes historiques. T'sais, je vous
13 l'ai dit tantôt, là, ça fait trois ans que tu
14 consommes dix millions (10 M), tu as un contrat à
15 huit (8 M). Il se passe quoi l'an prochain? On met
16 ton contrat à dix millions (10 M)? Non, non, on le
17 garde à huit (8 M) parce que cette opportunité-là
18 ne se représentera pas. O.K. Peut-être qu'on garde
19 le contrat à huit (8 M). Mais là, quand j'arrive au
20 niveau tarifaire pour le processus des volumes, là,
21 évidemment, c'est nous qui mettons les volumes pour
22 les fins du dossier tarifaire. On peut décider de
23 mettre dix millions (10 M). Ça fait que ce genre de
24 discussion-là, on l'a avec la clientèle, on l'a sur
25 une base régulière. Évidemment, on l'a quand on

1 renouvelle les contrats.

2 Récemment, pour le cadre du dossier
3 tarifaire deux mille vingt-sept (2027), on a
4 quelques grands clients qui ont des volumes quand
5 même, en deux mille vingt-cinq (2025) qui ont
6 dépassé de façon quand même importante leur
7 contrat. Les contrats, je les ai trouvés encore
8 bas. J'ai demandé à ce que ces trois clients-là, on
9 a encore une autre discussion, à savoir, hey,
10 pourquoi qu'ils ne révisent pas leur contrat.

11 Donc, on a recontacté les trois clients,
12 puis on a eu des discussions avec eux. Avec un des
13 clients, on est en train peut-être de revoir son
14 contrat. Ça reste à déterminer parce que,
15 justement, on trouvait que le volume était quand
16 même bas contractuellement. Puis comme je vous dis,
17 il peut y avoir des impacts. T'sais, à un moment
18 donné, c'est un « take or pay », ça fait que s'ils
19 consomment moins, ils paient, mais quand ils
20 consomment plus, il y a des impacts aussi. Il peut
21 y avoir des retraits interdits, et caetera, là.

22 Donc, moi, je considère qu'on fait la même
23 chose qu'Énergir pour les grands clients. Je vous
24 dirais, ce qui est difficile, c'est de juger, est-
25 ce que ce deux millions (2 M) additionnel-là dans

1 mon exemple qu'il consomme deux millions (2 M)
2 depuis deux, trois ans, au contrat il était huit
3 (8 M), il me dit pour deux mille vingt-six (2026)
4 qu'il ne veut pas revoir son contrat, il garde huit
5 millions (8 M). T'sais, nous, c'est sûr que je peux
6 être devant vous, puis dire : « J'ai décidé de
7 mettre dix millions (10 M) », mais sur quelle base?
8 Parce que, moi, j'ai jugé que ça allait se
9 reproduire, ça, l'an prochain? Puis le client nous
10 dit que ça ne se reproduira pas.

11 Donc, là, c'est pour ça qu'on a amené
12 quelque chose qu'on va tester. Laissons-nous peut-
13 être deux ans. C'est de dire, bien, on va prendre
14 sa moyenne trois ans. Ça, c'est factuel. Puis il ne
15 peut pas nous reprocher de mettre un volume qui
16 n'est pas supporté par des discussions avec le
17 client, qui n'est pas supporté par le contrat,
18 parce qu'on a décidé qu'on rajoutait deux millions
19 (2 M).

20 Parce que de rajouter deux millions (2 M),
21 ce serait ajouter des volumes, ce serait ajouter
22 des revenus. Puis, t'sais, ce n'est pas ça qu'on
23 essaie de faire. On essaie d'avoir la prévision la
24 plus juste possible. Donc, là, dans le contexte où
25 ça fait trois ans qu'il est à dix millions (10 M),

1 notre processus, on va mettre dix millions (10 M).
2 Je suis capable de vous l'expliquer. Je suis
3 capable de dire, oui, regarde, selon les données
4 des trois dernières années, il était à dix millions
5 (10 M), puis c'est ça la méthodologie qu'on vous
6 propose.

7 C'est peut-être la petite différence par
8 rapport à Énergir. Mais pour avoir travaillé, je
9 sais qu'on a déjà utilisé des moyennes aussi, parce
10 qu'il y a des discussions, avec le client,
11 contractuelles ne nous menait pas à un volume
12 qu'Énergir considérerait raisonnable. Puis on
13 utilisait des moyennes sur deux, trois ans pour
14 venir mettre un volume, parce qu'on était capable
15 justement d'expliquer, une logique, et non juste un
16 chiffre que Jean-François a décidé qu'il ajoutait
17 deux millions de mètres cubes (2 Mm3).

18 Q. **[27]** D'accord. Quelques questions...

19 LE PRÉSIDENT :

20 Excusez, Maître David.

21 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

22 Oui.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Vous aviez annoncé dix (10) minutes...

25

1 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

2 Soixante (60) minutes pour les trois contre-
3 interrogatoires.

4 LE PRÉSIDENT :

5 O.K.

6 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

7 On ne l'avait pas divisé entre les panels, mais je
8 peux vous dire que c'est le plus long des trois.

9 LE PRÉSIDENT :

10 O.K. O.K. Parce que vous avez commencé à dix heures
11 (10 h). Là, on est tout près de quarante-cinq (45)
12 minutes.

13 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

14 Oui. J'ai honnêtement presque fini.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Parfait.

17 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

18 Deux petits sujets.

19 Mme SYLVIE DURAND :

20 Maître David, permettez-vous?

21 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

22 Oui.

23 Mme SYLVIE DURAND :

24 Parce que comme c'est un sujet technique, puis...

25 Q. [28] Je veux juste comprendre, Monsieur Tremblay.

1 Dans l'éventualité où - là, je comprends que le
2 tarif, c'est un tarif où il y a une prime fixe
3 importante, c'est un « take or pay ». Ça fait que
4 le client, s'il signe un contrat de huit millions
5 (8 M), lui, à la fin de l'année, s'il consomme dix
6 millions (10 M), il va payer le « take or pay » de
7 son huit millions (8 M), et non pas de son dix
8 millions (10 M). Est-ce que ma compréhension est
9 bonne?

10 M. JEAN-FRANÇOIS TREMBLAY :

11 R. Je n'ai pas le tarif en tête précisément, mais là,
12 on parle, mettons, d'un tarif 4, évidemment, avec
13 un volume souscrit, le volume additionnel, il y a
14 un volume au taux retiré, ça évidemment si c'est
15 dix millions (10 M), il va payer pour le dix
16 millions (10 M).

17 Q. [29] Qui est négligeable, qui est petit, c'est ce
18 que j'ai compris.

19 R. Qui est quand même petit par rapport à,
20 effectivement, à l'ensemble du revenu du tarif 4,
21 par exemple. Là, ce que j'ai pas, c'est qu'il y a
22 une certaine marge de manoeuvre. Puis là, j'ai
23 juste les tarifs d'Énergir en tête, puis là
24 j'essayais de voir avec mes collègues les tarifs
25 d'Enbridge Gaz Québec, mais on appelait ça chez

1 Énergir, les retraits interdits ou les « over
2 runs », là. Donc, normalement, quand il y a un
3 écart, mettons, exemple, dix pour cent (10 %), puis
4 si tu dépasses cet écart-là, là t'as des pénalités,
5 t'as des charges additionnelles en plus du volume
6 variable. Mais là, je ne veux pas vous induire en
7 erreur, parce que là, j'ai pas les tarifs devant
8 moi, mais cette mécanique-là, elle existe pour
9 essayer d'avoir un équilibre, justement que le
10 volume souscrit soit le plus près possible de la
11 réalité.

12 Q. [30] Mais, s'il reste, admettons, là, juste aux
13 fins de la discussion, s'il reste à l'intérieur,
14 par exemple, si c'est un écart de dix pour cent
15 (10 %), prenons notre cas de dix millions (10 M),
16 c'est facile. Il y a un contrat de huit millions
17 (8 M), donc il peut se rendre jusqu'à neuf millions
18 (9 M). Mais, le « take or pay », c'est un montant
19 fixe, c'est un frais fixe pour couvrir un montant
20 de huit millions (8 M), mais dans notre exemple,
21 là, avec les hypothèses qu'on vient de faire, ça
22 veut dire que le client qui consommerait neuf
23 millions (9 M), il payerait le même montant fixe
24 que pour le huit millions (8 M). Tandis que si,
25 dans son contrat, il était à neuf millions (9 M),

1 il aurait eu un revenu plus élevé de montant fixe.

2 Je ne sais pas si vous me suivez, là.

3 R. Sur le principe, je vais répondre « oui », mais là,
4 j'ai pas le... c'est ça, je ne retrouve pas le
5 détail, là.

6 Q. [31] Mais, la logique tarifaire c'est celle-là.

7 R. Oui, exact.

8 Q. [32] Donc, est-ce que vous convenez avec moi qu'un
9 client qui a un contrat de huit millions (8 M),
10 mais qui consomme neuf millions (9 M), avec les
11 hypothèses qu'on vient de faire, il pourrait
12 manquer un revenu, donc l'écart entre le huit (8 M)
13 puis le neuf millions (9 M), en lien avec le
14 montant fixe?

15 R. Pris individuellement, peut-être, mais en même
16 temps, c'est une catégorie. Le tarif 4, on essaie
17 d'avoir un interfinancement zéro. Donc, les coûts
18 sont bien alloués. Maintenant, est-ce que ça crée
19 une forme d'interfinancement entre des clients?
20 Oui, possiblement, mais les revenus vont quand même
21 être là. T'sais, on a l'allocation des coûts, puis
22 on fixe les tarifs en fonction des coûts. Donc,
23 c'est sûr qu'on récupère quand même nos coûts sur
24 une base prévisionnelle. Ce que ça peut faire, par
25 contre, c'est entre certains clients, puis

1 effectivement, certains clients sont plus près de
2 leur contrat, d'autres clients varient par rapport
3 à leur contrat, mais effectivement, dans le réel,
4 il peut y avoir un écart entre la récupération des
5 coûts. Les tarifs ne sont jamais parfaits, mais on
6 laisse quand même une certaine marge de manoeuvre.
7 Mais, en mode budgétaire, t'sais, j'arrive devant
8 vous, j'ai des contrats, j'ai des volumes, puis je
9 viens effectivement allouer les coûts du tarif 4 à
10 cette clientèle-là. Donc, le tarif ou les tarifs
11 qu'on fixe, un niveau d'interfinancement de un
12 environ, le tarif 4, tarif 5, il y a une petite
13 différence. D'ailleurs, la FCEI a des points là-
14 dessus à faire dans les prochains jours, mais en
15 termes tarifaires, je récupère mes coûts quand
16 même. Mais entre les clients qui jouent cette
17 flexibilité-là, effectivement, il peut y avoir des
18 petits écarts. C'est pour ça que là, normalement,
19 on va dire : O.K. On permet un écart de cinq pour
20 cent (5 %), par exemple, on laisse quand même une
21 certaine marge de manoeuvre, qui est jugée
22 raisonnable, pour pas que les gens puissent jouer
23 dans le système.

24 Q. [33] Mais les coûts qui seront alloués à ce client-
25 là seront les coûts, dans notre exemple, les

1 volumes contractuels, donc le huit millions (8 M).
2 R. Bien, en fait, je n'alloue pas les coûts par
3 client, j'alloue par tarif. Donc, c'est pour ça que
4 je vous dis, pour le tarif, il n'y a pas d'enjeu.
5 Entre les clients entre eux, si certains varient
6 par rapport à leur volume souscrit, autant à la
7 hausse qu'à la baisse, il peut y avoir,
8 effectivement, un écart au niveau des revenus. Au
9 niveau de mes coûts, je récupère quand même les
10 coûts. Je fais mon allocation des coûts pour
11 l'ensemble du tarif, puis je récupère mes coûts
12 pour l'ensemble des clients assujettis au tarif.

13 Q. **[34]** Je vous remercie.

14 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

15 Q. **[35]** J'ai donc une dernière question, Monsieur le
16 Régisseur. On a ajusté un peu pour tenir compte de
17 votre souhait. La dernière question qui concerne la
18 prévision de la biénergie. Comme vous le savez,
19 dans le mémoire de l'ACEFO, il y a eu une
20 recommandation qu'un scénario plus prudent soit
21 adopté pour les prévisions en matière de biénergie.

22 On a entendu dans votre présentation ce
23 matin, votre désaccord. Est-ce que vous êtes
24 d'accord, par contre, qu'une surestimation des
25 conversions pourrait entraîner une sous-estimation

1 des besoins d'approvisionnement, et potentiellement
2 des ajustements tarifaires?

3 R. Bien, évidemment, tout écart prévisionnel quel
4 qu'il soit va engendrer un impact. Maintenant, il
5 faut le remettre dans son contexte. Évidemment,
6 ici, la biénergie, il y a quand même quatre-vingts
7 pour cent (80 %) du revenu variable qui est
8 compensé par la compensation GES. Donc, au niveau
9 de la biénergie, s'il y a un écart par rapport à la
10 prévision autant à la hausse ou à la baisse,
11 l'impact sur le gain ou la perte volumétrique est
12 quand même beaucoup plus faible que si, par
13 exemple, on parle d'efficacité énergétique.

14 Ça fait que pour un cent mètres cubes
15 (100 m3) d'efficacité énergétique ou un cent mètres
16 cubes (100 m3) de biénergie, pour l'efficacité
17 énergétique, mon cent mètres cubes (100 m3), c'est
18 une baisse volumétrique, donc hausse tarifaire
19 équivalent pour l'ensemble de la clientèle sans
20 compensation.

21 Un cent mètres cubes (100 m3) de biénergie
22 d'écart, bien, évidemment, il y a un quatre-vingts
23 pour cent (80 %) qui est compensé par Hydro-Québec,
24 donc l'impact sur les tarifs de cet écart-là va
25 être beaucoup plus faible. Puis ensuite, bien, au

1 final, évidemment, il y a un « decoupling ». Le
2 « decoupling », ce qu'il fait, c'est qu'il capte
3 cet écart-là. Donc, ce n'est pas au bénéfice de
4 l'actionnaire en fin d'année.

5 Mais évidemment, s'il manque des dollars
6 par rapport à la prévision où est-ce qu'il y a des
7 tarifs, toute chose étant égale, n'ont pas été
8 calibrés assez haut, est-ce qu'on a cet écart en
9 fin d'année?

10 Bien, évidemment, par le mécanisme du
11 « decoupling », on va aller récupérer de la
12 clientèle des dollars dans T + 1 peut-être + 2.

13 Q. [36] O.K., merci. Alors, merci au panel. Ce sont
14 les questions pour le panel 1.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Parfait. Avant de passer au prochain intervenant,
17 juste question de logistique, j'aimerais savoir
18 combien de temps la FCEI et la RTIEÉ auront besoin
19 pour leurs prochaines interventions.

20 Me DOMINIQUE NEUMAN :

21 Bonjour, Monsieur le Président. Bonjour, Madame et
22 Monsieur les Régisseurs. Intervention, vous voulez
23 dire les questions?

24 LE PRÉSIDENT :

25 Oui, c'est ça, exactement.

1 Me DOMINIQUE NEUMAN :

2 Cinq minutes.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Vous avez cinq minutes?

5 Me DOMINIQUE NEUMAN :

6 Mon collègue m'a pris quelques questions, donc ça
7 réduit. Merci bien.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Parfait.

10 Me CHARLES TURMEL :

11 Bonjour, Monsieur le Président. Pour la FCEI, ça
12 sera environ cinq à dix (10) minutes pour le
13 Panel 1, pas plus.

14 LE PRÉSIDENT :

15 O.K. Compte tenu que ça semble être assez limité
16 dans le temps, on va continuer tout de suite. On va
17 y aller avec vous, Maître Turmel, avec la FCEI.

18 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me CHARLES TURMEL :

19 Q. **[37]** Rebonjour, Monsieur le Président. Bonjour,
20 Madame la Régisseure. Bonjour, Monsieur le
21 Régisseur. Maître Charles Turmel pour la FCEI. Nous
22 aurons seulement deux questions pour les témoins
23 pour le Panel 1.

24 La première question, à la page 19 de votre
25 présentation, vous utilisez la méthodologie

1 d'indice de la rémunération moyenne non
2 désaisonnalisée pour calculer le taux d'inflation
3 des salaires, depuis quand utilisez-vous cette
4 méthodologie qui vous amène à quatre point trois
5 pour cent (4,3 %) ?

6 M. JEAN-FRANÇOIS TREMBLAY :

7 R. Juste préciser la donnée désaisonnalisée ?

8 Q. **[38]** L'indice de la rémunération moyenne. Donc,
9 dans votre tableau en anglais, c'était « Monthly
10 Unadjusted For Seasonality ».

11 M. ROCH CHARLEBOIS-GOUGEON :

12 R. Roch Charlebois-Gougeon pour Enbridge Gaz Québec.
13 Donc, on utilise cette méthodologie-là depuis le
14 début de la formule paramétrique, soit l'année deux
15 mille vingt-cinq (2025), puis il nous resterait
16 deux mille vingt-sept (2027), là, parce que ça
17 avait été approuvé pour trois ans d'utiliser la
18 formule paramétrique.

19 Q. **[39]** Puis à la page 20 de votre représentation pour
20 l'IPC, le calcul est-il également basé sur une
21 extraction des données de mai deux mille vingt-cinq
22 (2025), ce qui a été le cas pour le taux
23 d'inflation des salaires ?

24 R. Oui, effectivement.

25 Q. **[40]** Merci. Pas d'autres questions.

1 LE PRÉSIDENT :

2 Merci, Maître Turmel. Maître Neuman du RTIEÉ.

3 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

4 Q. **[41]** Alors, bonjour à la Formation. Bonjour aux
5 témoins. Dominique Neuman pour le RTIEÉ. J'aurai
6 simplement quelques petites questions. Si vous
7 auriez la gentillesse de projeter votre
8 présentation à la page 7. Alors, je vois à la
9 première ligne, il est indiqué que la biénergie
10 résidentielle est finalement lancée en janvier deux
11 mille vingt-six (2026), et l'offre commerciale ne
12 sera pas lancée avant le renouvellement de
13 l'entente avec HQ pour le premier (1er) janvier
14 deux mille vingt-sept (2027). D'abord, est-ce que
15 vous pourriez faire état des raisons pour
16 lesquelles cela a tellement tardé?

17 M. JEAN-FRANÇOIS TREMBLAY :

18 R. Pour le résidentiel ou le commercial?

19 Q. **[42]** Bien, les deux.

20 R. On veut tous aller dîner. Je vois qu'il est juste
21 onze heures (11 h), mais ça pourrait être aussi
22 long.

23 Q. **[43]** O.K.

24 R. Mais...

25 Q. **[44]** Donc, je veux juste passer en chronologie

1 chaque date où vous avez eu des conversations.

2 R. Oui, effectivement. Donc, bien, en gros, je vous
3 dirais que ça a pris au moins une année à négocier
4 l'entente. On pensait que ça allait être - moi, je
5 l'appelais un copier-coller, parce que ça avait
6 déjà été fait avec Énergir. Donc, malgré le fait
7 que ça avait déjà été fait avec Énergir,
8 Hydro-Québec a voulu refaire l'ensemble des calculs
9 pour tenir compte de la réalité d'Enbridge Gaz
10 Québec pour calculer le montant de la contribution,
11 là, sur la période qu'Hydro-Québec, la contribution
12 GES, donc ça a pris au moins une année à discuter.
13 Ça a pris encore presque une autre année signer le
14 contrat. Ensuite, on a eu des...

15 Q. **[45]** Pourquoi une année entre le moment où vous
16 avez fini de négocier et le moment de signer?

17 R. Plein de choses. Changement de - à la tête
18 d'Hydro-Québec au niveau des dirigeants, gel
19 contractuel, aussi, il fallait négocier en même
20 temps que le gouvernement, donc ça se valait en
21 série et non en parallèle. Donc, à partir du moment
22 - je vous ai induit en erreur.

23 Un an à signer le contrat avec
24 Hydro-Québec. Une autre année à signer le contrat
25 de prestataire de services avec le gouvernement du

1 Québec. Donc, une fois qu'on a signé le contrat
2 avec Hydro-Québec, puis qu'on avait l'entente, il
3 fallait être agent de prestation de services avec
4 le gouvernement du Québec. Ça fait que ça aussi,
5 c'était un autre contrat à signer avec eux. Selon
6 toutes les règles du gouvernement au niveau des
7 appels d'offres et tout, là. Donc, ça, ça a pris
8 une autre année. Puis après ça, quand on est venu
9 pour faire la mise en marché puis qu'on était prêt
10 à aller de l'avant, évidemment, beaucoup de travail
11 administratif à faire, autant chez Hydro, qu'au
12 gouvernement que chez nous, pour mettre en place,
13 évidemment, l'offre biénergie et toute la mécanique
14 administrative derrière. Et là, c'est là qu'il y a
15 eu un changement, notamment à la tête
16 d'Hydre-Québec, gel desancements de programme...

17 Donc, il s'est passé beaucoup de choses
18 comme ça. Il y a eu aussi, au niveau du
19 gouvernement du Québec, pour les crédits, une
20 révision des crédits budgétaires. Fait que ça a été
21 gelé pendant plusieurs mois. Donc, on a été pris à
22 travers toutes ces différentes contraintes. Et,
23 bien finalement, la bonne nouvelle, c'est qu'on a
24 lancé l'offre en janvier deux mille vingt-six
25 (2026). Donc, c'est ça travailler avec des grandes

1 sociétés.

2 Q. **[46]** Excusez-moi mon incompréhension, mais pourquoi
3 le lancement de l'offre biénergie dépendait d'une
4 entente avec le gouvernement du Québec, et non
5 seulement avec Hydro-Québec?

6 R. Ça fait que, pour le résidentiel, c'est le
7 distributeur, donc Énergir, Enbridge Gaz Québec,
8 qui est le prestataire de services, c'est le
9 guichet unique. Donc, c'est nous qui avançons les
10 sommes au client, donc on paye les subventions, et
11 par la suite, on réclame les aides financières au
12 gouvernement. Et le gouvernement réclame les aides
13 financières des thermopompes à Hydro-Québec. Donc,
14 il y avait aussi une entente à mettre en place
15 entre Hydro-Québec et le gouvernement pour échanger
16 des dollars entre la société d'État et le
17 gouvernement.

18 Q. **[47]** O.K. C'est pour les subventions aux
19 équipements?

20 R. Exactement. Donc, pour l'instant, nous, on n'offre
21 pas d'aide financière, Enbridge Gaz Québec, mais
22 toutes les aides financières qu'on offre aux
23 clients, donc nous on est le guichet unique, on va
24 chez le client avec un entrepreneur, on installe
25 l'ensemble du système biénergie, et on verse les

1 aides financières au client qui y a droit, selon
2 les différents programmes, et ensuite, nous on fait
3 la demande au gouvernement pour se faire rembourser
4 les aides financières, et le gouvernement fait les
5 demandes à Hydro-Québec pour se faire rembourser
6 les aides financières qui appartiennent au
7 programme d'Hydro-Québec.

8 Donc, on avait une entente à faire avec
9 Hydro-Québec pour la biénergie avec la
10 compensation. On avait une entente à faire avec le
11 gouvernement du Québec pour être un prestataire de
12 services. Étant donné qu'on n'allait pas en appel
13 d'offres, on devait passer par un processus pour
14 être en attente de gré à gré. Et ensuite de ça,
15 Hydro-Québec avait une entente à mettre en place
16 avec le gouvernement du Québec pour s'échanger des
17 sommes.

18 Donc, à notre surprise, c'est que tout ça
19 avait déjà été fait entre Hydro et Énergir, mais ça
20 a quand même dû être tout remis en place pour
21 Enbridge Gaz Québec. Les programmes normatifs
22 mentionnaient Énergir. Donc, il a fallu que le
23 gouvernement ait changé les programmes pour inclure
24 Enbridge Gaz Québec. Puis évidemment, ça, ça peut
25 prendre plusieurs mois. Donc, c'est toutes des

1 éléments qu'on a vécu, mais à la base, c'est qu'on
2 est prestataire de services, donc c'est toute la
3 structure qui est mise en place.

4 Q. **[48]** Et l'offre biénergie résidentielle, elle est
5 bel et bien lancée et disponible et fonctionnelle
6 depuis janvier deux mille vingt-six (2026)?

7 R. Oui.

8 Q. **[49]** C'est réellement en fonction, là?

9 R. Oui.

10 Q. **[50]** O.K. Mais même s'il n'y avait pas encore
11 finalisation de l'entente sur les subventions, les
12 clients pouvaient déjà se convertir à la biénergie
13 sans subvention?

14 R. Bien, les clients, sans Enbridge Gaz Québec, là, ou
15 sans même Énergir, là, peuvent installer
16 effectivement, des équipements électriques, peuvent
17 faire la demande d'être sur un tarif biénergie
18 d'Hydro-Québec. Mais au niveau des aides
19 financières, ce qu'on nous dit au gouvernement,
20 c'est qu'aucun client, ni résidentiel ni
21 commercial, ne fait lui-même le processus pour
22 aller chercher de façon individuelle les sommes des
23 programmes Chauffez vert et ÉcoPerformance du
24 gouvernement du Québec...

