

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE  
(LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE POUR MODIFIER LES TARIFS D'EMMAGASINAGE  
DE GAZ NATUREL À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> MAI 2023**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1

**Date :** 23 juin 2022

**Demandeur :** Régie de l'énergie

---

**DÉPENSES D'EXPLOITATION**

**1. Référence :** Pièce B-0007, p. 7.

**Préambule :**

« Intragaz a indexé ses dépenses pour tenir compte de l'augmentation prévue de celles-ci au cours de la période de 2023 à 2032 selon l'approche suivante :

- Pour l'ensemble des dépenses à l'exception de la main-d'œuvre et des assurances, Intragaz a utilisé les prévisions d'inflation du Conference Board pour chacune des années 2022 à 2031 (annexe 1.1.1). Ainsi, pour obtenir les dépenses de 2023, nous avons indexé les dépenses de 2022 au taux d'inflation du Conference Board de 2022;
- Pour la main-d'œuvre syndiquée, Intragaz a basé le pourcentage d'augmentation prévu à sa convention collective (2,5 %) pour indexer ces coûts pour 2023 à 2032;
- Quant à la main-d'œuvre non syndiquée, Intragaz a utilisé un pourcentage d'augmentation de 3 %;
- L'évolution du coût des assurances est présentement très difficile à prévoir. De 2013 à 2017, le coût des assurances a été à la baisse mais était relativement stable. Depuis 2019 le coût des assurances a augmenté de près de 15 % par année en moyenne. Il est présentement très difficile de prévoir l'évolution de cette dépense durant l'horizon de dix (10) ans de la demande tarifaire.

Intragaz a utilisé un taux d'indexation de 5 % pour les assurances ». [nous soulignons]

**Demande :**

**Question :**

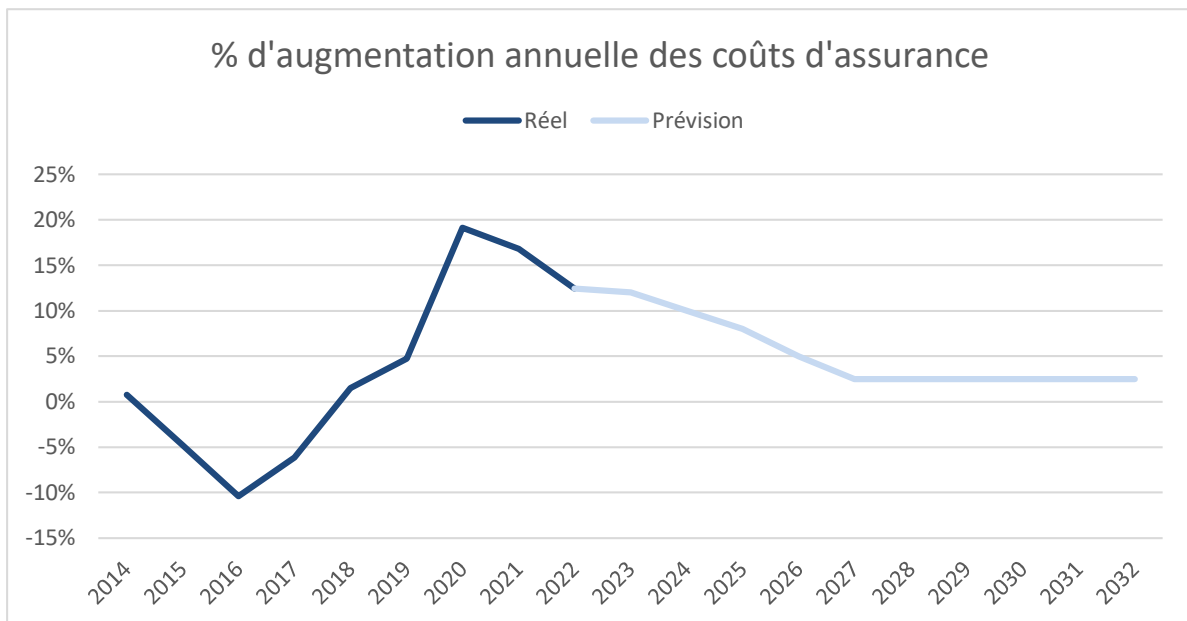
1.1 Veuillez préciser comment les taux d'indexation pour la main-d'œuvre non syndiquée et pour les assurances ont été établis.