25 Q. **[51]** O.K. Il faut que ce soit vous, comme

1 prestataire de services.

2 R. Bien en fait, le client résidentiel, vous avez une
3 maison résidentielle, vous voulez vous installer
4 une thermopompe, vous voulez avoir la biénergie,
5 vous pouvez le faire sans Énergir ou sans Enbridge
6 Gaz Québec. Ce que les clients font c'est qu'ils
7 vont installer une thermopompe puis ils vont aller
8 chercher la subvention Thermopompes d'Hydro-Québec.
9 Ils n'iront pas chercher les aides financières
10 additionnelles qui sont disponibles au gouvernement
11 du Québec pour la biénergie. Ils ont le droit de le
12 faire. Ils peuvent le faire, mais ils le font de
13 façon individuelle.

14 Ce qu'on nous dit au gouvernement, c'est
15 qu'il n'y a personne qui a fait la démarche, ni
16 résidentielle ni commerciale, de façon
17 individuelle, parce que c'est complexe, c'est ce
18 qu'on me dit. Je ne l'ai pas testé. Et évidemment,
19 dans ce cas-là, si ça se produit, bien, il n'y a
20 pas la compensation d'Hydro-Québec, là.

21 Q. [52] Ceci m'amène à la page 11 de votre
22 présentation, s'il vous plaît. Vous avez déjà, dans
23 ce tableau, des volumes en deux mille vingt-six
24 (2026) de biénergie résidentielle et commerciale.
25 D'abord, on va commencer par le commercial. Comment

1 se fait-il que vous en avez en deux mille vingt-six
2 (2026) pour le commercial?

3 R. Bien, je vous ramène... c'est ce que je disais
4 tantôt, on a fait la prévision en mars deux mille
5 vingt-cinq (2025). Mars-avril deux mille vingt-six
6 (2026), c'était pas mal... pardon, deux mille
7 vingt-cinq (2025), c'était pas mal terminé. Et à
8 cette époque, évidemment, on pensait être en mesure
9 de lancer la biénergie commerciale fin de l'année
10 deux mille vingt-cinq (2025), au plus tard début
11 deux mille vingt-six (2026). Puis on pensait
12 évidemment lancer le résidentiel beaucoup plus tôt
13 en deux mille vingt-cinq (2025). Ça fait que pour
14 le résidentiel, ça devrait aller. Pour le
15 commercial, évidemment, à moins peut-être quelques
16 clients en projet pilote, mais c'est sûr qu'on
17 n'aura pas... là, vous nous dites vingt-cinq (25),
18 là, bien ça, ce n'est pas des nombres de clients,
19 là.

20 Q. **[53]** Non, c'est des millions de mètres cubes.

21 R. Oui, probablement qu'on n'aura pas vingt-cinq
22 millions de mètres cubes (25 Mm3), là... vingt-cinq
23 mille (25 000). J'ai encore le...

24 Q. **[54]** Vingt-cinq millions (25 M)... attendez.

25 R. Vingt-cinq mille (25 000).

1 Q. [55] Oui, c'est des mille. Mille mètres cubes.

2 R. Vingt-cinq mille mètres cubes (25 000 m3). À moins,
3 comme je vous dis, qu'on pourrait peut-être faire
4 quelques projets pilotes, là, avec quelques
5 clients. C'est ce qu'on a fait dans le résidentiel,
6 là, pour s'assurer que la machine est bien rodée.

7 Q. [56] O.K. Donc, ça pourrait être ça, des projets
8 pilote pour... oui.

9 R. Ça pourrait, mais...

10 Q. [57] Mais ce n'est pas des clients qui feraient
11 eux-mêmes une conversion à la biénergie sans passer
12 par des subventions. Ce n'est pas ça qui est visé,
13 qu'on voit ici pour l'année deux mille vingt-six
14 (2026).

15 R. Non, puis comme je vous dis, on me dit que ça ne se
16 fait pas... les gens ne le font pas seul. Par
17 contre, c'est sûr qu'à partir du moment où est-ce
18 qu'on est dans le marché comme le résidentiel,
19 biénergie... Nous, on fait beaucoup la promotion de
20 la biénergie, là, ça fait que c'est sûr que...
21 est-ce qu'il pourrait y avoir des clients qui
22 deviennent motivés pour faire de la biénergie?
23 Parce qu'on en parle beaucoup, même dans le
24 commercial. C'est possible, là, mais la démarche
25 est quand même assez complexe, c'est ce qu'on me

1 dit avec l'ÉcoPerformance.

2 Q. [58] Dans les tableaux qui sont ici, on voit des
3 chiffres, donc les chiffres résidentiels et
4 commerciaux pour deux mille vingt-six (2026) - et
5 vous avez fait le correctif, dans ce que vous venez
6 de nous indiquer - il est indiqué que c'est
7 l'impact cumulatif des économies d'énergie créé par
8 le PGEE et la biénergie. Est-ce que ma
9 compréhension est correcte, que ces chiffres-là de
10 deux mille vingt-six (2026) et... donc, pour le
11 résidentiel et le commercial, n'incluent pas un
12 cumul qui proviendrait de deux mille vingt-cinq
13 (2025) ou avant? Si on avait une colonne deux mille
14 vingt-cinq (2025) dans ce tableau, ce serait zéro
15 pour cette année-là. Est-ce que c'est correct?

16 M. ROCH CHARLEBOIS-GOUGEON :

17 R. Donc, plus précisément, là, pour le commercial, de
18 mémoire, il n'y a pas de volume deux mille vingt-
19 cinq (2025), là, dans la prévision deux mille
20 vingt-six (2026). Par contre, pour le marché
21 résidentiel, effectivement, vu que c'est un
22 cumulatif, les volumes qui ont été prévus pour deux
23 mille vingt-cinq (2025) sont dans la prévision deux
24 mille vingt-six (2026) aussi à ce moment-là.

25 Q. [59] C'étaient les volumes prévus, mais non

1 encore... non réalisés dans les faits, puisque
2 c'est seulement...

3 R. Oui. Exactement.

4 Q. **[60]** Est-ce que vous avez ce chiffre qui... le
5 volume qui avait été inclus en... qui avait été
6 prévu en deux mille vingt-cinq (2025)? Pour le
7 résidentiel.

8 R. Oui. Si je ne me trompe pas, je pense que c'est
9 quatre-vingt-dix-huit mille mètres cubes (98 Mm3)
10 qui fait partie de la prévision deux mille vingt-
11 six (2026). Donc, de la manière que ça fonctionne,
12 juste pour apporter un peu plus de contenu, pour
13 deux mille vingt-six (2026), quand on parle de
14 cumulatif, c'est qu'on va inclure cent pour cent
15 (100 %) de ce qui avait été prévu pour deux mille
16 vingt-cinq (2025) et cinquante pour cent (50 %) de
17 ce qui a été prévu pour deux mille vingt-six (2026)
18 pour essayer d'ajuster d'un niveau plus réaliste ce
19 qui va se passer en deux mille vingt-six (2026),
20 parce qu'on ne branche pas cent pour cent (100 %) de
21 clients le premier (1er) janvier, donc il y a
22 une application d'une règle de cinquante pour cent
23 (50 %) à ce moment-là qui est appliquée, là.

24 Q. **[61]** Et juste pour être sûr, il n'y a rien qui
25 provient de deux mille vingt-quatre (2024) dans ces

1 données?

2 R. Non, rien de deux mille vingt-quatre (2024), parce
3 que quand on a fait la prévision, en mars...

4 Q. [62] Oui, on était déjà en mars.

5 R. ... avril deux vingt-cinq (2025), exactement, il
6 n'y avait pas de réel à ce moment-là. Il n'y avait
7 pas de clients de branchés.

8 Q. [63] Je termine, Monsieur le président. Très
9 rapidement. Est-ce que ça veut dire que les
10 chiffres réajustés seraient donc de décaler d'un
11 an, de mettre ce que vous aviez prévu en deux mille
12 vingt-cinq (2025) en deux mille vingt-six (2026) et
13 de tout décaler d'un an, est-ce que ça serait ça
14 l'ajustement correct à faire? Et dépendant de la
15 réponse, c'est ma dernière question.

16 M. JEAN-FRANÇOIS TREMBLAY :

17 R. Donc, pour le commercial, la réponse est oui. Donc,
18 étant donné que, là, le report, le lancement
19 n'étant pas avant janvier deux mille vingt-sept
20 (2027), la réponse serait : oui, ça serait, toute
21 chose étant égale, décalé d'un an.

22 Pour le résidentiel, je ne peux pas vous
23 répondre la même chose parce que oui, on a lancé
24 plus tard que prévu, parce qu'on a lancé uniquement
25 en janvier de cette année, puis quand on a fait la

1 prévision, on pensait avoir des participants en
2 deux mille vingt-cinq (2025). Vous avez raison.
3 Sauf qu'on avait quand même beaucoup de clients sur
4 des listes d'attente. On avait, de mémoire, près de
5 deux cents (200) clients, cent cinquante (150) à
6 deux cents (200) clients, qui étaient sur des
7 listes d'attente qu'on a sollicités. Et
8 actuellement, ça va quand même très bien au niveau
9 des participants à la biénergic. Donc, il faudrait
10 refaire la prévision. Puis on ne l'a pas refaite
11 pour vous ce matin, mais ça se pourrait que je
12 rattrape le retard de deux mille vingt-cinq (2025),
13 même si j'ai lancé uniquement en janvier parce que
14 justement, on avait quand même un bon bassin de
15 clients intéressés, qu'on a évidemment
16 resollicités, et ça va quand même très bien.

17 Là, évidemment, c'est encore l'hiver.
18 Beaucoup de gens attendent le printemps pour
19 changer des systèmes, vous comprenez pourquoi.
20 Donc, on pense qu'on va être capable quand même
21 d'avoir beaucoup plus de clients qu'on l'avait
22 prévu en deux mille vingt-six (2026), ce qui
23 pourrait rattraper le retard de deux mille vingt-
24 cinq (2025).

25 Q. [64] Et est-ce que vous savez... C'est juste en

1 suivi de votre dernière réponse. Est-ce que vous
2 pouvez déposer la prévision révisée pour cette
3 ligne de biénergie résidentielle?

4 R. Bien, moi, je vous dirais, je m'opposerais dans le
5 sens qu'un, on ne l'a pas fait. Puis je me
6 questionnerais sur en quoi l'information va être
7 utile, parce que c'est sûr que la prévision, comme
8 je vous le dis, a été faite il y a plus d'un an. Et
9 on pourrait refaire évidemment en date
10 d'aujourd'hui une prévision complète révisée de
11 l'ensemble des paramètres, puis c'est sûr que ça va
12 bouger, là. Ce n'est pas juste la biénergie.

13 Puis, bien, évidemment, on vient de lancer
14 la biénergie. Je vous dis que, on est à l'hiver, ça
15 va bien. J'ai l'impression qu'au printemps, on
16 devrait avoir quand même beaucoup de participants,
17 peut-être même rattraper le retard de deux mille
18 vingt-cinq (2025), mais ça reste dans ma boule de
19 cristal pour l'instant.

20 Q. [65] O.K., ça va. Je n'ai pas besoin de cette
21 précision à moins que la Régie souhaite obtenir
22 cette révision, mais quant à moi, les précisions du
23 témoin me suffisent.

24 R. Bon, bien, je n'insisterai pas alors.

25 Q. [66] Alors, je vous remercie beaucoup.

1 LE PRÉSIDENT :

2 Donc, si vous le permettez, on va prendre une pause
3 de dix (10) minutes. Après ça, on reviendra avec
4 les questions au panel 1 de la Régie. Et si le
5 temps nous le permet, on le verra, on abordera le
6 panel 2, mais peut-être que ça ira en début
7 d'après-midi.

8 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

9 _____

10 LE PRÉSIDENT :

11 Nous reprenons. Est-ce que la Régie a des
12 questions?

13 Me MARILOU LEFRANÇOIS :

14 Bonjour aux membres du panel. Je n'aurai pas de
15 questions. Merci.

16 INTERROGÉS PAR LA FORMATION

17 M. SAMY GENNAOUI :

18 Q. [67] Madame la Greffière, est-ce que vous pourriez
19 sortir la pièce B-0006, s'il vous plaît? Bonjour
20 aux membres du panel. Merci pour votre présentation
21 ce matin. Ça a permis de répondre à beaucoup des
22 interrogations que j'avais, et probablement que
23 beaucoup de monde avait aussi. Et ma première
24 question - en attendant la pièce B-0006 - je
25 m'excuse tout de suite, c'est une question qui

1 vient un peu du champ gauche. C'est la première en
2 ordre chronologique selon les sujets qui seraient
3 abordés. Les autres vont être plus en lien avec ce
4 que vous avez présenté ce matin.

5 Mais la pièce B-0006, c'est une lettre de
6 Adam Stiers d'Enbridge Gas qui est adressée à
7 monsieur Tremblay. Et si on va au début de la
8 deuxième page, ça porte sur les efforts de
9 transition énergétique et du portefeuille
10 d'approvisionnement de gaz. Il est mention en
11 deuxième paragraphe, et là je vais citer :

12 The OEB recently issued a Decision and
13 Order granting Enbridge Gas permission
14 to establish a large volume RNG
15 voluntary program³ but denied the
16 Company's requested cost recovery
17 mechanism to use its small business
18 and residential customer base to
19 provide a financial backstop for RNG
20 purchases made for the voluntary
21 program.

22 Par rapport à ça, je me questionnais à savoir
23 l'incidence de cette décision-là ou l'incidence de
24 ce que ça a sur Enbridge Gas et l'incidence qui
25 pourrait être ensuite répercutée sur vos

1 approvisionnements de gaz, soit pour le tarif 200,
2 soit le gaz de GNT ou de GSR aussi. Et est-ce que
3 ça pourrait avoir éventuellement une incidence sur
4 votre fourniture de gaz et le coût?

5 M. JEAN-FRANÇOIS TREMBLAY :

6 R. Je ne vois pas d'impact. Est-ce qu'il aurait pu y
7 avoir des opportunités? Peut-être. Évidemment, les
8 opportunités n'existent plus, puis je m'explique.
9 On est au tarif 200. C'est évidemment Enbridge qui
10 fournit notre gaz naturel. C'était le cas
11 évidemment avant qu'on parle de gaz naturel de
12 sources renouvelables. Donc, l'ensemble de nos
13 approvisionnements se fait via le tarif 200,
14 incluant la molécule. Certains clients évidemment
15 s'approvisionnent pas eux-mêmes, mais doivent quand
16 même - sont assujettis quand même au tarif 200,
17 parce qu'on utilise le système d'Enbridge pour
18 amener le gaz dans la franchise.

19 Une des opportunités qu'on avait peut-être
20 vue, c'est que, comme vous savez, bien, on a des
21 obligations pour distribuer du gaz de sources
22 renouvelables selon le règlement, et, pour
23 l'instant, ces achats-là se font via nos équipes.
24 Demain, vous allez avoir Benoît Gratton, Samir qui
25 va être avec vous, qui s'occupe d'aller chercher

1 des contrats d'approvisionnement en gaz de sources
2 renouvelables.

3 Si l'OEB avait accepté qu'il y ait une
4 offre de gaz de sources renouvelables de RNG en
5 Ontario, on aurait pu - étant donné qu'on est un
6 client du tarif 200 - acheter du gaz de source
7 renouvelable via le tarif 200? Peut-être. Peut-être
8 pas. Peut-être qu'il ne l'aurait pas offert au
9 tarif 200, mais sinon, en tout cas, je ne vois pas
10 d'impact.

11 Q. [68] Merci. Mes autres questions sont plus en lien
12 avec votre présentation de ce matin. Donc, la
13 prochaine, j'inviterais maintenant la greffière à
14 présenter la pièce B-0148, à la page 13. Ce matin,
15 par rapport - il y a la question du découplage des
16 revenus de deux mille vingt-quatre (2024), ça
17 représente pour deux mille vingt-six (2026), plus
18 de deux pour cent (2 %) du revenu requis, et ça
19 découlait d'un manque à gagner de trois millions
20 (3 M), si je ne m'abuse, en deux mille vingt-quatre
21 (2024), qui est lissé de deux mille vingt-six
22 (2026) à deux mille vingt-huit (2028), puis je ne
23 sais pas si vous avez « scoopé » votre rapport
24 annuel, mais vous avez mentionné ce matin, un taux
25 de rendement de dix virgule quatre pour cent

1 (10,4 %) pour deux mille vingt-cinq (2025), qui
2 serait le premier trop-perçu depuis deux mille
3 vingt (2020). Donc, on doit s'attendre à ce qu'il
4 n'y ait pas de hausse significative du découplage
5 pour les années subséquentes, donc à partir de deux
6 mille vingt-sept (2027), qui proviendrait des
7 résultats de deux mille vingt-cinq (2025).

8 R. On regarde pour les chiffres, mais il y a un
9 découplage aussi au désavantage de la clientèle
10 pour deux mille vingt-cinq (2025). Donc, on
11 comprend que quand on vient calculer les trop-
12 perçus en fin d'année, on vient séparer le trop-
13 perçu ou le manque à gagner qui viendrait d'une
14 variation volumétrique. Donc, on est encore en
15 manque à gagner volumétrique pour deux mille vingt-
16 cinq (2025). Et là, on regarde le montant, là, j'ai
17 en tête sept cent mille dollars (700 000 \$), je
18 vous confirme dans quelques minutes. Mais,
19 évidemment, une fois appliqué, là, parce qu'on a
20 isolé l'effet volumétrique, on vient calculer le
21 trop-perçu qui, fondamentalement, vient de la
22 gestion des coûts. Parce qu'une fois qu'on a
23 éliminé l'effet volumétrique, qu'il soit en trop-
24 perçu ou en manque à gagner, ça c'est cent pour
25 cent (100 %) à la charge du client, ou au bénéfice

1 du client, là, selon. Et quand on parle qu'on a
2 fait une bonification de notre taux de rendement,
3 le dix point quatre pour cent (10,4 %) est après
4 partage, donc il y a une partie qui revient
5 évidemment à la clientèle, qui va venir compenser,
6 en tout ou en partie, la partie volumétrique du
7 découplage. O.K. Donc, la partie vraiment
8 découplage, c'est cinq cent soixante-quinze mille
9 dollars (575 000 \$).

10 Q. [69] C'est six fois moins que...

11 R. Qui est beaucoup moins élevé que le trois millions
12 (3 M), évidemment, de deux mille vingt-quatre
13 (2024), mais qui est quand même un montant à
14 recevoir de la clientèle. Mais, en contrepartie,
15 comme je vous dis, étant donné qu'on a généré des
16 gains au niveau de nos coûts, il y a une partie qui
17 est gardée à l'actionnaire en bonification du
18 rendement, mais selon le mode de partage, il y a
19 une partie qui va être remise à la clientèle aussi,
20 qui va venir compenser ce montant-là. Donc, j'ai
21 pas le chiffre en tête, là, mais probablement que
22 pour deux mille vingt-cinq (2025), l'impact ne sera
23 pas très grand quand on regarde découplage et
24 remise des trop-perçus, la partie clientèle. On
25 partage, là, soixante-quinze/vingt-cinq (75-25),

1 cinquante/cinquante (50-50), là, selon les points
2 de base.

3 Q. [70] Donc, l'interrogation que j'avais, c'est :
4 est-ce qu'il y a un risque que le deux virgule
5 trois pour cent (2,3 %) pour deux mille vingt-six
6 (2026) gonfle à quatre virgule six en deux mille
7 vingt-sept (2027), puis encore plus, donc la
8 réponse semble être « non »?

9 R. Évidemment, on va avoir le deux point trois pour
10 cent (2,3 %) l'an prochain aussi, puis dans trois
11 ans, mais on n'ajoute pas de montant important avec
12 les chiffres qu'on a pour deux mille vingt-cinq
13 (2025). On ne sera pas à quatre pour cent (4 %),
14 par exemple.

15 Q. [71] Merci beaucoup. Toujours dans les charges
16 d'exploitation, j'aimerais revenir sur - bien, vous
17 avez corrigé ou clarifié sur les calculs
18 d'indexation reliés à l'IPC. Si on va à la page 20
19 de votre présentation de ce matin, vous avez
20 expliqué qu'il y avait une coquille sur les calculs
21 de salaires ou sur l'indexation qui s'applique aux
22 salaires, et également sur l'indexation qui est
23 calculée à partir du taux de l'IPC. Je ne suis pas
24 certain d'avoir saisi toutes les explications de
25 matin. Je pense que j'ai une idée de l'origine

1 d'erreur initiale qui vous amenait à un virgule
2 trente-neuf pour cent (1,39 %) pour le calcul de
3 l'IPC entre février vingt vingt-quatre (2024) et
4 vingt vingt-cinq (2025). Est-ce que vous pouvez
5 clarifier c'est quoi l'origine de cette erreur-là
6 en fonction du tableau qui est projeté.

7 R. Donc, la coquille, ici, elle est vraiment qu'on
8 voit qu'il y a un « all-items » si on regarde,
9 c'est ça, la ligne qui est comme en vert, là. En
10 fait, cette donnée-là est suffisante.

11 Q. [72] Oui.

12 R. Elle inclut l'ensemble des sous-marchés ou des
13 sous-catégories. Ce n'est pas des marchés, là. Et
14 on aurait pu prendre uniquement la moyenne de tout
15 ce qui est à partir de « Food 5 » jusqu'à
16 « Services 9 ».

17 Mais même si on avait pris cette moyenne-
18 là, ça n'aurait pas été complet, parce qu'il y a
19 certains secteurs qu'il n'y a pas assez - ils ne
20 diffusent pas la donnée par sous-secteur, parce
21 qu'il n'y a pas assez d'entreprises ou, peu
22 importe, puis ça peut effectivement donner de
23 l'information sur certains marchés.

24 Ça fait que c'est pour ça qu'on avait
25 inclus le « all-items », mais en faisant ça, en

1 pensant corriger le fait qu'il manquait des sous-
2 catégories, bien, là, ce n'est pas bon non plus
3 parce que, là, tu inclus une moyenne avec d'autres
4 éléments. Tu fais comme une moyenne de moyenne. Ça
5 ne fonctionne pas.

6 Puis c'est vraiment en essayant de
7 reconstituer les chiffres de la FCEI, puis c'est
8 rare qu'on le dit publiquement, mais en équipe,
9 plus d'yeux, des fois, c'est aidant. Donc, en
10 essayant de reconstituer les chiffres de la FCEI,
11 pourquoi qu'ils n'arrivaient pas à la même chose?

12 Il y a un enjeu de dates, mais au-delà de
13 ça, c'est là qu'on a revu nos calculs, puis on
14 s'est rendu compte effectivement que la ligne
15 « All-items » par elle-même est suffisante, puis
16 là, on créait un biais, puis là, bien, évidemment,
17 si on corrige les salaires, il faut corriger l'IPC,
18 parce qu'on a été cohérent dans notre coquille.

19 Q. **[73]** O.K. C'est à peu près ce que j'avais compris.
20 Donc, je pense que Statistiques Canada fait le
21 « All-items » qui est une moyenne pondérée du
22 panier total de consommation. On pourra entendre
23 monsieur Gosselin plus tard cette semaine, s'il est
24 satisfait de vos explications.

25 Mais une sous-question, une deuxième

1 question. Je crois que c'est la deuxième année que
2 vous appliquez ça. La première année était pour
3 l'année deux mille vingt-cinq (2025). Est-ce
4 qu'après avoir découvert cette coquille-là pour la
5 projection pour deux mille vingt-six (2026), est-ce
6 que vous pensez que dans votre rapport annuel, vous
7 pourriez aussi avoir à corriger rétroactivement le
8 calcul paramétrique qui avait été fait pour
9 l'inflation?

10 R. Pour répondre à votre question, on a fait la même
11 coquille en deux mille vingt-cinq (2025). Laissez-
12 moi juste deux secondes, de mémoire, l'impact est
13 encore beaucoup plus faible - laissez-moi deux
14 secondes.

15 Ce qu'on pourrait vous proposer, c'est oui,
16 on a fait la même coquille l'an passé en deux mille
17 vingt-cinq (2025). Oui, je serais ouvert à faire
18 l'ajustement au rapport annuel. Normalement, ça
19 nous prend une décision, parce qu'au rapport
20 annuel, normalement, on applique les décisions de
21 la Régie. Ce qu'on pourrait faire, c'est prendre un
22 engagement. On pourrait vous le donner, c'était
23 point zéro cinq pour cent (0,05 %) d'écart. Donc,
24 très peu en pourcentage. On pourrait vous faire le
25 calcul en dollars. On pourrait remettre à jour la

1 pièce du dossier tarifaire deux mille vingt-cinq
2 (2025), vous montrer un peu comme la diapositive de
3 la page 21 de la présentation. Si c'était possible,
4 Madame la Greffière, d'aller à la diapositive
5 suivante, je crois. Donc, on pourrait vous faire en
6 engagement la même pièce, mais pour le dossier
7 tarifaire deux mille vingt-cinq (2025), vous
8 montrer l'avant et l'après avec la révision de la
9 coquille.

10 Q. [74] Ça va, l'engagement a été noté.

11 R. Donc, c'est l'engagement numéro 2?

12

13 E-2 (EGQ) : Mettre à jour le dossier tarifaire
14 2025, faire le calcul en dollars pour
15 montrer l'avant et l'après de la
16 révision du tableau
17 (Demandé par la Formation)

18

19 M. SAMY GENAOUI :

20 Q. [75] Je vous remercie. Et j'ai une dernière
21 question concernant le calcul de gaz perdu, puis je
22 sais que ça a été soulevé dans les DDR récemment,
23 puis si on revenait à la pièce B-109 à la page 4,
24 et je m'excuse, peut-être que ça a déjà été soulevé
25 dans des dossiers antérieurs. Mais on voit que pour

1 les années deux mille vingt (2020) à deux mille
2 vingt-quatre (2024), le pourcentage de gaz perdu
3 varie beaucoup d'une année à l'autre, ça fait qu'il
4 y a des écarts significatifs. Ça passe de trois
5 virgule zéro cinq (3,05) à deux mille vingt (2020),
6 ça descend à un virgule trente-trois pour cent
7 (1,33 %) en deux mille vingt-trois (2023), puis ça
8 a remonté à deux virgule quarante-six pour cent
9 (2,46 %) en deux mille vingt-quatre (2024). Est-ce
10 que vous êtes en mesure d'expliquer les variations
11 d'une année à l'autre? Et puis, la deuxième
12 question est : est-ce que le pourcentage moyen de
13 deux virgule dix-neuf pour cent (2,19 %) qui est
14 calculé en prenant la moyenne des cinq dernières
15 années, étant donné les écarts significatifs,
16 est-ce que la moyenne est réellement représentative
17 du gaz perdu à prévoir pour l'année prochaine?

18 M. JEAN-FRANÇOIS TREMBLAY :

19 R. Bien, au niveau de la projection basée sur une
20 moyenne cinq ans, je vous dirais que, t'sais, c'est
21 la méthodologie qui a été déterminée. Pour
22 l'instant, je considère que c'est la meilleure
23 méthodologie qu'on peut avoir. Oui, il y a beaucoup
24 de variations. C'est un calcul. Un calcul, c'est un
25 fait. Maintenant, de l'expliquer, c'est quand même

1 très difficile. On a déjà eu des comités de gaz
2 perdu pour quand on a des années, un petit peu
3 avant que j'arrive, à trois pour cent (3 %), là.
4 Effectivement, c'était des montants qui - des
5 pourcentages qui étaient très hauts pour essayer de
6 comprendre, d'expliquer puis d'agir. Mais je n'ai
7 pas beaucoup plus d'informations, je dirais, à vous
8 donner ce matin. Je constate que les chiffres sont
9 hauts. Vous avez posé une question qu'on a répondu
10 vendredi, là, comparer par rapport, admettons, à
11 Énergir, là, on voit qu'il y a des bonnes
12 différences.

13 Mais pour ce qui est du dossier tarifaire
14 au niveau de la projection, je dirais que la
15 moyenne, ça pourrait-tu être trois ans? Vu qu'il y
16 a beaucoup de variabilités, une moyenne cinq ans,
17 probablement donne une meilleure stabilité au
18 niveau de la projection, mais je n'ai pas une
19 meilleure boule de cristal que ça pour vous ce
20 matin.

21 Q. [76] Donc, votre comité sur le gaz perdu n'a pas
22 trouvé la source du problème de variabilité? C'est
23 le mieux que vous pouvez faire, j'imagine?

24 R. Disons, qu'on était une bonne tendance. Le comité
25 du gaz perdu, il n'était plus en place, là, puis

1 j'en ai reparlé, il y a déjà quelques semaines de
2 ça. Je n'ai pas le chiffre en tête pour deux mille
3 vingt-cinq (2025), là, mais ça s'est réamélioré un
4 petit peu, mais on reste quand même haut par
5 rapport à, admettons, deux mille vingt-deux (2022),
6 on voyait que ça c'était quand même amélioré. Et
7 là, évidemment, deux mille vingt-quatre (2024), on
8 a une hausse. Puis deux mille vingt-cinq (2025), on
9 reste quand même un petit peu plus élevé que deux
10 mille vingt-deux (2022), surtout vingt-trois (23),
11 assurément. Donc, c'est quelque chose qu'il faut se
12 repencher. Je sais qu'Enbridge, ils avaient aussi,
13 ils travaillaient sur un comité de gaz perdu, parce
14 qu'évidemment, les écarts peuvent venir aussi des
15 lectures qu'on a avec Enbridge quand on prend
16 possession du gaz, là. Donc, ce n'est pas
17 nécessairement dans notre système. Ça peut être
18 aussi au niveau de la comptabilisation du gaz
19 qu'on reçoit le gaz avec Enbridge. Et je n'ai pas
20 d'informations, ce matin, plus d'informations sur
21 ce comité-là d'Enbridge. Je vous dirais que ça n'a
22 pas été ma plus grande préoccupation dans les
23 dernières semaines. Mais c'est quelque chose que je
24 constate pour deux mille vingt-quatre (2024), puis
25 je vois que deux mille vingt-cinq (2025), on a

1 quand même un gaz perdu qui est assez élevé. On
2 essaie de voir si on a les chiffres avec nous. Mais
3 on est en train de finaliser le rapport annuel,
4 mais c'est haut.

5 Q. [77] Parfait. Je vous remercie. Je n'ai pas
6 d'autres questions.

7 Mme SYLVIE DURAND :

8 Q. [78] Bonjour. Moi aussi j'aurai quelques questions.
9 D'abord, je vous remercie pour votre présentation,
10 pour votre mise en contexte. C'était très
11 instructif. Surtout, moi, c'est la première fois
12 que je fais un dossier avec EGQ, puis le contexte
13 québécois n'est pas le même que celui d'Énergir.

14 Alors juste pour la toile de fond que vous
15 avez bien mise, là, j'ai retenu l'oeil de
16 l'ouragan. On est à peu près là. Il y a un paquet
17 d'affaires, de changements de réglementation qui
18 s'en viennent, pour lesquelles vous n'avez pas de
19 confirmation. Mais juste pour dégager une tendance
20 à moyen long terme, là, si le Règlement va dans le
21 sens auquel vous l'attendez, est-ce que vous vous
22 prévoyez à moyen, à long terme une décroissance
23 importante des consommations puis du nombre de
24 clients chez EGQ, là?

25 Je pense notamment à Énergir qui prévoit

1 une décroissance à peu près de cinquante pour cent
2 (50%) d'ici deux mille cinquante (2050). Est-ce que
3 vous êtes dans ces eaux-là ou ce n'est pas du tout
4 la même chose?

5 R. Bien, peut-être les prendre par marché, là. Le
6 résidentiel évidemment, c'est là où est-ce qu'on a
7 le plus de nombres de clients. Au niveau de la
8 croissance dans les prochaines années, on la voit
9 très faible, voire inexistante. Donc, c'est sûr
10 qu'on perd quand même des clients à chaque année.
11 Avant, on en avait des nouveaux, puis on perdait
12 des clients, donc on était capable d'avoir une
13 certaine croissance. Il n'y aura probablement pas
14 de croissance « résidentiel » en nombre de clients
15 dans les prochaines années. Est-ce qu'il pourrait y
16 avoir une légère baisse? Probablement. Parce qu'on
17 ne sera pas en mesure de compenser les pertes par
18 des ajouts de clients. Donc, il devrait y avoir une
19 baisse. Est-ce que cette perte de clientèle
20 pourrait s'accélérer en nombre, notamment en raison
21 de la transition énergétique, des gens qui veulent
22 électrifier les bâtiments? C'est possible.

23 Nous, notre plan c'est de les garder, de
24 garder le client connecté sur le système gazier. En
25 l'ayant comme client, on est capable quand même de

1 récupérer des coûts. Puis c'est ce qu'on veut,
2 parce qu'évidemment, si on perd le consommateur, il
3 n'est plus raccordé au système. Bien, on va
4 récupérer nos coûts, mais sur les clients qui
5 demeurent sur le système, donc là ça fait une
6 pression à la hausse sur les tarifs des clients qui
7 demeurent sur le système.

8 Donc, c'est sûr que nous on vend beaucoup
9 la transition énergétique, on veut minimiser les
10 coûts pour la clientèle. Pourquoi ne pas utiliser
11 des infrastructures qui existent? Parce qu'il y a
12 aussi le « pas dans ma cour ». Donc, les gens sont
13 pour les nouvelles énergies, mais ne veulent pas de
14 lignes de transport, ils ne veulent pas de
15 production éolienne, donc dans leur cour.

16 Donc, utiliser une infrastructure
17 existante, on considère que c'est quelque chose qui
18 est qui est très logique et cohérent. L'idée ici,
19 c'est en utilisant notre réseau existant, notamment
20 en faisant de l'efficacité énergétique, la
21 biénergie, introduire du gaz de source renouvelable
22 en maintenant le client sur le réseau gazier, bien
23 évidemment, on va avoir une baisse volumétrique.
24 Là, elle est de quelle ampleur? C'est difficile
25 pour moi de me positionner à cette étape-ci.

1 Évidemment, avec la PGIRE, avec le plan
2 d'approvisionnement dix (10) ans on va avoir un
3 meilleur outil pour regarder le futur. Mais c'est
4 sûr qu'il va y avoir une baisse volumétrique. On la
5 voit déjà, on la sent. Elle va se poursuivre. Mais
6 si je peux garder le client sur le système, puis je
7 m'en vais vers une tarification qui est plus fixe,
8 je devrais être en mesure de quand même bien
9 récupérer mes coûts puis d'avoir une équité entre
10 les différents clients puis entre les différentes
11 classes tarifaires.

12 Dans le commercial, on voit quand même une
13 croissance qui existe encore, on voit qu'il y a
14 quand même encore des nouvelles entreprises, du
15 commercial, et on voit qu'on a quand même des
16 ajouts de clients. Maintenant en volume, bien, on
17 risque de vivre un peu le même phénomène. T'sais,
18 on va probablement avoir une baisse volumétrique
19 aussi par de l'efficacité énergétique, biénergie,
20 gaz naturel de source renouvelable. Les volumes
21 demeurent, mais évidemment, ils sont décarbonés ou
22 ils sont... leur empreinte au niveau des gaz à
23 effet de serre évidemment n'est pas la même.

24 L'industriel, ça, c'est très, très
25 difficile. On le voit, on a certains clients, on

1 parle de deux, trois clients qui peuvent consommer
2 vraiment beaucoup plus d'une année à l'autre. Il y
3 a beaucoup de gens qui nous contactent, les centres
4 de données qui veulent utiliser le gaz naturel pour
5 produire leur propre électricité parce
6 qu'évidemment, Hydro-Québec n'est pas capable de
7 leur fournir. Pour l'instant, c'est sur papier. Ou
8 en fait, ce n'est même pas sur papier, c'est du
9 verbal. Mais est-ce que ça pourrait se concrétiser?
10 On peut parler d'un centre de données, ça pourrait
11 être des dizaines de millions de mètres cubes, là.

12 Ça fait que c'est sûr que ça, en termes de
13 volume, si ça se concrétisait puis que les gens se
14 mettaient à produire de l'électricité avec du gaz
15 naturel ou du gaz naturel de source renouvelable,
16 bien là c'est sûr que... en termes volumétrique, en
17 termes de clients, on parle de peu de clients, là,
18 mais en termes volumétrique, ça pourrait avoir un
19 impact majeur sur notre système gazier. Puis même
20 jusqu'à avoir des enjeux de capacité, là, si jamais
21 ces clients-là se présentaient.

22 Mais je n'ai rien devant vous pour vous
23 dire qu'en deux mille vingt-huit/deux mille trente
24 (2028-2030), j'ai un grand client de signé qui va
25 consommer vingt millions de mètres cubes (20 Mm3).

1 Ça reste des discussions verbales, là, avec des
2 chambres de commerce, puis des clients.

3 Q. [79] Et quand vous parlez des enjeux de capacité,
4 vous parlez des enjeux de capacité de transport?

5 R. Non, vraiment sur le réseau de distribution, là...

6 Q. [80] O.K.

7 R. ... de l'Outaouais, là. T'sais, si on avait un ou
8 deux ou trois grands clients qui venaient
9 s'installer, on pourrait avoir des enjeux de
10 capacité.

11 Q. [81] O.K.

12 R. Juste le nouvel hôpital qui est prévu, là, bon,
13 évidemment, toujours repoussé, mais ils parlent de
14 deux mille trente et un (2031) ou trente-deux
15 (2032), de mémoire, en tout cas, on parle plus loin
16 que deux mille trente (2030), étant donné qu'il
17 n'est pas dans le même secteur qu'il est
18 actuellement, méga hôpital, ça va probablement nous
19 demander, oui, de raccorder, ils vont avoir besoin
20 du gaz. Au début, ils voulaient ne pas avoir de gaz
21 naturel. La réalité les rattrape. Donc, ils vont
22 avoir quand même besoin de gaz naturel. Puis c'est
23 quand même des gros volumes, donc ça va nous
24 demander de probablement renforcer certains
25 secteurs dans notre réseau gazier. On viendra vous

1 voir avec une demande d'investissement en ce sens-
2 là éventuellement, là. Mais c'est des éléments
3 comme ça, donc ça peut être client, mais avec des
4 volumes importants, peut effectivement demander des
5 améliorations, du renforcement, du bouclage sur
6 notre système gazier.

7 Q. [82] Mais vous n'avez pas d'enjeu, là, avec le
8 tarif 200 de capacité de transport?

9 R. Non. Il y a des investissements qui vont se faire
10 sur ce qu'ils appellent la conduite Saint-Laurent,
11 qui est la conduite importante qui est en Ontario,
12 là, en gros, Ottawa City Gate, qui amène le gaz
13 naturel à Niagara, qui traverse la rivière de
14 l'Outaouais. Ça, il y a des investissements qui ont
15 déjà été approuvés par l'OEB, qui doivent être en
16 train d'être faits pour modifier la conduite. C'est
17 une conduite qui était très vieillissante, ça fait
18 qu'à partir de ça, on va être capable d'avoir... la
19 capacité va être au rendez-vous. Niagara va devoir
20 aussi faire certains investissements, ça c'est le
21 bout de tuyau qui traverse le Québec puis
22 l'Ontario, donc sous juridiction fédérale.

23 Donc, ces investissements-là se font, pas
24 uniquement pour nous, là, évidemment. Mais Niagara,
25 oui, mais pour ce qui est de Saint-Laurent, c'est

1 aussi pour les besoins d'Ottawa. Donc, à moins
2 vraiment d'un client majeur, je vous dirais qu'il
3 ne devrait pas y avoir d'enjeu, là, mais je me
4 garde toujours une petite réserve, on ne sait
5 jamais qu'est-ce qui pourrait arriver, mais ce
6 n'est pas dans les cartons, là.

7 Q. [83] Maintenant, je vais passer au gaz perdu. Si on
8 pouvait regarder, Madame la Greffière, la page 13
9 de la présentation de ce matin. Merci. On voit, il
10 y a une ligne « Stabilisation de température et gaz
11 perdu », qui est une hausse... qui explique deux
12 point huit pour cent (2,8 %) de la hausse
13 tarifaire. Est-ce que je comprends bien que cette
14 augmentation-là est principalement dû au gaz perdu?
15 M. ROCH CHARLEBOIS-GOUGEON :

16 R. Donc, non, majoritairement, c'est en lien avec la
17 normalisation pour la récupération des années plus
18 chaudes qu'on a eues, là, au niveau vingt vingt-
19 trois (2023) et vingt vingt-quatre (2024), là.

20 Q. [84] O.K. Êtes-vous capable de nous dire le
21 pourcentage attribuable au gaz perdu?

22 R. Sur le montant d'un point neuf million (1,9 M\$) ou
23 deux millions (2 M\$), on parle d'à peu près quatre
24 cent mille dollars (400 000 \$). Donc, on parle
25 d'environ vingt pour cent (20 %), si je ne me

1 trompe pas dans mes calculs.

2 Q. [85] O.K., merci. Pour continuer, Madame la
3 Greffière, est-ce qu'on pourrait afficher la pièce
4 B-0138, s'il vous plaît, à la page 9, la dernière
5 page?

6 Évidemment, vous l'avez mentionné, Monsieur
7 Tremblay, quand on compare les taux de gaz perdu
8 avec ceux d'EGQ, c'est quand même beaucoup plus,
9 beaucoup plus impressionnant. Là, je comprends que
10 vous n'avez pas encore trouvé la cause de ça. Puis
11 rappelez-moi, je sais qu'Énergir a déjà eu, à un
12 moment donné, un problème de gaz perdu qui, de
13 toute évidence, l'ont réglé parce qu'on voit que
14 l'écart entre le réel puis le dossier tarifaire
15 n'est pas si grand que ça, puis les taux de gaz
16 perdu sont beaucoup mieux contenus. Est-ce que vous
17 étiez chez Énergir quand ils ont fait ces
18 investigations-là?

19 R. Oui, j'y étais. Je connais qu'il y a eu des comités
20 gaz perdu, mais je n'ai jamais participé, je n'ai
21 jamais piloté. On ne peut jamais contenir le gaz
22 perdu. Il faut toujours en avoir. Donc, là, ici, on
23 parle vraiment d'essayer de minimiser le gaz perdu.

24 Peut-être juste pour préciser aussi. Quand
25 on parle d'impact. Au niveau, tantôt, on essayait

1 de séparer le montant de la température. C'est
2 uniquement l'écart entre ce qui est prévu au
3 dossier tarifaire et le gaz perdu réel qui est mis
4 dans un compte de frais reportés qui est récupéré
5 et remis via l'ajustement qu'on voyait ici. Donc,
6 étant donné qu'on fait une prévision, bien,
7 évidemment, c'est juste l'écart - puis on voulait
8 juste le préciser - qui va... soit en plus ou en
9 moins. On voit qu'en deux mille vingt-trois (2023),
10 la prévision était à un virgule cinquante-huit
11 (1,58 %), le réel est à un virgule trente-trois
12 (1,33 %). Donc, c'est cet écart-là qu'on met dans
13 le compte de frais reportés, qu'on récupère ou
14 qu'on remet de la clientèle...

15 Q. [86] Absolument.

16 R. ... plus tard.

17 Q. [87] Donc, il y a l'écart, mais il y a aussi le
18 niveau de pourcentage, le pourcentage de gaz perdu
19 qui est quand même assez élevé. Quand on voit trois
20 point zéro cinq (3,05 %), deux quarante-six
21 (2,46 %), deux trente-deux (2,32 %), c'est quand
22 même... il y a des coûts associés à ça à chaque
23 année. Est-ce que vous ne considérez pas...

24 Puis, bon, le gaz perdu, c'est souvent des
25 erreurs de mesurage entre les compteurs d'Enbridge

1 puis les vôtres ou des émissions fugitives. Il n'y
2 a pas de fantôme, là. Il y a des raisons techniques
3 souvent qui peuvent expliquer ça. Est-ce que vous
4 jugez qu'il pourrait être opportun dans les
5 prochains dossiers à venir d'approfondir, d'avoir
6 un comité pour vraiment comprendre? Bien, il y a
7 l'erreur de prévision, mais il y a surtout le
8 niveau de gaz perdu constaté à chaque année.

9 R. Bien, je ne m'engagerais pas nécessairement sur le
10 moyen, est-ce que c'est un comité ou autre, mais je
11 constate qu'il est effectivement très haut. Je
12 constate aussi qu'en deux mille vingt-trois (2023),
13 on était quand même entré dans une zone qui était
14 plus raisonnable à un point trente-trois (1,33 %).
15 Est-ce qu'on peut toujours faire mieux? À un
16 moment, c'est une question de coûts de réduire
17 versus l'impact que ça peut avoir.

18 Quand les prix du gaz naturel sont plus
19 bas, évidemment moins d'impact que quand les prix
20 du gaz naturel sont plus élevés. D'ailleurs, chez
21 Énergir, ce qui avait un peu allumé la flamme à
22 l'époque, c'était que les prix du gaz étaient quand
23 même élevés. Ça fait que le coût du gaz perdu
24 augmente aussi, là, pour le même pourcentage.

25 Mais je constate comme vous que deux mille

1 vingt-quatre (2024), là, ça avait quand même
2 remonté beaucoup. Est-ce que c'était une seule
3 année, puis qu'il n'y avait pas à s'inquiéter, que
4 ça allait se rééquilibrer? Bien, là, je constate
5 qu'en deux mille vingt-cinq (2025), on est quand
6 même mieux, mais on est quand même encore plus haut
7 qu'en deux mille vingt-trois (2023). Donc, c'est
8 pour ça qu'il y a déjà plusieurs semaines, là, que
9 j'ai demandé à ce qu'on regarde le sujet à nouveau,
10 puis qu'on s'y penche pour essayer de voir si on
11 peut trouver une des raisons, puis évidemment
12 prendre action sur les différentes raisons, là.
13 Mais ce n'est pas une raison, là, t'sais. C'est
14 souvent un paquet de petites choses, ce qui rend la
15 chose complexe chez Énergir - à l'époque qui avait
16 mis... une espèce de championne du gaz perdu.

17 Q. [88] Oui, ça avait été tout un événement.

18 R. Ça avait été tout un dossier, là, ça fait que...

19 Q. [89] Maintenant, je vais passer à la biénergie. Je
20 comprends que vous vous êtes quand même un peu
21 inspiré de ce qui se passe chez Énergir pour faire
22 vos prévisions. En fait, c'est que la biénergie, ça
23 ne lève pas tant que ça chez Énergir. Mais vos
24 prévisions sont quand même optimistes, là.
25 Peut-être qu'il y a des raisons qui fait en sorte

1 que chez EGQ, ça pourrait être plus populaire que
2 chez Énergir. Est-ce que vous... vous avez une
3 opinion là-dessus?

4 R. Tout est une question de perspective, là. Je vous
5 dirais que chez Énergir, si on parle de
6 résidentiel...

7 Q. [90] Oui, oui, absolument.

8 R. ... est-ce qu'ils sont en retard par rapport aux
9 objectifs qu'ils s'étaient donnés, oui. Mais eux,
10 ils considèrent évidemment que ça fonctionne très
11 bien, la biénergie dans le résidentiel. C'est plus
12 la projection qui avait été très optimiste en ne
13 tenant pas compte, justement, de la courbe
14 d'apprentissage, puis évidemment d'avoir une courbe
15 un peu plus asymptotique. Donc, quand ils ont fait
16 les projections avec Énergir et Hydro-Québec,
17 t'sais, ils ont fait une courbe quand même assez
18 linéaire.

19 Quand que nous on s'est assis avec
20 Hydro-Québec, bon, ils avaient déjà appris que le
21 lancement et le démarrage étaient beaucoup plus
22 conservateurs que ce qu'ils avaient mis comme
23 projections. Et on en a tenu compte dans nos
24 courbes. Donc, pour moi, ça, ça me rassure. Pour
25 l'instant, ce qui créait les retards, c'était plus

1 le lancement. Ça fait que là, à partir du moment où
2 est-ce que la biénergie était lancée... Moi,
3 personnellement, je suis encore confiant que notre
4 courbe qu'on a tracée avec Hydro-Québec où est-ce
5 qu'on avait un départ quand même assez conservateur
6 avec une augmentation dans les années subséquentes,
7 moi, je suis encore confiant que cette courbe-là
8 est somme toute raisonnable.

9 Puis quand on regarde la progression
10 d'Énergir, comme je vous dis, ils étaient
11 optimistes par rapport à leurs projections, mais
12 quand on regarde la croissance qu'ils ont
13 actuellement à chaque mois, à chaque année, on voit
14 cette courbe-là qui augmente. Puis la biénergie est
15 de plus en plus populaire, en tout cas, dans le
16 résidentiel. Commercial, institutionnel, là,
17 beaucoup plus difficile, puis c'est peut-être un
18 autre. Mais on n'a pas beaucoup de... c'est
19 quelques clients par année en biénergie
20 commerciale.

21 Donc, on va commencer par le lancer, puis
22 on pourra voir. Puis pour rattraper deux mille
23 vingt-cinq (2025), est-ce que je vais être capable
24 de rattraper deux mille vingt-cinq (2025),
25 vingt-six (26)? C'est peut-être optimiste. Mais je

1 vous dis que je devrais être capable de faire mieux
2 que ma projection deux mille vingt-six (2026),
3 malgré que j'aie un retard. Parce que comme je vous
4 dis, j'avais quand même beaucoup de clients qui
5 étaient sur une liste d'attente. En espérant qu'on
6 puisse en convertir le plus possible.

7 Q. [91] Parce que, bon, vous dites, la biénergie, on
8 prévoit, là, quand même, Hydro-Québec donne une
9 contribution qui équivaut à peu près à
10 quatre-vingts pour cent (80 %) du revenu des
11 clients qui est projeté dans le cadre du dossier
12 tarifaire. Et donc, là, dites-moi si je me trompe,
13 mais vous projetez dans le dossier tarifaire cette
14 contribution-là, ce qui a pour effet de réduire les
15 tarifs des clients. Et puis si, en fin d'année, la
16 prévision de vente que vous avez anticipée, elle
17 était surestimée, donc il y a moins de clients qui
18 se convertissent, ça veut dire que vous avez mis,
19 vous avez projeté des revenus de la part d'Hydro
20 dans vos tarifs qui n'ont pas été versés par Hydro.

21 Donc, en fin d'année, pour venir compenser
22 ça, bien, vous devez aller percevoir ces revenus-là
23 dans les dossiers tarifaires subséquents. Ça génère
24 un manque à gagner parce que... Je ne sais pas si
25 vous me suivez, là. Donc, ça génère un manque à

1 gagner qui viendrait s'ajouter déjà au manque à
2 gagner des mécanismes de « découpling ». Donc, on
3 commence à empiler « découpling » de l'année 1,
4 « découpling » de l'année 2. Puis on pourrait
5 rajouter à ça un potentiel manque à gagner du fait
6 d'une erreur de prévision dans la bioénergie, là.

7 Donc, est-ce qu'on n'est pas... est-ce que
8 ça ne pourrait pas faire en sorte qu'on... étant
9 donné que c'est... le manque à gagner
10 « découpling » est sur trois ans... Celui de la
11 biénergie, je ne sais pas, est-ce qu'il est aussi
12 sur trois ans, amorti sur trois ans ou sur une
13 année?

14 R. Bien là, le découplage, la règle c'est un an. À
15 moins...

16 Q. **[92]** Les découplage est... Ah, O.K.

17 R. la règle c'est un an, à moins qu'on a un montant
18 trop gros. Et là, on fait une demande particulière.
19 Ce qu'on fait évidemment cette année, parce que le
20 montant du découplage de deux mille vingt-quatre
21 (2024) était de trois millions (3 M). Normalement,
22 on aurait dû l'amortir un an. C'est ce qu'on avait
23 proposé, c'est ce qui a été accepté par la Régie.
24 Mais évidemment, on avait aussi convenu que, si le
25 montant, ça avait un impact tarifaire important, de

1 récupérer le découplage sur un an, qu'on
2 proposerait une règle particulière. Donc, c'est ce
3 qu'on fait cette année pour l'amortir trois ans
4 étant donné que le montant est important. L'année
5 prochaine, toutes choses étant égales, c'est cinq,
6 cent mille (5-600 000). Probablement qu'on ne vous
7 proposera pas de l'amortir trois ans, mais ça va
8 être un an. Mais on verra en fonction de l'ensemble
9 du dossier.

10 Fait que pour votre question, peut-être
11 juste me laisser deux secondes parler à mes
12 collègues. O.K. Mais en mode prévisionnel,
13 évidemment que ça... mettons pour la bioénergie, si
14 on reste sur la biénergie, on fait une prévision,
15 ça réduit les volumes. Toutes choses étant égales,
16 ça augmente les tarifs. Étant donné qu'on a une
17 compensation, on fait une projection de la
18 compensation. Cette hausse tarifaire là est moins
19 grande. Donc, ça ne vient pas baisser les tarifs,
20 ça vient faire en sorte que la hausse tarifaire est
21 moins importante que si on n'avait pas la
22 compensation. Ça, c'est en mode budgétaire.

23 En mode réel, en fin d'année, si je n'ai eu
24 aucun participant bioénergie, ce qui va être le cas
25 en deux mille vingt cinq deux mille vingt-cinq

1 (2025) parce qu'on ne l'a pas lancé en deux mille
2 vingt-cinq (2025), donc je n'ai pas de participants
3 biénergie, Hydro-Québec ne m'a pas versé de
4 compensation. Donc, en termes de revenus générés
5 par Hydro, on va l'appeler comme ça, c'est zéro.
6 Par contre, ces clients-là, j'avais prévu une
7 baisse volumétrique, je n'ai pas eu de baisse
8 volumétrique et par le « découpling », l'ensemble
9 des volumes et des revenus qui en découlent,
10 évidemment dans ce cas-là vont être captés par le
11 compte de découplage. Si on regardait juste
12 isolément la bioénergie, les sommes seraient
13 remises au client, parce qu'évidemment mes tarifs
14 étaient trop élevés par rapport à la projection. On
15 parle quand même uniquement d'un vingt pour cent
16 (20 %) équivalent, parce qu'Hydro-Québec compense
17 quatre vingts pour cent (80 %) en mode
18 prévisionnel. C'est sûr que si en fin d'année, je
19 n'ai pas eu de participants, je n'ai pas eu de
20 compensation, mais je n'ai pas eu de pertes
21 volumétriques non plus, donc j'ai fait des revenus
22 en trop que je vais remettre à la clientèle.

23 Q. [93] En fait, vous répondez à mon autre question.
24 Je vais relire votre réponse, mais ça répond à ma
25 question, c'est qu'aussi ce que je constate, c'est

1 que le mécanisme de découplage, il s'ajoute à la
2 mécanique de la biénergie. Donc, il faut...

3 R. Bien en fait...

4 Q. [94] ... il faut que je réfléchisse, Ça fait pas
5 mal de couches, là.

6 R. Oui, là, j'essaie de voir c'était quoi... mais
7 peut-être aller voir il y a, je pense, il y a deux
8 ans, quand on a fait la demande à la Régie pour le
9 contrat bioénergie, la Régie a approuvé aussi la
10 mécanique. Puis, si on n'avait pas eu le
11 découplage, il aurait fallu mettre un compte ou un
12 compte d'écart additionnel pour la biénergie. Parce
13 qu'il aurait fallu effectivement que j'aie
14 chercher mes écarts, puis que je puisse les
15 récupérer ou les remettre à la clientèle, un peu
16 comme l'efficacité énergétique.

17 T'sais, on fait une projection, on fait des
18 budgets. Je ne fais pas de gain... je ne fais pas
19 de gain de productivité ou de trop-perçu parce que
20 j'ai dépensé moins en efficacité énergétique que
21 les budgets autorisés, t'sais. On a des comptes
22 d'écart pour remettre ou récupérer l'argent des
23 clients, mais vu qu'on avait le « decoupling », que
24 la Régie avait approuvé le « decoupling », mais on
25 n'a pas eu besoin de créer un deuxième véhicule

1 pour capter cet écart-là parce qu'automatiquement,
2 que ce soit parce qu'on a un écart de prévision
3 biénergie, efficacité énergétique, on a prévu un
4 volume industriel de deux millions (2 M)
5 additionnel qui ne se matérialise pas. Tous les
6 écarts volumétriques par le « decoupling » sont...
7 bien, c'est cent pour cent (100 %) client. Donc,
8 ils ne viennent pas affecter les trop-perçus,
9 manques à gagner à l'actionnaire puisqu'on remet au
10 client par la formule de partage, le mode de
11 partage. Donc, on n'a pas eu à créer un véhicule
12 additionnel parce qu'on avait déjà le
13 « decoupling ».

14 Par contre, on avait dit à la Régie, parce
15 que les demandes étaient en simultané, on avait
16 dit : « Si vous n'approuvez pas le "decoupling" -
17 pour différentes, bonnes et mauvaises raisons -
18 vous allez devoir mettre en place un compte de
19 frais reportés pour récupérer ou mettre les sommes
20 des écarts pour la biénergie entre la prévision
21 puis le réel. » Qui inclut la compensation d'Hydro
22 aussi.

23 Q. [95] O.K. Merci. Je vais passer maintenant à la
24 prévision de la demande. J'avoue que j'ai été très
25 surprise de voir qu'EGQ ne faisait pas toujours son

1 rendement depuis deux mille vingt (2020). Je pense
2 qu'il l'avait fait une fois. Là, on apprend qu'en
3 deux mille vingt-cinq (2025) il va le faire. J'ai
4 bien entendu ce matin votre présentation sur le
5 fait qu'EGQ n'a pas de modèle économétrique pour
6 faire la prévision de la demande.

7 Bon. Vous avez expliqué aussi comment ça
8 fonctionne pour l'industriel. Je ne sais pas
9 jusqu'à quel point ces erreurs de prévision là
10 qu'on a vues, là, que vous avez bien montrées dans
11 votre présentation ce matin, là, jusqu'à quel point
12 l'erreur de prévision de la demande explique la
13 non-atteinte du rendement par EGQ, parce que, bon,
14 dans votre présentation ce matin, on voit les
15 écarts entre la prévision puis le réel au niveau du
16 résidentiel puis de...

17 Alors c'est ça ma question. C'est, dans la
18 mesure où... En tout cas, d'abord, est-ce que ça
19 explique, cette erreur de prévision de la demande
20 là, une bonne partie du fait que, avant qu'EGQ ait
21 le mécanisme de « decoupling », disons, qu'il n'ait
22 pas fait son rendement?

23 R. Écoutez, je n'ai pas malheureusement en tête
24 l'ensemble des différents dossiers de deux mille
25 vingt (2020) à aujourd'hui en termes de... pourquoi

1 les rendements n'ont pas été réalisés, le rendement
2 autorisé par la Régie. Évidemment, il peut y avoir
3 différentes raisons, autant au niveau volumétrique
4 qu'au niveau des coûts, la gestion de nos
5 différents coûts.

6 T'sais, si on regarde, en deux mille vingt-
7 deux (2022), on n'a pas fait notre taux de
8 rendement autorisé. Puis on voit quand même dans la
9 présentation qu'on a faite ce matin qu'on est,
10 autant dans le résidentiel qu'au commercial, on a
11 plus de volumes que ce qu'on avait budgeté à la
12 cause tarifaire. Donc, assurément, cette année-là
13 deux mille vingt-deux (2022), c'est d'autres
14 raisons. C'est la gestion des coûts.

15 Pour deux mille vingt-quatre (2024), on
16 avait le « découplage ». Donc, ça éliminait l'effet
17 volumétrique, qu'on regardait tantôt avec l'ACEFO,
18 je crois. En tout cas. On voyait quand même qu'il y
19 avait des écarts importants. Même en neutralisant
20 l'effet du « découplage », on n'a pas fait notre
21 taux de rendement. Et ça s'expliquait vraiment au
22 niveau des coûts.

23 Q. [96] Mais vous convenez avec moi que, dans
24 l'exercice tarifaire qui est fait, la prévision de
25 la demande, c'est fondamental, c'est une donnée,

1 c'est une unité de base qui permet de fixer les
2 approvisionnements, les taux des tarifs, les
3 revenus de l'entreprise, l'atteinte du rendement.
4 C'est quand même une donnée, je dirais,
5 fondamentale et centrale de l'exercice que nous
6 faisons actuellement.

7 Est-ce que vous ne pensez pas que ça
8 pourrait être rentable pour EGQ de mettre en place
9 - je parle pour le résidentiel puis le commercial,
10 un modèle économétrique de la prévision de la
11 demande qui pourrait garantir... on s'entend, les
12 modèles de prévision, ce n'est pas pour arriver
13 pile, mais au moins des plus puis des moins, là, en
14 moyenne, on vise un peu plus, un peu moins - mais
15 une prévision centrée plutôt que, comme on a vu les
16 dernières années, elle était plutôt surestimée?

17 R. Je suis d'accord avec vous que, dans l'exercice,
18 là, la prévision des volumes, dans l'exercice de
19 fixation des tarifs puis l'exercice volumétrique,
20 est importante. C'est pour ça, tantôt je disais,
21 même avec un mécanisme de découplage, ce n'est pas
22 parce que les écarts sont cent pour cent (100 %) à
23 la charge des clients, que ça enlève l'importance
24 de l'exercice de la fixation des tarifs, parce que
25 ça doit mener à des tarifs qui sont juste et

1 raisonnables. Je suis à la même place que vous à
2 cet égard-là, je crois.

3 Maintenant, est-ce qu'on est capable...
4 Puis je ne m'engagerais pas sur un modèle
5 économétrique. Moi ce que j'engage, puis ce que je
6 vous ai dit tantôt, c'est d'améliorer notre
7 projection, améliorer notre projection aussi
8 multiannée, on va avoir un plan d'approvisionnement
9 de dix ans. Donc, oui, aux fins tarifaires, c'est
10 la première année qui est importante. Mais quand
11 même, au niveau d'avoir une vision plus que juste
12 de nos approvisionnements, mais de la
13 décarbonation, on va vouloir avoir la meilleure
14 prévision possible.

15 Est-ce que de mettre en place des
16 améliorations à la prévision en tenant compte, oui
17 peut-être de modèle économétrique, ça reste à voir.
18 Je ne m'engagerai pas sur le moyen. Mais c'est
19 quelque chose qu'il va falloir travailler avec nos
20 équipes. Puis c'est quelque chose pour moi qui est
21 important. On a fait des petites améliorations
22 résidentielles. Puis est-ce qu'on peut améliorer le
23 commercial, le résidentiel au niveau de nos
24 prévisions?

25 Ça fait qu'on regarde les différentes

1 années dans les données qu'on avait dans la
2 présentation. On pourra y revenir plus tard si vous
3 voulez. Mais les écarts sont quand même somme toute
4 raisonnables, mais on a vraiment eu deux mille
5 vingt-trois (2023) puis deux mille vingt-quatre
6 (2024) qui étaient deux dossiers tarifaires en un
7 où est-ce que, là, on a eu vraiment des écarts très
8 importants.

9 C'est d'ailleurs un des éléments qu'on
10 avait plaidé pour 48.1. C'était de pouvoir mettre à
11 jour notre prévision volumétrique à chaque année à
12 l'année 2 et 3 aussi, parce que, justement, on
13 voulait avoir la meilleure projection possible.
14 C'est sûr que si tu fixes les tarifs trois ans
15 d'avance ou tu fixes les volumes trois ans
16 d'avance, bien, l'année 2 et 3, tu risques d'avoir
17 une plus grande variation.

18 Maintenant est-ce que... Il faut juste se
19 ramener à la grosseur de Gazifère... d'Enbridge Gaz
20 Québec... Chez Énergir, j'entendais ce matin,
21 j'étais en charge de la prévision de la demande, il
22 y avait une équipe de quatre personnes avec moi,
23 c'était cinq, on ne peut pas se permettre ça non
24 plus. Ça fait que, t'sais, est-ce que je suis
25 capable avec une personne qui va faire ça vingt

1 pour cent (20 %) de son temps d'améliorer le
2 modèle? Oui, je m'engage, mais dans la mesure du
3 raisonnable aussi.

4 Q. [97] Ou de prendre un modèle existant qui... Et
5 puis c'est sûr que, dans le contexte où il n'existe
6 pas de modèle économétrique de prévision de la
7 demande, est-ce que vous considérez que... Puis,
8 là, je sais que ça ne fait pas longtemps que le
9 mécanisme de découplage est en place, mais est-ce
10 que vous considérez que, ça, c'est un atout
11 important qui permet d'une certaine façon à
12 l'actionnaire d'atteindre plus facilement son
13 rendement dans ce contexte-là?

14 R. Bien, je ne dirais pas ça, là. C'est un élément
15 d'un ensemble de mécanismes réglementaires qui
16 vient encadrer l'exercice d'Enbridge Gaz Québec
17 dans ses activités. Quand on a fait l'évaluation
18 pour voir, est-ce qu'on proposait à la Régie ou non
19 un mode... un découplage comme Énergir avait
20 proposé quelques années avant, puis on a fait
21 l'exercice. On est allé refaire les années
22 historiques. Puis on a essayé d'éliminer l'effet
23 volumétrique en disant : « Bien, cet effet
24 volumétrique, à la hausse ou à la baisse, serait à
25 la charge 100 % client. » Puis qu'on regardait...

1 Puis on recalculait le rendement à l'actionnaire.
2 Il y avait des années effectivement où est-ce
3 qu'Enbridge était gagnant, Enbridge Gaz Québec, des
4 années où est-ce qu'il était perdant, tout
5 dépendant si on était en écart volumétrique en plus
6 ou en moins. Mais quand on regardait sur un certain
7 nombre d'années - je ne me rappelle plus, je pense
8 qu'on avait fait cinq ou sept ans d'historique, on
9 parle quand même d'un exercice que j'ai fait il y a
10 deux ans, donc c'est un peu loin - mais en moyenne
11 c'est à peu près neutre.

12 Q. [98] O.K.

13 R. T'sais, il y avait des années qu'on faisait un
14 meilleur taux de rendement; d'autres années, on
15 faisait un moins bon taux de rendement. Ça fait que
16 quand on éliminait l'effet volumétrique sur cinq à
17 sept ans, puis qu'on regardait puis on refaisait
18 l'exercice... on avait des échanges chez nous, je
19 me rappelle, avec un de nos spécialistes à
20 l'époque, lui disait : « Ça ne vaut pas la peine de
21 mettre en place un découplage; en moyenne, on est
22 neutre. » Mais bon, mais nous, on regarde
23 l'ensemble d'un mécanisme, puis on a jugé qu'à la
24 fin on était très à l'aise de proposer le
25 découplage à la Régie dans un mode d'allégement

1 réglementaire.

2 Ce qu'on va regarder à nouveau en deux
3 mille vingt-huit (2028) pour les années deux mille
4 vingt-neuf/deux mille trente (2029-2030), je vous
5 dirais que l'information que j'ai aujourd'hui,
6 j'aurais tendance à maintenir le découplage, mais
7 ce sera un sujet puis une discussion qu'on aura en
8 deux mille vingt-huit (2028), là.

9 Q. [99] J'ai aussi compris que votre modèle de
10 normalisation de la température, il n'était pas
11 tout à fait... vous dites... comme là, on a vu, là,
12 que cette année il y a quand même une hausse
13 importante qui est attribuable à la normalisation
14 de la température. Vous avez dit le modèle de
15 normalisation de la température pourrait être
16 amélioré, je ne sais pas si c'est un modèle
17 économétrique aussi, mais vous avez mentionné ça
18 tantôt. C'est quand même aussi des données
19 importantes dans les dossier tarifaires puis les
20 rapports annuels.

21 R. Ce que j'ai dit, c'est que peu importe le modèle de
22 normalisation, puis ça on pourrait avoir un autre
23 débat, un autre échange, là, mais peu importe le
24 modèle de normalisation, les modèles sous-
25 performant quand il fait très, très chaud ou très,

1 très froid. Parce que c'est des modèles qui
2 viennent dire : bien, à chaque degré-jour, mettons,
3 on ajoute un mètre cube (1 m³). Mais là, s'il fait
4 très, très chaud puis qu'on est en octobre, puis
5 que les gens ne démarrent pas leur système au gaz
6 naturel parce qu'il y a l'inertie dans la maison,
7 bien là il y a des degrés-jours, puis les gens ne
8 consomment pas. Moi, je ne peux pas normaliser un
9 volume à zéro, là.

10 La même chose s'il fait très, très froid, à
11 un moment donné aussi, c'est que le système dans la
12 maison, il y a une limite, là, à aller ajouter des
13 degrés-jours. Parce que là, si le système est à
14 cent pour cent (100 %) de capacité, puis il fait
15 très, très froid, bien on ajoute des degrés-jours
16 par un modèle, mais dans les faits, ça ne se
17 concrétise pas parce qu'il fait très, très froid,
18 donc on s'enlève plus de volume qu'on devrait s'en
19 enlever. Puis, à l'inverse, on peut se rajouter
20 plus de volume dans les mois d'épaulement.

21 Donc, ça c'est vraiment la performance des
22 modèles. Puis, même si c'est un modèle qui est
23 peut-être plus mature, plus sophistiqué, avec des
24 modèles régression linéaire très précis, avec
25 beaucoup d'informations pour avoir les meilleurs

1 R-carrés possible, vous allez quand même avoir ces
2 problèmes-là de performance de modèle de
3 normalisation dans les mois... on dit souvent les
4 mois d'épaulement ou en tout cas des mois qui sont,
5 effectivement, en démarrage ou en fin de saison, ou
6 quand on a vraiment des hivers très, très, très
7 froids ou très, très, très chauds.

8 Maintenant, au niveau du modèle d'Enbridge
9 Gaz Québec, on pourrait voir un peu qu'est-ce qui
10 se passait dans les années deux mille vingt-quatre
11 (2024), particulièrement, là, où est-ce qu'il y
12 avait... il avait fait très, très chaud, puis deux
13 mille vingt-trois (2023) aussi. On a essayé de voir
14 si on avait un modèle qui tenait compte de... un
15 modèle économétrique, qui tenait compte des
16 historiques pour essayer de calculer des bêtas,
17 puis d'avoir des meilleures R-carrés. Puis, on
18 refaisait la normalisation pour voir si on avait
19 quelque chose de plus précis. Puis encore là, c'est
20 un peu la même affaire. Certaines années, je
21 normalisais moins, d'autres années je normalisais
22 plus, mais quand je regardais l'historique sur un
23 certain nombre d'années, finalement le modèle ne
24 performait pas nécessairement mieux. On n'avait pas
25 nécessairement des meilleurs R-carrés. Ça fait que,

1 c'est des choses qu'on a regardées.

2 Maintenant, est-ce que je voudrais passer
3 plus de temps avec mes équipes sur le modèle de
4 normalisation pour l'améliorer? Je vous dirais à
5 qu'à cette étape-ci, la réponse serait « non »,
6 parce qu'on a un « decoupling ». Ça fait que, je
7 comprends que c'est intéressant de pouvoir
8 expliquer l'écart, pourquoi j'ai plus ou moins de
9 volume? Mais en même temps, il est capté par le
10 « decoupling ».

11 Puis, quand on a fait le choix du
12 « decoupling », on aurait pu décider de ne plus
13 faire de normalisation. Parce que fondamentalement,
14 je fais une prévision, oui, normalisée, mais si les
15 clients consomment plus ou moins, à la fin, on s'en
16 va dans le « decoupling », ça ne change rien. Par
17 contre, ce qui est intéressant de poursuivre, de
18 faire la normalisation, d'expliquer les écarts.
19 Pourquoi que j'ai plus cinq millions (5 M)? Ah oui,
20 bien, il a fait plus froid, donc les clients ont
21 consommé plus.

22 Mais quand on regarde l'impact tarifaire,
23 fondamentalement, ça ne change rien parce qu'une
24 fois que t'as un « full decoupling », que t'aies
25 cinq millions (5 M) de plus ou moins, que ce soit

1 dû parce qu'il a fait plus chaud ou plus froid, tu
2 les remets au client ou parce qu'il y a une
3 industrie qui a consommé plus ou moins, l'ensemble
4 des trop-perçus, manque-à-gagner pour la partie
5 volumétrique est à la charge des clients, donc
6 c'est plus au niveau de l'explication que ça
7 devient intéressant.

8 On a passé beaucoup de temps à essayer
9 d'améliorer l'explication. Dans un monde où est-ce
10 qu'on a un « decoupling », moi, je mettrais mon
11 temps peut-être plus sur le gaz perdu, par exemple.

12 Q. **[100]** Mais, le « decoupling », il est amorti sur un
13 an, tandis que votre compte de nivellement de
14 température est amorti sur combien d'années?

15 R. Oui, au niveau de l'amortissement, c'est cinq ans.
16 Puis le « decoupling »...

17 Q. **[101]** Ce n'est pas tout à fait la même chose.

18 R. ... par défaut, il est un an. Mais ça, c'est un
19 choix qu'on a fait, puis c'est un choix qu'on
20 aurait pu décider d'amortir sur trois ans, par
21 exemple, ou autres, là. Ça fait que, ça, c'est des
22 choix réglementaires. Ça fait qu'on a décidé de
23 maintenir la normalisation quand même. Donc, c'est
24 pour ça qu'on n'a pas eu à avoir ce débat-là devant
25 vous. Mais je vous dis juste qu'on aurait pu

1 décider de l'éliminer, puis on aurait pu décider
2 qu'on amortissait le « decoupling » sur trois ans
3 pour tenir compte du fait que la normalisation
4 était de cinq ans et qu'admettons, le reste du
5 « decoupling » était un an.

6 Si on avait décidé de tout mettre le
7 « decoupling » dans un seul pot incluant l'effet
8 volumétrique, on aurait pu décider d'amortir sur
9 trois ans, par exemple.

10 Q. [102] Une dernière question sur le taux de
11 rendement qui sera fixé. Avez-vous envisagé de
12 faire comme la dernière fois, un dossier commun
13 avec Énergir?

14 R. La question s'est posée. La réponse a été non. Puis
15 en même temps, bien, c'était plus ou moins
16 important la réponse parce qu'eux ont décidé d'y
17 aller avec un deux ans de reconduction, donc on
18 n'était pas sur la même période.

19 Mais moi, j'ai été très déçu du dossier du
20 taux de rendement conjoint à l'époque. J'étais chez
21 Énergir. J'ai été déçu parce que j'ai trouvé qu'on
22 avait eu un rendez-vous manqué, pour être capable,
23 non pas au niveau des taux de rendement des
24 chiffres, mais de s'assurer qu'il y avait une
25 cohérence entre les trois entités. Puis l'objectif,

1 c'était beaucoup ça. Oui, il pouvait y avoir des
2 économies, des économies d'échelles. Je ne pense
3 pas qu'il y en a eu tant que ça, là, mais
4 fondamentalement, c'était de dire : O.K., bien, la
5 Régie va être en mesure de moderniser les structures
6 de capital des trois entités, Intragaz, Énergir
7 puis Enbridge Gaz Québec, Gazifère à l'époque

8 On a tous des taux différents à quarante
9 pour cent (40 %) d'équité, trente-sept point cinq
10 (37,5 %) avec des actions privilégiées chez
11 Énergir, puis bon, Intragaz et compagnie quarante-
12 six (46 %), puis d'avoir des taux de rendement qui
13 reflètent les risques d'affaires.

14 Oui, des entités par rapport aux autres,
15 mais aussi des entités entre elles, puis qui
16 tiennent compte autant de la structure de capital
17 parce que le risque, la différence de risque
18 d'affaires entre les entités, tu peux le faire sur
19 un taux de rendement plus élevé d'une telle entité
20 versus une autre, mais tu peux le faire par la
21 structure de capital aussi. Puis il y avait une
22 proposition cohérente qui avait été faite. Et là,
23 je ne joue pas sur le taux de rendement en tant que
24 tel, mais je parle vraiment de rééquilibrer puis
25 d'avoir trois entités avec quelque chose qui est

1 équitable pour tout le monde, puis qui met tout le
2 monde sur le même pied d'égalité, puis que les
3 risques d'affaires des trois entités sont vraiment
4 bien calibrés, soit par le taux de rendement ou par
5 les structures, dettes, équités des entités. Puis
6 ça, bien, malheureusement, Énergir a gardé ses
7 actions privilégiées qu'on proposait d'abolir.

8 Puis quand on regarde les taux effectifs
9 suite à cette décision-là, puis qu'on regarde
10 autant l'effet du taux de rendement que la
11 structure de capital, Gazifère est supposée être
12 plus risquée qu'Énergir parce qu'on est une plus
13 petite entité. On a plus de clients résidentiels.
14 Puis quand on regarde les taux effectifs, on a
15 moins de rendement qu'Énergir.

16 Donc, c'était ça qu'on voulait adresser à
17 l'époque pour enlever ces espèces d'iniquités-là
18 entre les différents joueurs. Puis en tout cas,
19 moi, je considère qu'on n'a pas atteint ça. Moi,
20 actuellement, je regarde ça, puis je dis : O.K.,
21 moi, j'ai un actionnaire qui a acheté des
22 compagnies américaines, puis j'ai une pression pour
23 revenir avec un taux de rendement. Puis en fait,
24 ils voulaient même cette année, en deux mille
25 vingt-six (2026). Mais là, bon, le calendrier

1 réglementaire oblige et autres, on a réussi à
2 trouver un équilibre. Mais on n'a pas le même
3 actionnariat qu'Énergir. Je ne sais pas les choix
4 qu'ils ont fait, pourquoi qu'ils ont demandé deux
5 ans. Ça leur appartient. Ce n'est pas les mêmes
6 actionnaires, mais moi, j'ai un actionnaire qui,
7 lui, peut investir dans plusieurs entreprises dans
8 le gaz naturel, autant en Ontario qu'aux États-
9 Unis, puis ils ont acheté quatre distributeurs
10 gaziers. J'ai une compétition du capital, puis
11 quand ils regardent ce qu'on a actuellement par
12 rapport au marché, ils nous ont demandé de préparer
13 un dossier de taux de rendement.

14 Puis évidemment, vous pourrez juger de la
15 qualité de la preuve ou vos collègues, évidemment
16 en deux mille vingt-sept (2027), au moment
17 opportun, mais c'est sûr que, ça, c'est quelque
18 chose que l'actionnaire, c'est important pour eux
19 de refaire l'exercice. Puis dans ce contexte-là,
20 bien, on n'est pas très gros. On va se prendre un
21 expert raisonnable au niveau des coûts. On espère
22 que tout le monde va être raisonnable dans le
23 processus aussi, puis qu'on réussisse à avoir un
24 exercice, si vous l'autorisez, qui soit le plus
25 efficient possible pour nous clients.

1 Q. **[103]** Donc, merci, je n'aurai pas d'autres
2 questions.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Q. **[104]** Parfait. Je vais y aller avec les miennes. Ça
5 ne sera pas très long. Tout d'abord, Monsieur
6 Charlebois-Gougeon, vous avez parlé pour le gaz
7 perdu de quatre cent mille (400 000 \$). Si je fais
8 le calcul rapidement, vous établissez ça sur un
9 volume de deux cent millions de mètres cubes
10 (200 Mm3), à à peu près deux pour cent (2 %) de
11 pertes, ça fait quatre millions de mètres cubes
12 (4 Mm3) à dix sous (10 ¢). C'est à peu près ça que
13 vous arrivez à quatre cent mille (400 000)?
14 C'est-tu de même que vous êtes...

15 R. Admettons que le calcul peut peut-être tenir la
16 route, là. Mais c'est uniquement, ce n'est pas tout
17 le gaz perdu, c'est uniquement l'écart entre ce qui
18 était dans la prévision dans la cause. Tantôt,
19 votre collègue me demandait la moyenne, deux point
20 dix-sept (2,17), deux point dix-neuf (2,19). C'est
21 vraiment l'écart avec ça. Donc, on a quarante-six
22 (46), quarante-sept millions (47 M) de revenus de
23 distribution. Un pour cent (1 %) donne quatre cent
24 cinquante mille (450 000).

25 Q. **[105]** O.K., vous le calculez de même.

- 1 R. Ça fait qu'il faut le voir plus sur l'écart. Ça
2 fait que si on avait... je n'ai pas les chiffres
3 avec moi, mais si en deux mille vingt-quatre
4 (2024), on avait prévu un point six (1,6), on a
5 fini à deux point quatre (2,4), on a un pour cent
6 (1 %) d'écart fois quarante-cinq millions (45 M)
7 donne quatre cent cinquante mille (450 000), là.
- 8 Q. **[106]** O.K. De toute façon, c'est juste pour avoir
9 un ordre de grandeur. Mais vous avez vu que la
10 formation a une préoccupation avec le gaz perdu.
11 Est-ce que dans une... Parce que là, actuellement,
12 ce coût-là est intégré dans les tarifs que les
13 clients paient, en quelque sorte. Mais je comprends
14 la difficulté, puis vous l'avez bien exposée, ça
15 peut être une conciliation des volumes, ça peut
16 être des problèmes techniques, ça peut être de
17 différents ordres. Mais est-ce que ça serait
18 possible, dans un prochain dossier tarifaire,
19 d'arriver avec une stratégie dans laquelle on est
20 en mesure de s'engager à faire en sorte que ce
21 taux-là soit selon à peu près les standards de
22 l'industrie, et qu'à ce moment-là, bien, si on
23 excède ça, bien, qu'à ce moment-là, ça soit EGQ qui
24 fasse les frais de ce gaz perdu là?
- 25 R. Bien, c'est sûr que je ne m'engagerai pas à ça

1 aujourd'hui. T'sais, je vous dirais que un, la
2 question est arrivée tard dans le dossier. T'sais,
3 moi, ce matin, je ne suis pas préparé pour répondre
4 à des questions sur le gaz perdu. On a bien senti
5 votre préoccupation, évidemment. Mais comme je vous
6 dis, un peu tard dans le processus parce que
7 j'arrive aujourd'hui, puis évidemment je n'ai pas
8 préparé, puis je n'ai pas réponses à toutes les
9 questions que je pourrais avoir si on a vu la
10 question un petit peu plus tôt dans le processus.
11 Je constate, effectivement, qu'il est élevé. On a
12 fait un exercice très rapide. Mais est-ce que je
13 suis complètement à l'extérieur des standards de
14 l'industrie? Je ne le sais pas, là. T'sais, on a
15 fait un balisage très, très rapide pour répondre à
16 votre question dans les délais. C'est quoi la
17 moyenne d'un gaz perdu ou un gaz perdu qui est
18 raisonnable? T'sais, à partir de là je n'ai pas
19 l'information, je n'ai pas la réponse.

20 Après ça, à partir du moment où est-ce
21 qu'on décidait par exemple qu'on dit que c'est un
22 pour cent (1 %) qui est raisonnable, puis si c'est
23 ce qu'on met dans les tarifs, puis tout écart,
24 c'est à la charge de l'actionnaire. Bien, O.K., on
25 va le regarder, mais on va le regarder dans un

1 ensemble des risques. Si on fait un taux de
2 rendement puis c'est vers là qu'on veut aller,
3 bien, évidemment le risque d'affaires, le risque
4 court terme, long terme, c'est différents
5 paramètres. Puis quand on a fait le taux de
6 rendement, certains disaient : bien, Énergir, vous
7 avez un « decoupling », donc vous êtes moins
8 risqués, vous avez moins de risques volumétriques.
9 Donc, toutes choses étant égales, c'est un taux de
10 rendement plus bas que ce que votre risque
11 d'affaires est plus bas que si vous comparez avec
12 une autre entreprise qui n'a pas de « decoupling »,
13 par exemple.

14 Ça fait que t'sais, à un moment donné,
15 c'est de le regarder dans son ensemble. C'est
16 évidemment un équilibre entre les risques qui sont
17 pris, évidemment, par l'actionnaire, puis que ce
18 risque-là est bien rémunéré. Toutes choses étant
19 égales, si vous me dites maintenant, je n'ai pas de
20 risque, mais là vous me dites, c'est un pour cent
21 (1 %), tout écart est à la charge de l'actionnaire,
22 bien, évidemment, ça vient influencer mon risque
23 global.

24 Q. [107] O.K. De toute façon, on va prendre ça en
25 délibéré, puis on verra avec la suite. Dans la

1 lettre de monsieur Stern, il parle du... il fait
2 une mise à jour du marché. Ça, c'était en juin deux
3 mille vingt-cinq (2025). Peut-être que je devance
4 un peu les panels, mais on a vu que pour
5 l'augmentation qui était envisagée, c'était huit
6 point cinq pour cent (8,5 %), mais l'impact sur la
7 facture allait être de quatre point quatre pour
8 cent (4,4 %). Mais là, il y a tout un environnement
9 extérieur sur lequel le marché est en train
10 d'évoluer. Est-ce que vous allez être... vous
11 voulez élaborer ou ça va être dans un autre panel,
12 qu'on va peut être avoir une évaluation sur
13 l'impact de la facture comme tel en deux mille
14 vingt-six deux mille vingt-six (2026)?

15 R. La réponse, c'est ce panel-ci, assurément.

16 Q. **[108]** O.K. Donc, évidemment il se passe beaucoup de
17 choses au niveau mondial, il faut juste peut-être
18 recontextualiser. Puis tout est interrelié, mais
19 c'est beaucoup plus pour l'instant dans le pétrole.
20 Parce que c'est un marché qui est beaucoup plus
21 liquide au niveau international. Au niveau du gaz
22 naturel. C'est sûr que ça va avoir un impact d'une
23 ampleur qui va être beaucoup moins grand. C'est ce
24 que l'on a dans notre boule de cristal. Pourquoi?
25 Bon, évidemment, c'est un marché qui est plus

1 continental, le gaz naturel. Il y a quand même
2 beaucoup d'installations de gaz naturel liquide qui
3 ont été mises en service dans les dernières années.
4 Donc, c'est sûr que le marché est plus connecté. Le
5 gaz du marché du gaz naturel est un peu plus
6 connecté qu'il l'était il y a peut-être exemple dix
7 (10) ans. Mais ça reste quand même somme toute des
8 capacités d'exportation qui sont faibles quand on
9 regarde l'ensemble du marché nord-américain du gaz
10 naturel. Mais c'est sûr que, même s'il est faible,
11 on s'entend, l'impact d'une molécule, si tu peux
12 l'exporter puis que tu as meilleur prix, a quand
13 même un certain impact sur l'ensemble du marché.

14 Pour le gaz naturel, avec ce qu'on voit
15 actuellement, ça devrait quand même être somme
16 toute limité. Je vais passer la parole à mon
17 collègue, mais quand on calcule le quatre point
18 quatre (4,4), mais à un prix du gaz et ce qu'on
19 constate depuis le début de l'année, c'est qu'on
20 est quand même pas loin de la projection, puis on
21 ne pense pas que ça va avoir un impact si grand
22 pour le reste de l'année. Mais ce qui est important
23 aussi de voir, c'est que janvier, février, mars est
24 bientôt terminé, peut-être début avril. Même s'il y
25 avait une augmentation du prix par rapport à notre

1 projection dans les prochains mois, le gros de la
2 consommation de notre clientèle pour l'année deux
3 mille vingt-six (2026) est quand même fait.

4 Fait que je passerais peut-être juste la
5 parole pour vous donner les chiffres de ce qu'est-
6 ce qu'on a mis pour le quatre point quatre pour
7 cent (4.4 %), puis ce qu'on a comme prix du gaz en
8 janvier, février.

9 M. ÉTIENNE MALOUIN-CHÉNIER :

10 R. Donc, au moment de fournir les calculs permettant
11 d'estimer l'impact tarifaire, on était à un prix de
12 la molécule qui était à dix cent virgule soixante
13 seize (10,76 ¢). Ensuite, au courant de janvier, on
14 a remonté un petit peu à treize point quarante-huit
15 (13,48), mais là, lors de la mise à jour, arrivé au
16 premier (1er) avril, on redescend à neuf virgule
17 quatre vingt-seize (9,96). Donc, on est un petit
18 peu plus bas que le prix qui a été projeté au
19 dossier tarifaire. Puis tel que mentionné par
20 monsieur Tremblay, la majorité de la consommation
21 des clients, lorsqu'on va arriver à la prochaine
22 mise à jour qui va être en juillet aura déjà été
23 passée.

24 Pour l'instant, lorsqu'on regarde l'indice
25 de prix du Henry Hub pour le gaz naturel en

1 Amérique du Nord, l'impact semble limité. Mais
2 évidemment, la situation est assez dynamique, donc,
3 c'est difficile de se prononcer aujourd'hui sur ce
4 qui va survenir dans le reste de l'année deux mille
5 vingt-six (2026), mais on est quand même en un bon
6 contrôle des coûts, là, pour les mois où la
7 consommation est la plus élevée.

8 Q. [109] Je vous remercie. Donc, je n'ai plus d'autres
9 questions. C'est parfait. Donc, on va libérer les
10 témoins du panel 1. on va prendre la pause pour
11 dîner. Et présentement midi quarante-trois
12 (12 h 43). Donc, on reviendrait à deux heures
13 (2 h)? Ou treize heures trente (13 h 30)? Treize
14 heures trente (13 h 30), est-ce que ça... Parce que
15 je crois que vous avez un témoin qui est là
16 aujourd'hui uniquement, hein?

17 Me ADINA GEORGESCU :

18 Nous avons réussi à réorganiser les horaires des
19 témoins pour que tout le monde soit disponible
20 demain matin au plus tard pour passer. Donc, si
21 jamais on déborde aujourd'hui, nous devrions être
22 en mesure de procéder demain matin sans problème.

23 LE PRÉSIDENT :

24 O.K.

25

1 Me ADINA GEORGESCU :

2 Alors je, ce que j'allais vous dire, c'est peut-
3 être, en ayant en ayant discuté un petit peu, on se
4 disait quatorze heures (14 h) si possible.

5 LE PRÉSIDENT :

6 Quatorze heures (14 h)? O.K. parfait. On reprend à
7 quatorze heures (14 h).

8 Me ADINA GEORGESCU :

9 Merci.

10 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

11 REPRISE DE L'AUDIENCE

12 _____

13 ÉCHANGES DE PART ET D'AUTRE

14 LE PRÉSIDENT :

15 Bonjour. J'espère que la pause du lunch a été
16 bénéfique à tous. Nous allons reprendre cet après-
17 midi en espérant pouvoir être en mesure de faire
18 les panels 2 et 3. Peut-être c'est un objectif
19 ambitieux, mais si on ne se fixe pas d'objectif, on
20 n'y arrivera pas. Ça fait que je vous dis, cet
21 après-midi, bien, on va commencer par le panel 2,
22 puis on verra si on est capable d'enchaîner avec le
23 panel 3.

24 Me ADINA GEORGESCU :

25 Bonjour, Monsieur le Président, Madame le

1 Régisseur, Monsieur le Régisseur. Peut-être une
2 petite question d'intendance avant d'aller de
3 l'avant avec le panel. Après discussion pendant
4 l'heure du dîner - effectivement ça a été bénéfique
5 pour tout le monde, on a pu discuter - nous
6 voulions clarifier peut-être certains points en
7 lien avec votre demande de ce matin relativement à
8 la confidentialité pour le panel à huis clos de
9 demain. Confirmation simplement à savoir la
10 déclaration sous serment, paragraphe 9, à laquelle
11 vous faisiez référence, c'est bien la déclaration
12 sous serment du neuf (9) décembre deux mille vingt-
13 cinq (2025)?

14 LE PRÉSIDENT :

15 Je crois que oui, mais...

16 Me ADINA GEORGESCU :

17 Je voulais juste valider, parce qu'il y a deux
18 déclarations sous serment.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Il y a eu plusieurs déclarations.

21 Me ADINA GEORGESCU :

22 Exact.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Je présume que oui, le neuf (9) décembre. Mais
25 tantôt on aura une pause, puis je pourrai vous...

1 Me ADINA GEORGESCU :

2 Pas de problème. Je fais juste poser la question
3 parce que nous n'étions pas certains.

4 LE PRÉSIDENT :

5 O.K.

6 Me ADINA GEORGESCU :

7 Deuxième petit point, toujours en lien avec ça.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Oui.

10 Me ADINA GEORGESCU :

11 Après réflexion, après avoir consulté également mes
12 collègues de l'ACEFO, de la FCEI et du RTIEÉ, et
13 compte tenu du déroulement qui est planifié pour
14 l'audience, nous souhaiterions suggérer au banc si
15 c'était possible de plaider sur la vente du GSR en
16 fin d'argumentation jeudi. Une des raisons pour
17 cela est notamment le fait qu'il est possible que
18 certains des intervenants aient également de la
19 preuve à faire en lien avec la vente. Et là, ça va
20 débalancer un peu les choses. On voudrait pouvoir
21 avoir un dossier complet avant de plaider. Je pense
22 qu'il y a aussi la question de la confidentialité
23 qui va être traitée demain après-midi. Donc, ça
24 risque de se rallonger, ce qui pourrait faire en
25 sorte que nous n'ayons pas le temps de plaider

1 après-midi sur la portion à huis clos.

2 Et, donc ce qu'on suggérerait, ce serait
3 que, une fois que le panel d'Enbridge Gaz Québec
4 aura témoigné à huis clos sur la portion qui serait
5 à huis clos, les intervenants pourraient en faire
6 de même par rapport à la partie de la preuve qui
7 les concerne, et nous pourrions - ce serait un bloc
8 de huis clos - et nous pourrions par la suite
9 plaider en bloc de huis clos également lors de
10 l'argumentation jeudi en fin d'argumentation, si la
11 Régie est à l'aise.

12 LE PRÉSIDENT :

13 C'est ce qu'on voulait éviter. Mais là, vous
14 revenez avec les... On va en discuter puis on vous
15 reviendra. Mais on comprend que, dans le fond, vous
16 souhaiteriez plutôt qu'on réouvre le huis clos pour
17 les argumentaires jeudi après-midi.

18 Me ADINA GEORGESCU :

19 Effectivement. Puis je ne sais pas si mes confrères
20 souhaitent peut-être faire des représentations à
21 cet égard-là, mais c'est un peu ce que nous
22 aimerions avoir comme modus operandi.

23 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

24 Bonjour, Monsieur le Président. Effectivement, on
25 en a parlé. Et puis on est d'accord avec la

1 proposition d'Enbridge. On pense que ça serait plus
2 efficace si on pouvait effectivement plaider
3 lorsque toute la preuve a été administrée au niveau
4 du panel 5.

5 Au niveau de l'administration de la preuve
6 pour le panel 5, la seule affaire, c'est que si le
7 témoin de l'ACEFO n'a rien de confidentiel à dire,
8 il pourra toujours faire sa présentation hors du
9 huis clos. Mais il se peut que suite à la
10 présentation en chef qu'il ait des commentaires à
11 faire. Ça fait qu'on veut donc se réserver le droit
12 de faire une partie de notre preuve lors du huis
13 clos mardi. Je ne sais pas si je suis clair dans ce
14 que je dis.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Oui, mais... En tout cas, on va revenir. Mais dans
17 le fond, si on ouvre le huis clos, c'est aussi bien
18 de tout le faire dans le huis clos plutôt de faire
19 une interruption de dire, bon, bien, cette partie-
20 là, on peut la faire publique, puis l'autre... On
21 est mieux à la fin, faire l'exercice de dire, bien,
22 on va se pencher sur les notes sténographiques. En
23 tout cas, c'était un peu la démarche que je vous
24 lançais, la réflexion que je vous lançais ce matin.
25 On pourra y revenir demain à cet égard-là.

1 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

2 D'accord.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Ça vous va?

5 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

6 Merci.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Maître Neuman?

9 Me DOMINIQUE NEUMAN :

10 Rebonjour, Monsieur le Président, Madame et
11 Monsieur les Régisseurs. En ce qui concerne
12 l'aspect confidentiel, un des problèmes que nous
13 avons, et ça, ça datait depuis décembre, c'est que
14 Enbridge, qui avait aussi un autre procureur, avait
15 souhaité qu'un assez grand nombre de choses qui
16 étaient dans notre mémoire ou argumentation soient
17 confidentielles. J'ai eu une discussion un peu plus
18 tôt avec ma consoeur, mais qui n'est pas terminé, à
19 savoir qu'il y a des aspects donc que j'ai mis
20 confidentiels, par exemple dans le mémoire qui vous
21 a été déposé à ce stade-ci pour la présente étape,
22 il y a un grand nombre de passages qui sont en gris
23 et qui sont caviardés.

24 Je n'ai pas eu l'occasion d'aller avec ma
25 consoeur pour voir, est-ce que tout ce qui est en

1 gris peut être rendu public. Je crois que oui, mais
2 je n'ai pas terminé la discussion avec elle, parce
3 que ma consoeur m'a indiqué que certains éléments
4 que j'avais par précaution gardé confidentiels ne
5 le sont pas en fin de compte. Donc, il se peut que
6 la totalité de notre mémoire soit public, ce que
7 j'espère. Et c'est ce que je pourrai avoir
8 l'occasion de discuter un peu plus tard avec ma
9 consoeur. Donc, ça réglerait l'aspect confidentiel
10 que si tout ce que nous avons à dire, c'est
11 d'évaluer certaines hypothèses, là, mais sans
12 entrer dans ce qui semble réellement confidentiel.

13 LE PRÉSIDENT :

14 Mais de toute façon, vous allez plaider sur la
15 confidentialité.

16 Me DOMINIQUE NEUMAN :

17 Oui.

18 LE PRÉSIDENT :

19 On attendra rendu une fois qu'on aura entendu vos
20 arguments respectifs sur la confidentialité.

21 Me DOMINIQUE NEUMAN :

22 O.K.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Dans notre délibéré, on statuera sur la portée de
25 la confidentialité. Puis je pense que ça va être

1 plus simple de cette façon-là.

2 Me DOMINIQUE NEUMAN :

3 O.K. Je vous remercie bien. Merci.

4 Me ADINA GEORGESCU :

5 Sur ce, nous sommes prêts à procéder avec le panel
6 2.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Oui.

9

10 PREUVE D'ENBRIDGE GAZ QUÉBEC (EGQ)

11

12 Panel 2 : Taux d'amortissement

13

14 Me ADINA GEORGESCU :

15 Madame la Greffière, si c'est possible de mettre à
16 l'écran la pièce B-0149, s'il vous plaît. Puis en
17 fait peut-être avant de procéder, je pense à ça,
18 là, mais le panel numéro 2 est le panel qui porte
19 sur l'étude d'amortissement. Madame Amanda Nori est
20 la personne qui a préparé la preuve et qui va
21 témoigner cet après-midi. Nous avons demandé sa
22 reconnaissance à titre d'expert au dossier. Il n'y
23 a pas eu d'opposition de la part des intervenants
24 en lien avec son statut d'expert. Donc, je voulais
25 m'enquérir avant de commencer, à savoir si elle

1 peut tout de suite être reconnue comme experte ou
2 si vous souhaitez un voir-dire en bonne et due
3 forme quant à ses compétences.

4 LE PRÉSIDENT :

5 C'est correct. On reconnaît madame Nori...

6 Me ADINA GEORGESCU :

7 Comme experte.

8 LE PRÉSIDENT :

9 ... comme experte.

10 Me ADINA GEORGESCU :

11 ... selon la formulation que nous avons indiquée
12 dans la lettre. Parfait. Merci beaucoup.

13 - Good afternoon, Miss Nori.

14 Ms. AMANDA NORI :

15 Good afternoon.

16 Me ADINA GEORGESCU :

17 So, do you recognize the document that's on the
18 screen?

19 Ms. AMANDA NORI :

20 I do.

21 Me ADINA GEORGESCU :

22 Was this document prepared by you or under your
23 supervision?

24 Ms. AMANDA NORI :

25 It was.

1 Me ADINA GEORGESCU :

2 Do you have any changes to bring to it?

3 Ms. AMANDA NORI :

4 I don't believe so, no.

5 Me ADINA GEORGESCU :

6 Do you adopt this document as your evidence in the
7 present case?

8 Ms. AMANDA NORI :

9 I do.

10 Me ADINA GEORGESCU :

11 Thank you so much.

12 Ms. AMANDA NORI :

13 Thank you.

14 Me ADINA GEORGESCU :

15 Thank you.

16 Ms. AMANDA NORI :

17 Good afternoon, Mister Chair and Commissioners. If
18 I could have the next slide, please.

19 Me ADINA GEORGESCU :

20 Excusez. Oui. Allez-y, effectivement. En fait,
21 l'adoption aurait dû être faite après
22 l'assermentation. Je m'excuse, Madame la Greffière.

23 _____

24

25

1 L'AN DEUX MILLE VINGT-SIX (2026), ce vingt-
2 troisième (23e) jour du mois de mars, ONT COMPARU :

3
4 AMANDA NORI, Assistant Vice-President with
5 Concentric Advisors ULC, 28 Quarry Park Blvd SE,
6 suite 350, Calgary, Province of Alberta;

7
8 NABIL EL MAJDOUB, conseiller aux affaires
9 réglementaires chez Enbridge Gaz Québec, ayant une
10 place d'affaires au 706, boulevard Gréber, Gatineau
11 (Québec);

12
13 LESQUELS, après avoir fait une affirmation
14 solennelle, déposent et disent :

15
16 INTERROGÉS PAR Me ADINA GEORGESCU :
17 Merci, Madame La Greffière. Mes excuses encore.

18 Q. **[110]** Miss Nori, if I asked you the same questions
19 that I did previously regarding the document, would
20 your answers be the same?

21 Ms. AMANDA NORI :

22 A. They would, yes.

23 Q. **[111]** Thank you.

24 A. Thank you. All right. Good afternoon, Mister Chair
25 and Commissioners. If I could have the next slide,

1 please. Thank you. I am Amanda Nori. I am an
2 Assistant Vice President with Concentric Advisors
3 ULC, out of our Calgary, Alberta office. I report
4 to mister Larry Kennedy, who I know has appeared
5 before you folks many times in the past. Between
6 Larry and myself, we have submitted over a hundred
7 sixty (160) pieces of testimony throughout North
8 America.

9 I earned my bachelor's degree in the Arts
10 in two thousand six (2006) from the University of
11 Calgary and completed a Graduate Certificate in
12 Public Utility Management and Regulation from the
13 University of Illinois at Springfield in twenty
14 twenty (2020). I earned my Certified Depreciation
15 Professional credential from the Society of
16 Depreciation Professionals in twenty eighteen
17 (2018).

18 I began my career with Gannett Fleming in
19 two thousand nine (2009) as a Depreciation Analyst.
20 In twenty seventeen (2017), I moved over to
21 Concentric, where I have worked ever since.

22 I began to testify in twenty twenty-one
23 (2021). Since then, I have submitted expert
24 testimony before seven jurisdictions, including the
25 Alberta Utilities Commission, the British Columbia

1 Utilities Commission, the Manitoba Public Utilities
2 Board, the Ontario Energy Board, the Public
3 Utilities Commission of the Northwest Territories,
4 the State of Connecticut Public Utilities
5 Regulatory Authority, and the Maryland Public
6 Service Commission.

7 Additionally, I have completed depreciation
8 studies similar to the one I completed for Enbridge
9 Gas in every province and territory of Canada
10 except Prince Edward Island and Nunavut. And I have
11 filed similar ones before the Federal Energy
12 Regulatory Commission and ten (10) American
13 state-level jurisdictions. In addition to my
14 work...

15 LE PRÉSIDENT :

16 Q. **[112]** Miss Nori?

17 A. Yes?

18 Q. **[113]** Could you speak a little bit slower?

19 A. I'm so sorry. I...

20 Q. **[114]** We have time. We have time.

21 A. I apologize. I am a fast speaker. I currently work,
22 in addition to my work with Concentric, with the
23 Society of Depreciation Professionals, where I
24 serve as the Immediate Past-President, as well as
25 serving as a member of the teaching faculty.

1 Concentric completed a depreciation study
2 on the gas distribution assets of Enbridge Gas
3 Quebec as of December thirty-first (31), twenty
4 twenty-three (2023).

5 There was historical data available to
6 conduct an actuarial analysis for the purposes of
7 selecting an average service life and Iowa
8 dispersion curve estimate. What that means, in
9 simple terms, is we were able to use historical
10 data to make estimates of what future retirement
11 patterns may look like.

12 Similarly, we were able to use historical
13 data to calculate net salvage estimates using the
14 traditional method.

15 In total, we ran depreciation calculations
16 on two hundred and thirty-five point six million
17 dollars (\$235.6 M) in original cost, which resulted
18 in a total annual accrual of nine point six million
19 dollars (\$9.6 M), or four point zero eight per cent
20 (4.08 %).

21 When we considered the life and net salvage
22 estimates, we lengthened the average service life
23 in four accounts, with no accounts showing a life
24 shortening. There was one account where we made the
25 net salvage more negative, and one account where we

1 made it less negative.

2 In total, there were very few changes made
3 to the life and net salvage estimates. The largest
4 change that we are recommending in this
5 depreciation study is the change in depreciation
6 procedure from the average life group to the equal
7 life group procedure. We will get into what this
8 means for the rest of the presentation. Next slide,
9 please.

10 As I mentioned, as part of the depreciation
11 study, Concentric estimated the average service
12 life, retirement dispersion curve, and net salvage
13 estimates for each asset class. We know that any
14 given group of assets will have some assets that
15 retire before the average age and some that retire
16 after the average age.

17 If you think about gas services, for
18 example, we know that some percentage of gas
19 services will be hit by a third-party strike within
20 the first year of service. We also know that some
21 gas services will live substantially beyond the
22 fifty-three (53) years that we estimated. This is
23 known as the retirement dispersion.

24 Once we estimated the average service life
25 of fifty-three (53) years for services, we needed

1 to pick out a depreciation procedure, which
2 dictates how the depreciation calculations are
3 carried out.

4 There are two major procedures within
5 Canada : the Average Life Group procedure, which is
6 what EGQ is currently using, and the Equal Life
7 procedure, which is what Énergir is currently
8 approved to use. There has been talk of a third
9 procedure, the Units of Production, but no
10 jurisdiction in Canada currently accepts its use
11 for natural gas distribution assets.

12 In order to explain how the two major
13 depreciation procedures work, I thought it might be
14 easiest to show a very simple example and walk you
15 through the calculations for both. Our assumption
16 is very simple. This account consists of only two
17 assets, both of which were installed on the same
18 day for one thousand dollars (\$1,000).

19 We know that the first asset, Unit A in
20 this example, will retire in exactly five years'
21 time. We know that Unit B will retire in exactly
22 fifteen (15) years' time. As such, the average life
23 for this example is ten (10) years. We are going to
24 make a further simplifying assumption that there is
25 no cost of removal or net salvage expected for

1 these assets. Next slide, please.

2 To start, let's walk through how the
3 Average Life Group, which is what EGQ is currently
4 using, would calculate the depreciation expense for
5 our example account. The average life for this
6 account is calculated as five years plus fifteen
7 (15) years divided by two, giving us an average of
8 ten (10) years. The accrual rate is simply
9 calculated as one divided by lifetimes zero net
10 salvage. This works out to be one divided by ten
11 (10), or ten per cent (10 %). For the first five
12 years, when both assets are in service, the annual
13 accrual is calculated as ten per cent (10 %)
14 multiplied by two thousand dollars (\$2,000), or two
15 hundred dollars (\$200) per year.

16 In the first five lines of this chart, you
17 can see the accumulated depreciation amount
18 increasing each year by two hundred dollars (\$200),
19 until we get to year 5, where the accumulated
20 depreciation is equal to one thousand dollars
21 (\$1,000).

22 In the fifth year, that asset retires. A
23 retirement of one thousand dollars (\$1,000) means
24 one thousand dollars (\$1,000) is removed from the
25 accumulated depreciation account, and our gross

1 plant is decreased by a thousand dollars (\$1,000).

2 For years 6 through 15, the accrual rate is
3 calculated as ten per cent (10 %) multiplied by the
4 original cost remaining in service of one thousand
5 dollars (\$1,000), equalling to a hundred dollars
6 (\$100) per year. Again, you can see the
7 depreciation expense of one hundred dollars (\$100)
8 per year in the chart, with the accumulated
9 depreciation account building up at a hundred
10 dollars (\$100) and the net plant decreasing by
11 hundred dollars (\$100) per year.

12 The important thing to note in this example
13 is that any accumulated depreciation that had been
14 built up for Unit B in the first five years of
15 service was assigned to Unit A when it retired. As
16 such, even though Unit B has been in service for
17 five years, in the sixth year, there was no
18 accumulated depreciation balance related to it.
19 Next slide, please.

20 I know some people like graphs better, so
21 we've graphed this for you. And here's the net book
22 value over time of the Average Life Group
23 calculation. What's important to consider is that
24 Unit B essentially starts depreciating at six years
25 of age, which means the recovery is over ten (10)

1 years instead of over the fifteen (15) years that
2 that asset is in service for.

3 While this has long been considered a
4 reasonable trade-off for the lower depreciation
5 expense early in the life of the account, given
6 that times have changed and that assets may have
7 dramatically shorter lives, there's a much larger
8 net book value remaining in service at the tail
9 end, and that is no longer considered acceptable.
10 Next slide, please.

11 Now, let's walk through how the Equal Life
12 Group, which is what is used by Énergir and being
13 requested in this proceeding, would calculate
14 depreciation for the same set of assets.

15 The Equal Life Group procedure calculates
16 depreciation on each asset individually based on
17 the expected life of that asset. So, for our
18 example, the Equal Life Group would calculate
19 depreciation for Unit A as one divided by five
20 years, equaling twenty per cent (20 %). It would
21 then calculate depreciation on Unit B as one
22 divided by the life of fifteen (15) years for an
23 accrual rate of six point six seven per cent
24 (6.67 %).

25 For the first five years of service, we

1 would simply add the twenty per cent (20 %) accrual
2 rate for Unit A to the six point six seven per cent
3 (6.67 %) accrual rate for Unit B to get a total
4 accrual of two hundred and sixty-seven dollars
5 (\$267) per year.

6 Once Unit A is retired, the accrual rate
7 continues to be the sixty-seven dollars (\$67)
8 related to Unit B for the last ten (10) years of
9 that asset's life.

10 This is certainly a lot more complicated
11 and in practice would be nearly impossible. Very
12 few utilities have the ability to calculate
13 depreciation expense on an individual asset by
14 asset basis, and none of us have the perfect
15 foresight to know which assets are going to live
16 five years and which are going to live fifteen (15)
17 years. For many years, that complexity was why we
18 essentially ignored the Equal Life Group.

19 In practice, we are able to use the Iowa
20 dispersion curves that explain how assets will
21 retire to statistically age the groups and
22 determine which percentage of each vintage will
23 retire in a given year in order to apply the Equal
24 Life Group calculations. Consequently, the
25 selection of the Iowa dispersion curve is much more

1 important under the Equal Life Group procedure than
2 it was under the Average Life Group. Next slide,
3 please.

4 Looking at our example again, you can see
5 the depreciation expense for the first five years
6 is recorded as two hundred and sixty-seven dollars
7 (\$267) : two hundred dollars (\$200) for Unit A and
8 sixty-seven dollars (\$67) for Unit B. The
9 accumulated depreciation balance increases by two
10 hundred and sixty-seven dollars (\$267) per year and
11 in year 5, it stands at one thousand three hundred
12 and thirty-three dollars (\$1,333).

13 Importantly, at year 5, the net book value
14 for this account is only six hundred and sixty-
15 seven dollars (\$667), because three hundred and
16 thirty-three (\$333) has already been accumulated
17 for Unit B. Once the retirement of Unit A occurs,
18 the depreciation expense continues to be accrued at
19 sixty-seven dollars (\$67) for Unit B.

20 In an era of potential change, it is more
21 important to ensure that the net book value is
22 reducing in a manner that is aligned with the
23 actual use of the assets. The closer alignment of
24 Equal Life Group to the expected life of the asset
25 group provides a faster return of investment, which

1 reduces the risk of stranded cost should asset
2 lives be reduced even further. Next slide.

3 When we look at our graph again, it's
4 important to note a couple of similarities between
5 the two procedures. Firstly, both procedures fully
6 recover the original cost of investment, no more,
7 no less. Toll payers are not being asked to recover
8 anything more regardless of the depreciation
9 procedure being used.

10 Secondly, both procedures will reduce the
11 rate base over the fifteen (15) year life of all
12 the assets in this account, although the rate base
13 decreases faster using the Equal Life Group. As
14 such, the choice of depreciation procedure is about
15 timing the recovery of investment, in much the same
16 way that the choice of an average service life is
17 about timing the return.

18 When we select a depreciation procedure, we
19 are inherently selecting who will be responsible
20 for the cost of that asset. The Equal Life Group
21 does a better job of aligning the timing of that
22 recovery to the users of the system. Next slide.

23 As this quote notes, the Equal Life Group
24 has always been considered more theoretically
25 correct at the cost of convenience. Until

1 relatively recently, the computational power to
2 conduct Equal Life Group studies was considered
3 burdensome, and so when Equal Life Group was first
4 described eighty (80) years ago, it was not
5 generally used.

6 But today, we have depreciation software
7 systems that can do the calculations in seconds. We
8 have access to the detailed descriptions of the
9 Iowa curves to better allow us to subdivide the
10 accounts into their Equal Life Groups accurately.

11 We currently see the Equal Life Group
12 procedure approved in many Canadian jurisdictions,
13 largely due to the recognition of the mathematical
14 superiority. Alberta has long required ELG for
15 almost every utility within the province, including
16 both gas and electric utilities. The remaining
17 Canadian jurisdictions do not require a particular
18 procedure either way, meaning that utilities are
19 free to propose which procedure best matches their
20 needs, and the decision is made by the commission
21 on a case-by-case basis.

22 I would note that New Brunswick,
23 Newfoundland, Nova Scotia, the Northwest
24 Territories, Saskatchewan, Quebec, and Yukon all
25 currently allow the use of ELG for at least one

1 utility within their province. The CER has
2 historically allowed it, but I don't know of anyone
3 currently using it before them. And last slide,
4 please.

5 Ultimately, the key question that needs to
6 be answered is : why now? The Equal Life Group has
7 long been considered mathematically correct, but
8 the decision of depreciation procedure has always
9 been made on a case-by-case basis.

10 Every depreciation study includes
11 consideration of which procedure is currently
12 approved in a given jurisdiction and for a given
13 utility, what the dollar value impact of each
14 procedure is, the accounting standards required of
15 a given utility, and any technological or other
16 changes that may risk stranding costs.

17 We have seen the move from Average Life
18 Group to Equal Life Group due to technological
19 change before. In the nineteen-eighties (1980s),
20 when the telephone industry was undergoing
21 restructuring, the Equal Life Group emerged as the
22 solution. It was ordered to be used by the Federal
23 Communications Commission in the nineteen-eighties
24 (1980s) in order to ensure full recovery of
25 investment over the shorter time horizon expected.

1 We saw a second shift towards ELG in the
2 twenty-tens (2010) era, when the introduction of
3 the International Financial Reporting Standards
4 came into effect. This required better matching of
5 depreciable lives with the depreciable lives with
6 the expected lives of each asset.

7 ELG provided an easy and cost-effective way
8 to meet this standard. Énergir was one of the
9 utilities that we saw shift over in early twenty-
10 tens (2010s) for this reason, and they have
11 continued to use ELG ever since, including in their
12 study that I supported last year.

13 We are now in a third wave of utilities and
14 commissions considering the use of Equal Life
15 Group. As ELG has historically had more acceptance
16 within Canada, the shift hasn't been as profound
17 here. Many of the utilities who might move to ELG
18 have already been approved to use it here. But if
19 we look south of the border, the recommendations
20 and approvals are more common.

21 Connecticut required the use of ELG just a
22 few years ago in order to handle the natural gas
23 transition. I know of studies that have been filed
24 in New York and Massachusetts using ELG for the
25 same reason, although those are still before their

1 commissions and have not yet had an approval given.

2 Pacific Gas and Electric in California
3 attempted to skip from Average Life Group all the
4 way over to Units of Production, which is a much
5 more aggressive depreciation procedure and would
6 lead to a much higher depreciation expense than
7 Equal Life Group a few years ago. They were denied
8 that. However, it's my understanding that there is
9 the expectation of a generic proceeding in
10 California in order to resolve that problem.

11 In short, the balance of evidence has
12 shifted in recent years for EGQ. While we placed
13 heavy emphasis on maintaining the currently
14 approved depreciation procedures in historical
15 natural gas studies, today we're far more concerned
16 about the potential stranded costs of any
17 abandonment.

18 As such, now is the time to make the change
19 to Equal Life Group in order to allow EGQ to use
20 the same depreciation procedure used by Énergir.
21 Thank you.

22 Q. [115] Thank you.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Est-ce qu'il y a des questions de la part des
25 intervenants? Il y a des questions de la part de la

1 Régie? Oui? Ah, excusez. Excusez, je ne vous avais
2 pas vu, Maître Turmel. Donc, avancez-vous. Le micro
3 est à vous pour la FCEI.

4 Me CHARLES TURMEL :

5 Bonjour, Monsieur le Président. Donc, juste à titre
6 de compréhension, est-ce que je peux poser la
7 question en français ou c'est préférable en
8 anglais?

9 LE PRÉSIDENT :

10 Vous pouvez poser la question en français.

11 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me CHARLES TURMEL :

12 Parfait. Merci.

13 Q. **[116]** Donc, bonjour. À la pièce B-0016, à la page
14 10 de 101, il est fait référence à la méthode Units
15 of Production, qui a été aussi mentionnée durant
16 votre présentation. Oui, je peux vous laisser le
17 temps.

18 Ms. AMANDA NORI :

19 A. I found it. Thank you.

20 Q. **[117]** Donc, pour la méthode Units of Production,
21 quelles seraient les unités de production qui sont
22 typiquement utilisées pour les conduites
23 principales? Donc, souvent, il est fait mention de
24 conduites principales et de branchements. Donc,
25 pour les conduites principales, quelles seraient

1 les unités de production utilisées?

2 A. Certainly. When we see Units of Production proposed
3 for a natural gas distribution system, the way it's
4 generally calculated is the throughput year over
5 year of the system through to some given end date.
6 And that's part of why we don't recommend it just
7 yet, because there isn't an end date that we know
8 of for the EGQ system. But when those calculations
9 have been carried out, they've used an annual
10 throughput.

11 Q. **[118]** Et quelles seraient les unités de production
12 pour les branchements? Il a été fait mention de la
13 conduite, et là, maintenant, pour les branchements,
14 quelles seraient les unités de production?

15 A. Sorry, just had to clarify. It would be a
16 prediction of what the throughput would be to a
17 given service. And this, again, is why this is so
18 complicated, because how do you possibly figure out
19 what the given throughput to a given service would
20 be? It's almost impossible.

21 Q. **[119]** O.K. Et par exemple, est-ce qu'il serait
22 peut-être - quand même la capacité de la conduite,
23 par exemple, ou le volume de la conduite? Est-ce
24 que c'est des unités de production qui peuvent être
25 possibles?

1 A. It's by volume, not by capacity. So it doesn't take
2 into account peak demand.

3 Q. **[120]** Parfait. Merci. On peut aller à la page 11 de
4 votre présentation, si c'est possible, Madame la
5 Greffière. Parfait, merci beaucoup.

6 Donc, à la page 11 de votre présentation,
7 vous identifiez cinq critères pour les choix de la
8 méthode d'amortissement. J'aimerais passer en revue
9 avec vous ces cinq critères dans la perspective
10 d'EGQ. Le premier critère, c'est les critères de
11 « Utility Historical Precedent ». Donc, convenez-
12 vous que dans le cas qui nous occupe, c'est
13 « Utility Historical Precedent », est-ce que le
14 précédent historique de l'utilité milite en faveur
15 de AGL?

16 A. It's split here. This is one of the situations
17 that's complicated, because while EGQ has long used
18 ALG, Énergir has been approved to use ELG for
19 fifteen (15) years now. And so the precedent here
20 really goes both ways.

21 Q. **[121]** Et par rapport au critère « Commission
22 Historical Precedent », convenez-vous que, dans le
23 cas qui nous occupe, il existe un précédent pour
24 les deux méthodes, donc ELG et ALG?

25 A. Yes.

1 Q. **[122]** Et pour le critère « Difference in
2 depreciation expense », pourriez-vous nous
3 expliquer en quoi consiste le critère et comment il
4 s'applique en général?

5 A. Sure. When we're doing depreciation calculations,
6 we will frequently run both sets of calculations in
7 order to calculate what the difference is. At that
8 point, we look at the numbers and see. Sometimes
9 we've actually had circumstances where ELG has
10 worked out to be less expensive than ALG, just
11 given the age of the system that was involved. So
12 we do the calculations. There's not a hard and fast
13 rule about, you know, when one takes precedent over
14 the other. It's more figuring out the information
15 and having a baseline to calculate from.

16 Q. **[123]** Donc, convenez-vous que dans le cas de EGQ,
17 on observe une différence de dépréciation
18 significative entre les deux méthodes?

19 A. The difference is about what we would normally
20 expect to see. We tend to estimate, kind of, a
21 difference of ten to twenty per cent (10-20 %), and
22 that's exactly what we see in the case of EGQ.

23 Q. **[124]** Pour le critère « Accounting Requirements »,
24 ma question serait : y a-t-il des exigences
25 comptables qui militent dans un sens ou un autre,

1 dans le présent dossier, en lien avec ce critère
2 qui est « Accounting Requirements »?

3 A. Not in the circumstances of EGQ. I don't believe
4 they report under IFRS, and so that doesn't apply
5 to them.

6 Q. [125] Pour le critère « Risks of Stranded Costs of
7 a Particular Utility », je comprends que vous
8 estimez que le risque de coûts échoués a augmenté
9 depuis cinq ans pour EGQ. Ma question serait :
10 pourriez-vous nous indiquer l'ensemble des éléments
11 que vous avez considérés pour en venir à cette
12 conclusion?

13 A. Certainly. When we were considering the stranded
14 costs risks for EGQ, we were considering the
15 information put forth by the Québec government as
16 well as the federal government. I note that there
17 is a twenty thirty (2030) plan for a green economy
18 that has been placed out, as well as natural gas
19 heating being banned in new builds, in some Québec
20 jurisdictions. I understand that's not the case in
21 the EGQ service territory. However, we also know
22 that there's the potential for that to spread, that
23 may, at some point, move over into the EGQ service
24 territory.

25 So those were the two considerations that

1 we placed some weighting on, as well as our
2 understanding of what else is happening throughout
3 North America.

4 Q. **[126]** Pour terminer, à la page 10 de votre
5 présentation. Vous faites une liste des
6 juridictions dans lesquelles EGL est utilisée.
7 Avez-vous une liste équivalente pour AGL?

8 A. It would be every jurisdiction, I think, except
9 Alberta. There's one utility in Alberta that does
10 things a little bit differently, but every
11 jurisdiction in Canada has approved the use of ALG.

12 Q. **[127]** Merci beaucoup. Pas d'autres questions.

13 LE PRÉSIDENT :

14 Merci, Maître Turmel. Je repose ma question : est-
15 ce qu'il y a d'autres intervenants qui veulent
16 poser des questions? Non? Très bien.

17 INTERROGÉS PAR Me MARILOU LEFRANÇOIS :

18 Q. **[128]** Bonjour. Marilou Lefrançois pour la Régie.
19 J'aurais juste une question. Donc, vous recommandez
20 de remplacer la méthode « Average Life Group »,
21 ALG, par la méthode « Equal Life Group », EGL, pour
22 déterminer la durée de vie des immobilisations.
23 Vous référez au changement de méthode d'Énergir à
24 la page 11 de votre présentation. Donc, en deux
25 mille onze (2011), la Régie approuvait le

1 remplacement de la méthode, c'était ASL, « Average
2 Service Life ».

3 Donc, pour les fins des notes
4 sténographiques, mais pas besoin de l'afficher, là,
5 je vais référer à la décision D-2011-182, ce serait
6 à la page 100. Je vais vous faire la lecture du
7 paragraphe 437 de cette décision. On pouvait y
8 lire :

9 [437] La nouvelle méthode
10 d'amortissement que le distributeur
11 propose de retenir, soit la méthode
12 ELG, est plus précise que la méthode
13 ASL utilisée pour les études
14 précédentes. En effet, la méthode ELG
15 tient compte du fait que certains
16 actifs sont retirés avant la fin de
17 leur durée de vie utile. Il en résulte
18 un niveau plus élevé de charge
19 d'amortissement plus tôt dans la vie
20 d'un groupe d'actifs.

21 Est-ce que vous seriez en mesure de préciser s'il y
22 a une différence entre la méthode ALG utilisée par
23 EGQ jusqu'à maintenant et la méthode ASL qui a été
24 remplacée en deux mille onze (2011) par Énergir?

25 A. Certainly. When I worked with Gannett Fleming, we

1 referred to it as « ASL », and we found that very
2 confusing because ASL is also the average service
3 life of an account. We just found that confused our
4 clients and it confused commissions, so we just
5 changed it over to « Average Life Group », both are
6 totally acceptable terms.

7 Q. **[129]** Donc, juste pour clarifier, c'est bien la
8 même chose, là, c'est la méthode à laquelle on
9 réfère?

10 A. Yes.

11 Q. **[130]** Merci...

12 R. Exactly the same.

13 Q. **[131]** ... beaucoup. Merci. Ça met fin à mes
14 questions.

15 A. Thank you.

16 INTERROGÉS PAR LA FORMATION

17 M. SAMY GENNAOUI :

18 Q. **[132]** Bonjour aux membres du panel. Good afternoon,
19 Miss Nori. Thank you very much for your
20 presentation. I have to say that I had some
21 questions before your presentation and some were
22 answered thanks to the charts you've shown, so it
23 was good to show them. I have a couple of questions
24 remaining.

25 You've indicated, regarding the ELG

1 methodology, that computer-assisted calculations
2 have helped reduce the computing time to make
3 simulations literally in seconds. That being said,
4 does the use of - in general, does the use of ELG
5 methodology require more monitoring, more data
6 gathering than ELG? And ultimately, would that mean
7 that it's more demanding in terms of time and in
8 terms of cost to perform an amortization study?

9 A. Not at all. The amount of data that we require is
10 no different than what EGQ currently has. There are
11 some edge circumstances where it would be a bit
12 more work. If a utility doesn't have accurate
13 vintage balances, for example, that's not a problem
14 for EGQ, we have all the data we need from them,
15 and so running an ALG study and an ELG study are
16 exactly the same from my perspective.

17 Q. **[133]** O.K. Thank you. My second and last question.
18 From my understanding, the accuracy of amortization
19 study relies on the accuracy of the expected asset
20 age at the time of their retirement, regardless of
21 the methodology used. Am I correct?

22 A. Yes, you are correct.

23 Q. **[134]** O.K. And no need to show it, but in section
24 3.1 of your report, you mentioned the impact of
25 catastrophic events that impacts average service

1 life of utilities. And from what I read or
2 understood, it seemed to be implied that this was
3 more problematic for ELG, but I find it hard to
4 understand how ELG would take into account the
5 catastrophic events that could reduce unexpectedly
6 the expected lifetime of assets. So would that be
7 the case or...

8 A. It would be in the way that the Equal Life Group
9 utilizes the Iowa dispersion curve. So that Iowa
10 dispersion curve, if you look at our studies,
11 you'll see an average life dash and then a number
12 and a letter. That number and letter tell us the
13 rate at which we expect assets to retire.

14 And so as we are getting into an era with
15 more catastrophic events due to energy transition
16 and climate change, ELG is better aligned to
17 account for those earlier retirements simply
18 because it does place more emphasis on that
19 dispersion curve in a way that ALG does not.

20 Q. **[135]** Thank you. I have no more questions for Ms.
21 Nori. No, it's okay. We have all our questions. So
22 that's okay for panel 2.

23 Me ADINA GEORGESCU :

24 Pas de questions de réinterrogatoire de notre côté,
25 donc je pense que c'est complet.

1 LE PRÉSIDENT :

2 Parfait. Merci.

3 A. Thank you.

4 Me ADINA GEORGESCU :

5 Je comprends que les témoins sont libérés, Monsieur
6 le Président?

7 LE PRÉSIDENT :

8 Oui.

9 Me ADINA GEORGESCU :

10 Parfait.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Je libère les témoins.

13 Me ADINA GEORGESCU :

14 Parfait. Merci.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Donc, on est prêt pour l'assermentation?

17 Me ADINA GEORGESCU :

18 Oui, Monsieur le Président, mais peut-être si vous
19 pouvez nous donner une petite minute de plus, parce
20 que le PowerPoint est en train d'être déposé au
21 SDÉ...

22 LE PRÉSIDENT :

23 Ah, O.K.

24 Me ADINA GEORGESCU :

25 ... et je ne sais pas s'il s'est rendu à

1 destination.

2

3 PREUVE D'ENBRIDGE GAZ QUÉBEC (EGC)

4

5 Panel 3 : Stratégie tarifaire en distribution,

6 Conditions de service et Tarifs (CST)

7

8 Me ADINA GEORGESCU :

9 Donc, Madame la Greffière, si c'est possible

10 d'assermenter les témoins. Merci.

11

12 L'AN DEUX MILLE VINGT-SIX (2026), ce vingt-

13 troisième (23e) jour du mois de mars, ONT COMPARU :

14

15 DANIELLE DREVENY, Manager of Rate Design for

16 Enbridge Gas Ontario; ayant une place d'affaires au

17 50, Kyle Drive, Chatham (Ontario);

18

19 MYRIAM LALANDE-DUBOIS, superviseure aux affaires

20 réglementaires chez Enbridge Gaz Québec, ayant une

21 place d'affaires au 706, boulevard Gréber, Gatineau

22 (Québec);

23

24 ÉTIENNE MALOUIN-CHÉNIER, analyste aux affaires

25 réglementaires chez Enbridge Gaz Québec, ayant une

1 place d'affaires au 706, boulevard Gréber, Gatineau
2 (Québec);

3
4 LESQUELS, après avoir fait une affirmation
5 solennelle, déposent et disent :

6
7 INTERROGÉS PAR Me ADINA GEORGESCU :
8 Merci, Madame la Greffière.

9 Q. **[136]** Ms. Dreveny, do you recognize the document
10 that's on the screen?

11 Ms. DANIELLE DREVENY :

12 A. I do.

13 Q. **[137]** Was it prepared by you or under your
14 supervision?

15 A. Yes.

16 Q. **[138]** Do you have any changes to make to it?

17 A. No.

18 Q. **[139]** Do you adopt this document as part of your
19 evidence in the present rate case?

20 Ms. DANIELLE DREVENY :

21 A. I do. Thank you. As I said, my name is Danielle
22 Dreveny with Enbridge Gas, and I will be walking
23 through an overview of the rate design evidence
24 that supports Enbridge Gas Quebec's twenty twenty-
25 six (2026) rate case.

1 Next slide, please.

2 The twenty twenty-six (2026) rates have
3 been designed on a cost-of-service basis. The
4 revenue requirement reflects the company's forecast
5 costs of providing both the distribution service
6 and to provide upstream transportation or upstream
7 services to customers.

8 The table shown on the screen here provides
9 a summary of the components of the twenty twenty-
10 six (2026) revenue requirement, which is
11 approximately eighty-seven point five million
12 dollars (\$87.5 M). The distribution portion of the
13 revenue requirement is just over forty-nine million
14 (\$49 M), and the gas costs are thirty-eight point
15 five million (\$38.5 M).

16 The rates for Enbridge Gaz Québec are
17 designed to recover the distribution and the gas
18 costs on a separate basis, and the total rates are
19 derived by the addition of these two components.
20 Next slide, please.

21 Once the revenue requirement has been
22 determined, the company calculates the revenue
23 sufficiency or deficiency. For twenty twenty-six
24 (2026), the proposed distribution revenue
25 deficiency is three point eight million dollars

1 (\$3.8 M) .

2 To determine the revenue deficiency, the
3 company takes the forecast of customers and volumes
4 from the twenty twenty-six (2026) budget and
5 applies the current approved rates.

6 In this case, we are using rates from the
7 April twenty twenty-five (2025) pass-on decision.
8 The current approved revenue is then compared
9 against the revenue requirement to determine if the
10 company is over or under recovering its required
11 revenue. For twenty twenty-six (2026), there is an
12 under-recovery, which results in a distribution
13 deficiency of three point eight million (\$3.8 M) .

14 The table on the slide provides a summary
15 of the twenty twenty-six (2026) budget volumes, the
16 current revenue at current rates, the proposed
17 revenue for twenty twenty-six (2026), and the
18 resulting deficiency by rate class. Next slide,
19 please.

20 This table provides the proposed revenue by
21 rate class, the costs of service, which results
22 from the cost allocation exercise, and any over or
23 under contribution, which is the difference between
24 lines 1 and 2 in the table. Lines 4 and 5 provide
25 the revenue-to-cost ratios, with twenty-six (2026)

1 showing a slight improvement over twenty-five
2 (2025) for rates 4 and rate 9 and all other rate
3 classes remaining consistent year over year. The
4 last two rows provide the average bill impacts for
5 both the distribution portion and total bill by
6 rate class, excluding the gas cost deficiency. Next
7 slide, please.

8 This slide shows the total revenue
9 deficiency, which is made up of three point eight
10 million (\$3.8 M) in distribution and four hundred
11 thousand (\$400,000) in gas costs, for a total of
12 approximately four point two million (\$4.2 M).

13 Similar to the slide we saw a few minutes
14 ago, here we are providing the current revenue
15 based on the April twenty twenty-five (2025)
16 pass-on rates, the proposed revenue for twenty
17 twenty-six (2026), and the resulting deficiency by
18 rate class. Next slide.

19 This table presents the total proposed
20 revenue, the costs of service based on the cost
21 allocation study, and the resulting over or under
22 contribution by rate class. Note that the
23 distribution bill impact is the same as we saw
24 previously, but the total bill impact now reflects
25 the impact of the gas costs changes as well. Note

1 that the gas costs portion of rates are designed
2 with a revenue-to-cost ratio of one. They are
3 entirely cost-based and do not include any
4 adjustments to the gas costs component. Next slide,
5 please.

6 Enbridge Gaz Québec proposes to continue
7 with the strategy of gradually increasing the fixed
8 cost recovery for rates 1 and 2, which was first
9 introduced as part of the twenty twenty-five (2025)
10 rate case.

11 Increasing the proportion of fixed cost
12 recovery will provide Enbridge Gaz Québec with
13 additional stability in terms of cost recovery and
14 provides better alignment between the costs to
15 serve a customer and who is paying for those costs.

16 Gradual increases will smooth or minimize
17 the impact to customers within the rate classes.
18 This strategy is also an interim step to manage the
19 future impacts of potential volume decreases and
20 energy transition.

21 It's important to note that adjustments to
22 the fixed recovery do not impact the average total
23 bill impacts for customers within a rate class.
24 However, it does influence the bill impacts for
25 customers within a given rate class.

1 Distribution costs are primarily fixed and
2 do not vary with changes in customer consumption.
3 Under a volumetric rate design, customers with
4 consumption above the rate class average end up
5 paying a higher proportional share of costs.
6 Increases to the fixed cost recovery help to
7 address the inequity that exists within the rate
8 classes. Next slide, please.

9 For twenty twenty-six (2026), Enbridge Gaz
10 Québec is proposing a fifteen dollars (\$15)
11 increase to the monthly fixed charge for rate 1 and
12 a two dollars (\$2) increase for rate 2. This will
13 result in an increase to the fixed recovery of
14 about three and a half per cent (3.5 %) for rate 1
15 and one and three-quarter per cent (1.75 %) for
16 rate 2 compared to twenty twenty-five (2025).

17 If we were to maintain the same fixed
18 monthly charge as twenty-five (2025), the fixed
19 cost recovery for both rate 1 and rate 2 would
20 decrease, as shown in the table.

21 Similar to twenty twenty-five (2025),
22 several scenarios were analyzed for each of rate 1
23 and rate 2 to determine the level of increase and
24 the associated bill impacts. For rate 1, those
25 scenarios included looking at no increase, one

1 hundred per cent (100 %) fixed cost recovery, a
2 five dollars (\$5) increase, a ten dollars (\$10)
3 increase, a fifteen dollars (\$15) increase, and a
4 uniform rate increase between monthly fixed charges
5 and delivery charges.

6 The scenarios for rate 2 included no
7 increase, one hundred per cent (100 %) fixed cost
8 recovery, a maximum five per cent (5 %)
9 distribution-only impact, a maximum ten per cent
10 (10 %) distribution-only impact, a two dollars (\$2)
11 increase, and a uniform increase between monthly
12 fixed charges and delivery charges.

13 The results are shown in EGQ-26, Document
14 1.2, pages 1 and 2. As part of the analysis, we
15 examined impacts across various revenue classes as
16 well. Revenue classes are groupings of customers
17 that have similar consumption patterns, which
18 allows for a view of impacts to different customers
19 within the same rate class. Next slide.

20 This table was requested from the Régie
21 last year and has been included in the evidence at
22 EGQ-26, Document 1.3. The table provides an
23 analysis of the twenty twenty-six (2026) revenue
24 deficiency and how it is recovered between the
25 fixed and variable revenue components, as well as

1 the bill impacts for both the distribution and
2 total bills to customers.

3 Columns H and J show the bill impact is
4 split between the fixed and variable components.
5 For rate 1, you can see that roughly half of the
6 ten point five per cent (10.5 %) distribution
7 impact is attributed to fixed recovery and a little
8 over half is attributed to variable recovery. For
9 rate 2, it's a similar result with roughly three
10 per cent (3 %) of the distribution bill impact of
11 seven and a half per cent (7.5 %) attributed to
12 fixed and four per cent (4 %) attributed to
13 variable. Column M shows the total bill impacts
14 inclusive of gas costs. Next slide, please.

15 The next few slides will address some of
16 the intervener comments that were received. First,
17 we have attempted to address the FCEI request for
18 bill impacts to different customer subgroups. The
19 initial request was to split the revenue classes
20 43, 71, and 79 into subgroups of no more than three
21 hundred (300) customers based on consumption by
22 volume.

23 While it is not possible to provide this
24 level of detail, Enbridge Gaz Québec has attempted
25 to be responsive by including an illustration of

1 the impacts for a rate 1 customer in class 43
2 consuming two thousand cubic metres (2,000 m3) of
3 gas and a customer in class 79 consuming five
4 thousand cubic metres (5,000 m3) of gas per year.

5 As mentioned previously, there are
6 inequities within the rate classes in terms of
7 customers contributing towards fixed costs with low
8 volume consumers contributing less, which explains
9 why these customers see a higher impact from the
10 increase in fixed charges. Next slide, please.

11 The FCEI has also stated that they disagree
12 with the revenue adjustment of approximately twelve
13 thousand dollars (\$12,000) between rate 4 and
14 rate 9. They suggest that the amount should be
15 transferred back to rate 4, which would improve the
16 revenue-to-cost ratios for both rate classes.

17 We have calculated the impacts as shown in
18 the table here on the slide. As you can see, this
19 results in an increase to the bill impacts for
20 rate 9 and results in an overall bill decrease on
21 the distribution side for rate 4.

22 Enbridge Gaz Québec's rate design
23 objectives include avoidance of rate shock, market
24 acceptance, appropriate relationships between
25 rates, and acceptable revenue-to-cost ratios. While

1 FCEI's proposal does improve the revenue-to-cost
2 ratios, Enbridge Gaz Québec does not support a
3 scenario where a rate class experiences a bill
4 decrease when there is an overall revenue
5 deficiency.

6 The adjustment, as proposed in evidence, is
7 an equitable distribution of the deficiency across
8 the rate classes and results in alignment in terms
9 of both the direction and magnitude of the overall
10 bill increases. The revenue-to-cost ratios are also
11 improved compared to last year under our proposal.

12 However, we recognize that it is possible
13 to make a lower adjustment and note that the lowest
14 acceptable adjustment is roughly one thousand
15 dollars (\$1,000), which would result in a
16 distribution bill impact of zero per cent (0 %) for
17 rate 4. This concludes my presentation. Thank you.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Q. [140] Thank you. Ms. Dreveny. Did I pronounce your
20 name correctly?

21 A. Yes.

22 LE PRÉSIDENT :

23 Est-ce qu'il y a des questions des intervenants?

24 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

25 Alors, bonjour, Monsieur le Président. Éric David

1 pour l'ACEFO. Bonjour au panel. J'avais préparé mes
2 questions en français, donc je pense que je vais
3 continuer en français. Désolé, je ne savais pas
4 qu'il y avait un témoin anglophone.

5 Q. **[141]** Je vais tout de suite poser une question
6 concernant la présentation, la planche numéro 10,
7 où vous commentez une demande formulée par la FCEI.
8 Je vais reprendre ici ce que vous dites :

9 FCEI has requested that Enbridge
10 present bill impacts for subgroups
11 within specific classes. In response,
12 Enbridge has calculated bill impacts
13 for rate 1 customers in class 43 with
14 annual consumption of [...]

15 The question is : would you be able to do the same
16 exercise for rate 2 and provide a more detailed
17 analysis?

18 Ms. DANIELLE DREVENY :

19 A. In our evidence, at EGQ-26, Document 1.2, page 2 of
20 2, we have already presented a different subset of
21 the impacts by revenue class. Are you looking for
22 something more specific than the ones that have
23 been provided in evidence?

24 Q. **[142]** I'm going to ask you another topic and I will
25 come back on that. My analyst has time to have a

1 look at the exhibit you just mentioned. O.K.

2 Donc, j'ai ici devant moi la pièce B-0119,
3 qui est le témoignage principal de monsieur
4 Tremblay.

5 Et puis, donc, on apprend effectivement,
6 bien, vous en avez parlé dans votre présentation,
7 il y a quelques instants, que vous poursuivez la
8 mise en oeuvre de la stratégie tarifaire qui a été
9 amorcée en vingt vingt-cinq (2025), d'augmenter
10 graduellement la composante des tarifs 1 et 2. On
11 parle pour le tarif 2, le tarif résidentiel, donc
12 une augmentation de douze dollars (12 \$) à quatorze
13 dollars (14 \$) par mois.

14 La question, c'est : est-ce qu'Enbridge a
15 évalué d'autres scénarios de mise en oeuvre plus
16 graduels ou qui seraient modulés selon le niveau du
17 revenu, particulièrement le niveau de revenu des
18 clients MFR?

19 M. ÉTIENNE MALOUIN-CHÉNIER :

20 R. En fait, quelques petits éléments de réponse à
21 votre question. Premièrement, tel que mentionné par
22 madame Dreveny, il y a plusieurs scénarios qui ont
23 été analysés, pour finalement, celui qui a été
24 retenu. On présente notamment à quoi ressemblerait
25 une tarification si on allait à l'extrême avec une

1 récupération qui était à cent pour cent (100 %)
2 fixe, donc ça permet d'apprécier l'augmentation qui
3 est proposée ici par rapport à un scénario qui
4 serait complètement fixe.

5 Cela dit, pour l'analyse qui tiendrait
6 compte de la situation économique de nos clients,
7 bien qu'on est sensible à cette réalité, de notre
8 côté, on ne dispose pas d'informations sur la
9 situation socio-économique de nos clients, donc ce
10 n'est pas possible pour nous de moduler une
11 tarification sur cette base-là.

12 Nous, ce qu'on regarde, c'est beaucoup
13 l'impact sur les différentes classes de revenus qui
14 sont présentées. On est capable de séparer nos
15 clients selon des usages qui sont faits du gaz
16 naturel, le type d'appareil utilisé, mais pour la
17 situation financière de nos clients, on n'a pas
18 cette information-là.

19 Q. **[143]** D'accord. Maintenant, une autre pièce, il
20 s'agit ici de vos réponses à une demande de
21 renseignements de l'ACEFO où vous expliquez, à la
22 réponse 6.5, que votre scénario est basé sur une
23 diminution des volumes consommés, une diminution
24 globale des volumes consommés.

25 Ma question, c'est : s'il advenait que la

1 baisse devait être moins prononcée que vos
2 projections, êtes-vous d'accord qu'une hausse de la
3 composante fixe pourrait entraîner un recouvrement
4 excédentaire relatif des coûts fixes?

5 Ms. DANIELLE DREVENY :

6 A. Thank you. No, we don't expect that it would cause
7 an excess in the recovery of the fixed. If you are
8 looking at the slide that we had in the
9 presentation, I am not sure what the slide number
10 was, but we show that it's still under - it's
11 around, I think, fifteen per cent (15 %) for rate 1
12 and maybe twenty per cent (20 %) for rate 2. So, we
13 are proposing a small increase and the rates are
14 still mostly variable versus fixed.

15 Q. **[144]** Okay. Thank you. Je n'ai plus de questions.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Merci, Maître David. Est-ce que la FCEI a des
18 questions?

19 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me CHARLES TURMEL :

20 Oui. Bonjour, Monsieur le Président. Charles Turmel
21 pour la FCEI.

22 Q. **[145]** Donc, je vais débiter avec le plan de
23 développement en lien avec la pièce B-0017. Donc,
24 êtes-vous d'accord que plus EGQ attend avant de
25 mettre à jour les taux, plus EGQ risque d'utiliser

1 les taux qui ne reflètent pas adéquatement la
2 réalité des nouveaux clients en lien avec l'analyse
3 de rentabilité?

4 Mme MYRIAM LALANDE-DUBOIS :

5 R. Donc, notre réponse serait « non », dans le sens
6 que dans les dernières années, on a vu une
7 évolution énergétique, donc au niveau de nos
8 clients on a eu une décroissance au niveau des
9 volumes, on le voit, là, depuis plusieurs années
10 dans les rapports annuels, on voit également, là,
11 que notre clientèle, on a de moins en moins de
12 nouveaux branchements. Donc, c'est certain que plus
13 on... si on faisait l'analyse il y a deux ans
14 versus aujourd'hui, c'est certain qu'il va y avoir
15 une différence dans ces analyses-là et le contexte
16 actuel représentera plus le contexte futur, là, que
17 ce qui aurait été analysé il y a environ deux ans
18 ou l'année dernière même.

19 Q. **[146]** Je poserais... en lien avec cette réponse-là,
20 si la Régie concluait que la proposition d'EGQ
21 reporte la mise à jour des taux trop loin dans le
22 temps, mais qu'elle exigeait plutôt une mise à jour
23 des taux à utiliser à compter de deux mille vingt-
24 sept (2027), à quel moment au plus tard une
25 décision devrait-elle, selon vous, être rendue pour

1 que ces nouveaux taux puissent être utilisés dans
2 les analyses de rentabilité de l'année deux mille
3 vingt-sept (2027)?

4 R. C'est certain que pour que ce soit inclus dans les
5 analyses de rentabilité de l'année deux mille
6 vingt-sept (2027), il est actuellement trop tard
7 pour pouvoir le faire. L'analyse, les déposer, que
8 ce soit analysé, également que la Régie puisse
9 rendre une décision assez rapide, là, pour que ce
10 soit fait dans le cadre du dossier tarifaire deux
11 mille vingt-sept (2027).

12 Je rappelle qu'on dépose le dossier
13 tarifaire deux mille vingt-sept (2027) à la fin du
14 mois d'août ou, du moins, là, au mois d'août-
15 septembre, comme qu'il a été mentionné par Jean-
16 François Tremblay un petit peu plus tôt. Donc, le
17 plan de développement doit également être fait
18 avant le dépôt. Nous laisser le temps également de
19 faire les analyses. Donc, c'est certain, là, que
20 pour l'année... que ça entre en vigueur à l'année
21 deux mille vingt-sept (2027), il est trop tard,
22 malheureusement. Mais comme il a été mentionné un
23 petit peu plus tôt par Jean-François Tremblay dans
24 le mot d'ouverture, là, c'est prévu qu'on dépose
25 les analyses dans le dossier tarifaire deux mille

1 vingt-sept (2027), avec une entrée en vigueur en
2 deux mille vingt-huit (2028).

3 Q. **[147]** À quoi je fais référence, c'est davantage les
4 analyses de rentabilité et non le plan de
5 développement. Donc, est-ce que vous gardez la même
6 réponse si je vous parlais de plan de
7 développement? Je veux juste être sûr de bien
8 comprendre ce que vous me dites.

9 R. Donc, pour ce qui est des... sûrement des facteurs,
10 là, dont vous parlez, l'analyse de rentabilité,
11 ainsi que le plan de développement, là, utilisent
12 les mêmes... les mêmes éléments, là, les mêmes
13 analyses pour pouvoir être... pour pouvoir faire
14 les analyses, là, dans le fond. Donc, c'est
15 exactement les mêmes... les mêmes taux.

16 Q. **[148]** Alors, si je peux reformuler, si mettons en
17 janvier deux mille vingt-sept (2027) vous utilisez
18 les nouveaux taux, à quel moment auriez-vous besoin
19 d'une décision de la Régie?

20 R. Donc, dans l'optique où est-ce qu'on déposerait les
21 analyses dans le dossier tarifaire deux mille
22 vingt-sept (2027), qui arriverait au mois d'août-
23 septembre de cette année, assurément que si nous
24 avons une décision assez rapide de la part de la
25 Régie à cet effet d'ici la fin de l'année dans le

1 cadre du dossier tarifaire, on sera en mesure de
2 les utiliser à partir du premier (1er) janvier deux
3 mille vingt-sept (2027).

4 Q. **[149]** Merci. Je vais passer au volet du tarif 1. Ce
5 que je me pose, c'est que, bon, par rapport au
6 tarif 1, à l'intérieur d'une même classe tarifaire,
7 pouvez-vous confirmer que deux clients ayant le
8 même type d'usage, mais des volumes de consommation
9 différents ne subissent pas le même impact du
10 rééquilibrage, et pouvez-vous également confirmer
11 que plus le volume consommé est faible, plus
12 l'impact tarifaire risque d'être important pour le
13 client?

14 M. ÉTIENNE MALOUIN-CHÉNIER :

15 R. Peut-être juste préciser la question. Vous référez
16 au rééquilibrage, donc l'augmentation proposée de
17 la prime fixe?

18 Q. **[150]** Oui, exactement.

19 R. Donc, oui, c'est exact, à l'intérieur d'une même
20 classe de revenus pour des clients ayant le même
21 type d'usage, là, les clients qui ont un volume un
22 petit peu plus élevé seront moins impactés que les
23 clients qui ont des volumes plus bas que la moyenne
24 qui est présentée dans la classe de revenus.

25 Q. **[151]** Donc, lorsque vous présentez uniquement une

1 moyenne par classe tarifaire, vous convenez avec
2 moi, qu'il devient plus difficile de bien cerner
3 l'impact réel du rééquilibrage sur les petits
4 clients à l'intérieur de la classe tarifaire. Comme
5 vous le dites, les clients avec les plus petits
6 volumes sont évidemment désavantagés, c'est bien
7 cela?

8 R. Donc, je serais un peu prudent pour dire que le
9 client se retrouve désavantagé, mais effectivement,
10 comme l'exemple qui a été démontré dans la preuve,
11 là, pour des clients à plus petit volume, l'impact
12 financier peut être plus élevé, mais au final,
13 l'objectif de l'augmentation de la prime fixe,
14 c'est justement réduire l'iniquité qu'il y a entre
15 des clients à faible volume et des clients à plus
16 fort volume, qui se retrouvent dans un contexte de
17 tarification majoritairement variable. Même avec
18 notre proposition d'aujourd'hui, on fait un petit
19 pas vers une composante plus fixe. Il n'en demeure
20 pas moins que, dans ce contexte-là, les clients qui
21 ont un fort volume assument les hausses tarifaires
22 de façon disproportionnellement plus élevée en
23 raison de leur consommation. Donc, la proposition
24 ici vise à réduire l'iniquité entre ces clients-là
25 au sein d'une même classe de revenus.

1 Q. **[152]** Merci. Donc, maintenant, en fait, je vais
2 faire référence aux tarifs 4 et 9. Alors, EGQ
3 soutient qu'il ne faut pas trop toucher au tarif 9,
4 parce que la hausse en distribution y est déjà
5 élevée. Puisque la composante distribution
6 représente une part relativement faible de la
7 facture globale des clients au tarif 9, êtes-vous
8 d'accord avec moi qu'une hausse de cette composante
9 a, pour ces clients, un effet plus limité sur la
10 facture totale que pour d'autres clientèles?

11 R. Est-ce que vous avez un numéro de pièce, là, pour
12 la citation que vous référez d'Enbridge Gaz Québec,
13 juste pour notre...

14 Q. **[153]** Je fais référence au tableau B-0043. Je fais
15 référence à deux tableaux, en fait, qui se
16 complètent un peu, à la page 6 et à la page 28,
17 plus particulièrement au tableau de la page 28, si
18 on regarde le tarif 9. Il y a plusieurs sections,
19 il y a la section de gaz, il y a la section de
20 transportation, la section du volet Dawn, et
21 également, le volet distribution. Et ce qu'on voit,
22 c'est que la variance est de douze pour cent (12 %)
23 pour le volet distribution, mais pourtant, le volet
24 distribution est relativement faible sur la facture
25 globale. Donc, notre question, c'est un peu à

1 savoir, êtes-vous d'accord, la hausse de la
2 distribution a un effet assez limité sur la facture
3 totale, ça serait ma question.

4 R. Oui, en fait, même, je pourrais dire, autrement...

5 Q. **[154]** Je vais vous laisser répondre.

6 Ms. DANIELLE DEVRENY :

7 A. I would agree that, yes, if you look at it that
8 way, because the distribution component for rate 9
9 represents a smaller overall percentage of their
10 bill, once you are going to add in the rest of the
11 gas costs, it tends to water down the variance. But
12 I think that is the reason why we stress that it
13 was important to look at the deficiency in terms of
14 just the distribution portion of the bill, because
15 we are trying to achieve the five-rate design
16 principles and that equity across. So, since the
17 gas cost-revenue-to-cost ratio is also always one,
18 it is important to look at the distribution piece
19 in isolation. So, but I would tend to agree, the
20 12.8 is probably less of a hit to that customer,
21 just because it is a smaller component of their
22 bill.

23 Q. **[155]** Si on vous comprends bien, vous déterminez
24 l'ajustement tarifaire principalement - bien,
25 principalement, je veux dire - le revenu

1 distribution est considéré davantage plutôt que les
2 autres volets pour la facture globale. C'est un peu
3 ce que vous me dites?

4 A. Sorry, can you clarify? I don't understand what you
5 mean by the global bill portion.

6 Q. **[156]** Si on comprend bien ce que vous nous avez
7 répondu, vous déterminez l'ajustement tarifaire
8 principalement en fonction du revenu de
9 distribution avant même de considérer l'effet du
10 coût du gaz sur la facture globale du client.

11 A. I'd say that we look at it as two separate
12 components. So, when we look at the overall rate,
13 we look at it from a distribution perspective and
14 then, it's the gas costs and it is the two that are
15 added together. So, I think we are just stressing
16 that it's important to look at both pieces
17 separately, because that's the way the rates are
18 built.

19 Q. **[157]** Dernière question. À la DDR de la FCEI, la
20 pièce B-0117, page 20, réponse 5.16. Vous pouvez la
21 présenter, je vais attendre. On est à la pièce
22 présentée, vous invoquez un équilibre raisonnable
23 entre l'impact tarifaire et l'interfinancement. Cet
24 équilibre raisonnable repose-t-il sur un seuil
25 précis, sur une formule, ou sur un critère défini,

1 ou s'agit-il plutôt d'un simple jugement
2 d'appréciation.

3 A. It's not based on a precise formula. So, we look at
4 the adjustment in order to achieve our five-rate
5 design principles. So, it is more of a judgment. I
6 think that's why in the presentation, I had
7 mentioned that no adjustment is not appropriate,
8 but you could basically have any adjustment between
9 the 1,000 and the 12,000 points for you to have a
10 reasonable outcome.

11 Q. [158] Merci, pas d'autres questions, Monsieur le
12 Président.

13 LE PRÉSIDENT :

14 Merci, Maître Turmel. Maître Neuman, pas de
15 questions. La Régie?

16 INTERROGÉS PAR Me MARILOU LEFRANÇOIS :

17 Oui, Marilou Lefrançois pour la Régie. J'aurais
18 juste une petite question de précision. Madame la
19 Greffière, est-ce que ce serait possible la pièce
20 B-0020, à la page 5. Donc, ici, à cette pièce, on
21 peut lire que, EGQ demande à la Régie de prendre
22 acte du changement de libellé en lien avec le
23 SPEDE, soit la création d'un service par le
24 Distributeur pour la fixation du prix du SPEDE en
25 remplacement du cavalier tarifaire. Une référence,

1 B-0020.

2 Ensuite, je vous amènerais à la pièce
3 B-0095, Madame la Greffière, page 10, ça serait au
4 point 22.2 - ça serait dans les conclusions de la
5 demande. En fait, on peut lire :

6 PRENDRE ACTE du nouveau service pour
7 la fixation du prix du SPEDE, tel que
8 détaillé à la pièce EGQ-10, document
9 1.

10 Donc, en fait, ma question, c'est simplement, est-
11 ce que vous pourriez confirmer que, EGQ dans cette
12 demande, ici, la demande correspond juste à un
13 changement de libellé en lien avec le SPEDE plutôt
14 que la création d'un service, en fait.

15 M. ÉTIENNE MALOUIN-CHÉNIER :

16 R. Oui, c'est exact. C'est juste pour harmoniser les
17 conditions de service, mais il n'y a pas un nouveau
18 service en particulier qui a été créé.

19 Q. **[159]** D'accord. Merci. Donc, c'était ma seule
20 question, merci beaucoup.

21 INTERROGÉS PAR LA FORMATION

22 M. SAMY GENNAOUI :

23 Q. **[160]** Monsieur le Président, bonjour aux membres du
24 panel, j'ai préparé ma première question en anglais
25 pour madame Dreveny et, regarding rate 4, I believe

1 it applies to one customer only, right?

2 A. Yes, I believe so.

3 Q. [161] This customer or this rate is the only one to
4 be cross-financing others by a significant amount
5 or a significant percentage with thirty-six per
6 cent (36%) delta between revenue and cost, and
7 you're making an effort to lower that ratio down
8 from, I believe it was 1.45 last year, which seems
9 to be an effort. I heard your explanations
10 previously on the objective not to impact other
11 customers with too much of a hike.

12 My question, I'm curious about the history
13 behind this rate 4 and the reasons why there is
14 such a high-revenue-to-cost ratio compared to other
15 rates.

16 A. I think this is a longstanding issue between rate 4
17 and rate 9. I don't have the exact reason for why
18 we have this in front of me, I could take that away
19 if you need it. But my understanding is, it's been
20 a longstanding issue between the two.

21 Q. [162] Thank you. Prochaine question. J'ai promis ce
22 matin que je n'aurais pas trop de questions qui
23 viennent du champ gauche, mais j'ai une question
24 concernant la règle d'arrondissement pour la
25 socialisation GSR, est-ce que c'est le bon panel

1 pour cette question?

2 M. ÉTIENNE MALOUIN-CHÉNIER :

3 R. Oui, c'est correct.

4 Q. **[163]** Puis ma question n'est pas tant sur la règle
5 d'arrondissement que vous demandez de modifier pour
6 tenir la hausse à venir des seuils, c'est vraiment
7 le calcul de l'atteinte des seuils, donc je crois
8 comprendre c'est le système de pointage que vous
9 appelez un pourcentage multiplié par le nombre de
10 mois où le nombre de jours pour arriver au
11 pourcentage total à la fin de l'année.

12 Présentement, à deux pour cent (2 %), ça prend
13 vingt-quatre (24) points, si on veut à la fin de
14 l'année. Quand ça va monter à cinq pour cent (5 %),
15 ça va être soixante (60) points, puis... à dix pour
16 cent (10 %), ça va être cent vingt (120) points.
17 Donc, plus le pourcentage de GSR augmente, plus
18 l'impact devient significatif.

19 Et ma question qui vient un peu du champ
20 gauche, je m'en excuse. La clientèle volontaire qui
21 tente d'éviter la socialisation en adhérant de
22 manière volontaire, est-ce que c'est des clients
23 qui ont un profil de consommation qui est stable
24 d'une saison à l'autre ou on voit une certaine
25 saisonnalité?

1 Et ma question est vraiment, ultimement
2 surtout quand le pourcentage va être plus élevé,
3 est-ce que ça ne serait pas plus logique
4 d'appliquer le pourcentage au volume de gaz sur
5 l'année dans les cas où le volume consommé,
6 janvier, février et mars est vraisemblablement plus
7 élevé pour certains types de clients que dans les
8 mois estivaux?

9 Donc, la question est : est-ce que c'est
10 considéré à l'avenir de calculer le pourcentage en
11 fonction du volume de gaz plutôt que du nombre de
12 jours ou du nombre de mois auquel il y a une
13 adhésion volontaire?

14 R. C'est une avenue qu'on avait déjà explorée par le
15 passé, quand il était temps de créer la
16 commercialisation du GSR. Puis pour nous, on avait
17 mis cette option de côté parce que lorsqu'un client
18 souhaite adhérer au tarif GSR en cours d'année, si
19 le seuil est basé sur des volumes, bien, nous, on
20 ne connaît pas à l'avance la consommation du
21 client. Puis il y a plusieurs facteurs qui sont
22 hors de son contrôle, par exemple, la température,
23 un changement d'appareil, un ajout d'appareil.

24 Donc, pour nous, si le client nous appelle
25 en mars, puis qu'il veut vérifier quel pourcentage

1 il a besoin d'adhérer pour être reconnu volontaire
2 à la fin de l'année, si c'était basé strictement
3 sur des volumes, pour nous, ça serait impossible de
4 donner une réponse avec certitude sur son statut en
5 fin d'année de client volontaire ou non volontaire.

6 Donc, la formule qui est actuellement
7 utilisée vient en sorte répondre à cette
8 problématique pour permettre à un client de devenir
9 volontaire à tout moment en cours d'année. Donc, on
10 n'envisage pas de changement. Puis dans une
11 perspective plus globale... puis là, je sais que
12 c'est sur un autre dossier, mais on propose, dans
13 la stratégie de décarbonation qui est examinée par
14 une autre formation, une refonte complète de la
15 commercialisation du GSR, et on espère pouvoir
16 mettre en place ces modalités au premier (1er)
17 janvier deux mille vingt-sept (2027).

18 Donc, pour le peu de temps qu'on espère,
19 demeurer dans le mécanisme actuel de
20 commercialisation, entreprendre des changements
21 comme ça qui impliqueraient les systèmes
22 informatiques et de facturations, ça ne fait pas
23 partie de ce qu'on envisage.

24 Q. **[164]** Je vous remercie beaucoup. Je n'ai pas
25 d'autres questions.

1 Mme SYLVIE DURAND :

2 Q. [165] J'aimerais savoir quelle cible ou quelle
3 trajectoire vous visez pour que la composante fixe
4 soit de plus en plus importante? Est-ce que vous
5 désirez l'augmenter à quatre-vingt pour cent (80 %)
6 des coûts ou quatre-vingt-dix pour cent (90 %) des
7 coûts?

8 R. Si je peux donner un petit historique. Ça faisait
9 quand même plusieurs années que la prime fixe
10 n'avait pas été revue. Donc, on a amorcé le
11 processus lors de la dernière cause tarifaire et on
12 continue dans le même sens avec une augmentation
13 qui demeure dans les mêmes proportions de ce qui
14 avait été fait l'an dernier.

15 C'est certain qu'à long terme, surtout dans
16 un contexte où il y a une possibilité que nos
17 volumes diminuent - on en a discuté ce matin -
18 évidemment, l'objectif sera d'aller dans une
19 récupération qui est de plus en plus fixe. Cela
20 dit, on n'a pas un horizon de temps en particulier
21 parce que lorsqu'on va regarder ça, ça va être dans
22 une perspective plus globale, avec une stratégie
23 dans laquelle on va devoir examiner où est-ce qu'on
24 veut être dans cinq, dix ou quinze ans.

25 Donc, c'est juste que là, pour l'instant,

1 on poursuit sur ce qui a été démarré l'an dernier
2 pour progresser dans la récupération des coûts
3 fixes. Et comme on a vu dans le tableau, si on
4 démarrait au même niveau qu'en deux mille
5 vingt-cinq (2025), on verrait une régression. Mais
6 ça va faire partie des choses qu'on va examiner à
7 plus long terme. Définitivement pas dans le dossier
8 tarifaire deux mille vingt-sept (2027). Est-ce que
9 ça va être deux mille vingt-huit (2028) ou deux
10 mille vingt-neuf (2029)? Ça sera à voir selon ce
11 qui est envisagé comme stratégie.

12 Q. [166] Oui. Merci. Je comprends que le coût de
13 desservir les clients pour le service distribution,
14 la composante fixe, elle est très grande, puis il y
15 a comme une espèce d'arbitrage qui existe entre
16 dans les tarifs pour fixer la composante fixe,
17 fixer la composante variable, parce que la
18 composante variable c'est un peu le signal de prix
19 qui fait en sorte que les clients soient incités
20 d'une certaine façon à réduire leur consommation
21 d'énergie. Donc, en faisant ou en visant faire
22 porter un poids de plus en plus important à la
23 composante fixe, est-ce que vous ne rendez pas
24 moins attrayant les programmes d'efficacité
25 énergétique et de biénergie?

1 R. Donc, à court et moyen terme, puisque la composante
2 fixe demeure assez limitée dans la récupération
3 totale du revenu, là, on est à... dans le
4 résidentiel à un petit peu plus de vingt pour cent
5 (20 %) avec la proposition qui est devant vous.

6 Cela dit, à long terme, lorsqu'on regarde
7 les différentes composantes de la facture du
8 client, il y a des composantes qui demeurent
9 variables qui vont prendre de plus en plus de place
10 dans la facture, notamment les pourcentages de GSR
11 qui vont être appelés à augmenter et aussi le SPEDE
12 avec la taxe carbone, et ces éléments-là vont
13 augmenter plus rapidement que la distribution.

14 Donc, la proportion de distribution dans la
15 facture du client à long terme, c'est difficile à
16 quantifier pour l'instant, mais va être appelé à
17 diminuer. Donc, même si on est dans un contexte où
18 on augmente la composante fixe, selon nous, il y
19 aurait tout de même des incitatifs pour que les
20 clients fassent de l'efficacité énergétique en
21 diminuant leur volume parce qu'ils vont pouvoir
22 justement économiser sur des composantes variables
23 telles que le GSR et le SPEDE.

24 Q. [167] Merci. Une dernière question. Vous avez fait
25 état tantôt de l'historique long de

1 l'interfinancement qui existe entre le tarif 4 et
2 le tarif 9. Est-ce que ça serait possible pour vous
3 de prendre un engagement pour nous fournir un bref
4 historique des causes de ces interfinancements-là?

5 Ms. DANIELLE DREVENY :

6 R. Yes.

7 Q. **[168]** Merci. Ça termine mes questions.

8

9 E-3 (EGQ) : Fournir un bref historique des causes
10 de l'interfinancement entre le tarif 4
11 et le tarif 9 (Demandé par la
12 Formation)

13

14 LE PRÉSIDENT :

15 Q. **[169]** Oui, bonjour. Moi, j'aimerais savoir pour la
16 règle d'arrondissement, est-ce que ça s'applique
17 seulement qu'une fois à un client qui veut adhérer?
18 C'est-à-dire que si le client rentre la première
19 année et bénéficie de cette règle d'arrondissement
20 là, l'année suivante, il décide de ne pas avoir du
21 GSR, et l'année d'ensuite, il revient. Est-ce que
22 cette règle d'arrondissement là va être
23 réapplicable? Parce que dans une continuité, s'il
24 fait juste acheter du GSR au taux supérieur du
25 règlement, à ce moment-là, je comprends la règle

1 d'arrondissement, mais si après ça il fait du « in
2 and out », est-ce qu'on applique cette règle
3 d'arrondissement là à chaque fois à ce moment-là?

4 M. ÉTIENNE MALOUIN-CHÉNIER :

5 R. La règle d'arrondissement est surtout là pour tenir
6 compte des clients qui s'ajoutent au tarif GSR en
7 cours d'année, puisqu'il y a un délai entre le
8 moment où il nous appelle puis il dit « Je veux
9 être au tarif GSR » puis le début de son cycle de
10 facturation. Cela dit, on n'a pas vraiment
11 d'expérience de clients qui font du « in and out »
12 à chaque année. En général, les clients qui
13 deviennent volontaires le demeurent, et on les
14 encourage évidemment à modifier leur taux en
15 fonction des obligations.

16 Donc, pour un client qui est arrivé dans
17 une année précédente et qui ne touche pas à son
18 taux, techniquement, sur l'année deux mille vingt-
19 quatre (2024), s'il est à deux pour cent (2 %)
20 toute l'année, il va arriver exactement à vingt-
21 quatre (24).

22 Q. [170] Oui, ça, je le comprends bien. C'est juste il
23 se démobilise, en quelque sorte, que là, à ce
24 moment-là, il pourrait décider la troisième année
25 de se remobiliser en ayant une portion supérieure

1 au règlement. Là, ce que je comprends, c'est que la
2 règle d'arrondissement s'appliquerait.

3 R. Oui, il va être considéré comme un nouveau client
4 volontaire, donc selon sa date d'adhésion en cours
5 d'année...

6 Q. **[171]** Parce que la deuxième année, il serait
7 socialisé. La troisième, bien, ce serait sa
8 contribution au taux de GSR qu'il a décidé
9 volontairement de contribuer.

10 R. Oui, s'il a adhéré à un taux égal ou supérieur à
11 l'obligation minimale, il va être reconnu comme
12 volontaire à juste titre.

13 Q. **[172]** O.K. L'autre question que j'avais, concernant
14 la prime fixe, c'était la première année, l'année
15 passée que vous l'appliquiez?

16 R. Oui, l'année passée, c'était la première fois qu'on
17 avait monté de dix et cinq (10,05) à douze dollars
18 (12 \$) par mois pour le tarif 2. Je n'ai plus le
19 chiffre en tête pour le tarif 1, mais oui, c'était
20 la première année, puis ça n'avait pas été revu...
21 je ne sais pas exactement quand c'était la dernière
22 fois, mais ça faisait plusieurs années.

23 Q. **[173]** O.K. Parfait. Je n'ai plus d'autres
24 questions.

25

1 M. SAMY GENNAOUI :

2 Q. **[174]** J'ai une question. Désolé d'interrompre.

3 Concernant la prime fixe, puis c'est vraiment à des
4 fins de clarification pour être certain quand on
5 fera notre analyse, qu'on prend la bonne
6 information. Vous aviez des tableaux que vous avez
7 présentés en montrant l'impact de hausses
8 mensuelles, donc du tarif fixe, la composante fixe
9 du tarif, comme des hausses mensuelles, puis à la
10 fin... puis ça a été présenté plus tôt par madame
11 Dreveny, le bill impact, total bill impact, c'est
12 vraiment le bill impact annuel et non pas le bill
13 impact mensuel. Est-ce que je me trompe?

14 Ms. DANIELLE DREVENY :

15 R. Yes.

16 Q. **[175]** C'était aussi présent dans certains éléments
17 de votre preuve.

18 R. Yes, when we present the bill impact, it's not a
19 monthly bill impact, it's annual.

20 Q. **[176]** Merci. Je n'ai pas d'autres questions.

21 LE PRÉSIDENT :

22 Ce serait tout donc pour le panel 3, donc on vous
23 libérerait. Maître David, ce n'est pas pour le panel
24 3 toujours?

25

1 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

2 Deux petites questions d'intendance. On se
3 demandait dans quel délai Enbridge pense être en
4 mesure de répondre à l'engagement 1. J'imagine les
5 chiffres sont facilement disponibles parce qu'ils
6 ont complété le tableau pour le secteur résidentiel
7 et commercial, fait que je présume que les chiffres
8 « industriel » sont facilement disponibles aussi.
9 Pensez-vous être en mesure de déposer ça
10 aujourd'hui ou...?

11 Me ADINA GEORGESCU :

12 On me fait des hochements de tête, Monsieur le
13 Président, à l'effet que fort probablement pour
14 l'engagement 1, à tout le moins, ce sera avant la
15 fin de la journée.

16 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

17 Excellent. Et simplement pour des fins de
18 planification, je n'aurai pas de questions pour le
19 panel 4.

20 LE PRÉSIDENT :

21 O.K. Merci. Donc, je pense qu'on va ajourner pour
22 aujourd'hui. On commencera demain avec le panel 4.
23 Concernant votre question au début d'après-midi sur
24 la déclaration assermentée de monsieur Tremblay,
25 c'est la pièce B-0100 qu'on référerait au paragraphe

1 9. C'est-tu ça que vous vouliez avoir?

2 Me ADINA GEORGESCU :

3 B-0016?

4 LE PRÉSIDENT :

5 B-0100.

6 Me ADINA GEORGESCU :

7 B-0100.

8 LE PRÉSIDENT :

9 100, oui.

10 Me ADINA GEORGESCU :

11 Je vais juste valider la date de la déclaration,
12 juste un instant, merci. Donc, effectivement,
13 confirmation que c'est bien celle du neuf (9)
14 décembre. Alors c'est plus clair pour nous, merci
15 beaucoup. Parfait. Et par rapport aux huis clos de
16 demain, est-ce que...

17 LE PRÉSIDENT :

18 On va se consulter et demain matin, on vous donnera
19 la réponse en ouverture. Mais je pense que dans les
20 circonstances, on va probablement retenir votre
21 proposition. Mais on va quand même avoir une
22 discussion pour valider le tout, là.

23 Me ADINA GEORGESCU :

24 Parfait. En fait, la raison pour laquelle je pose
25 la question, puis j'imagine que mes confrères

1 voudraient le savoir également, là, pour les fins
2 de la préparation de l'argumentation, c'est que si
3 l'argumentation est effectivement jeudi, on va
4 s'organiser différemment que si c'est demain
5 après-midi.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Regardez, on s'est consultés. On va régler ça
8 rapidement, ça va être jeudi comme vous l'avez
9 proposé, fait qu'il n'y aura pas d'ambiguïté.
10 Demain, ils vont faire la preuve, tout le monde va
11 faire la preuve au panel 5, puis pour ce qui est
12 des argumentaires en lien avec le panel 5, ils
13 seront faits jeudi après-midi.

14 Me ADINA GEORGESCU :

15 Fantastique, merci énormément. Merci beaucoup.
16 Bonne fin de journée. Au revoir.

17

18 AJOURNEMENT DE L'AUDIENCE

19

1 SERMENT D'OFFICE

2

3 Je, soussignée, ROSA FANIZZI, sténographe
4 officielle, certifie sous mon serment d'office que
5 les pages qui précèdent sont et contiennent la
6 transcription fidèle et exacte des témoignages et
7 plaidoiries en l'instance, le tout pris au moyen de
8 la sténotypie, et ce, conformément à la Loi.
9 Et j'ai signé,

10

11

12

13



14

ROSA FANIZZI

15

RIOPEL GAGNON LAROSE