**Réponse :**

Intragaz n'a pas été en mesure d'identifier des indices d'indexation à long terme de tierces parties pour la main-d'œuvre non syndiquée et pour les assurances. Elle a donc dû établir ses propres prévisions.

Pour la main-d'œuvre non syndiquée, Intragaz a utilisé comme point de départ l'indexation réelle de la période 2013-2022 qui se situe à 2,5 % en moyenne. Considérant le contexte actuel d'inflation élevée et d'incertitudes économiques et des enjeux liés à la pénurie de main-d'œuvre, Intragaz a conclu qu'une indexation de 3 % était raisonnable pour la période 2023-2032.

Les coûts d'assurance ont connu une augmentation importante et soutenue depuis 2016. Étant dans l'impossibilité d'obtenir un index fiable représentant les prévisions futures des coûts d'assurances, nous avons travaillé de concert avec notre courtier en assurances afin d'établir un scénario plausible de stabilisation des prix.



Intragaz a émis l'hypothèse qu'une stabilisation de l'augmentation des prix aurait lieu à partir de l'année 2027 et que la croissance se ferait à un taux de 2,5 % par la suite. Le tableau ci-dessous présente le pourcentage d'augmentation annuelle de la période 2023-2032 pour la dépense d'assurances, ainsi que la moyenne sur 10 ans.

Année	% d'augmentation
2023	12,0%
2024	10,0%
2025	8,0%
2026	5,0%
2027	2,5%
2028	2,5%
2029	2,5%
2030	2,5%
2031	2,5%
2032	2,5%
<b>Moyenne</b>	<b>5,0%</b>

L'augmentation moyenne annuelle de ce scénario sur une période de 10 ans se situe à 5,0 %. Il est à noter que cette augmentation exclut la dépense d'assurance liée aux projets d'optimisation.

Ces taux d'indexation seraient mis à jour à l'année 6 de l'horizon 2023-2032, selon la proposition d'Intragaz.

Comme complément de réponse et à titre de référence, voici la mise à jour des projections d'inflation du *Conference Board du Canada* en date du 12 mai 2022. L'inflation moyenne sur 10 ans est maintenant estimées à 2,45 % comparativement à 2,32 % lors du dépôt initial de la demande.

<b>Calcul du facteur d'indexation</b>			
	(1)	(2)	(3)
	<b>Année</b>	<b>Prévisions d'inflation<sup>1</sup></b>	<b>Taux composés</b>
3	2022	5,480%	105,480%
4	2023	2,970%	108,613%
5	2024	2,020%	110,807%
6	2025	2,010%	113,034%
7	2026	2,000%	115,295%
8	2027	2,000%	117,601%
9	2028	2,000%	119,953%
10	2029	2,000%	122,352%
11	2030	2,020%	124,823%
12	2031	2,000%	127,320%

<sup>(1)</sup> Source : Conference Board

**2. Référence :** Pièce B-0006, Annexe 1, p. 22.

**Préambule :**

La Régie constate que les dépenses d'exploitation prévues au dossier tarifaire R-3807-2012 ont été supérieures aux dépenses d'exploitation réelles observées lors de 8 des 10 années de l'exercice financier 2013-2022.

**Demandes :**

**Question :**

2.1 Veuillez commenter l'acuité des prévisions relatives aux dépenses d'exploitation dans leur ensemble pour la période 2013-2022.

**Réponse :**

Intragaz souligne que des explications détaillées des écarts annuels au niveau des dépenses d'exploitation ont été présentées dans le cadre de ses rapports annuels et qu'elle a expliqué les principaux écarts de l'horizon 2013-2022 à la pièce Intragaz-1, Document 1, section 2, pages 6 à 9 du présent dossier. Ces explications sont clé afin de comprendre la nature des écarts entre les projections et les résultats de la période 2013-2022.

Intragaz est d'avis que les facteurs suivants doivent être considérés dans l'évaluation a posteriori de l'acuité des prévisions relatives aux dépenses d'exploitation dans leur ensemble, pour la période 2013-2022 :

- Comme il s'agit d'un horizon de 10 ans, il serait irréaliste de penser qu'il n'y aurait pas d'écarts entre les projections et le réel sur une aussi longue période. Au contraire, l'existence d'écarts est presque une certitude. Intragaz soumet respectueusement que le principal critère pour déterminer la justesse des projections est celui de la raisonnable au moment où elles ont été établies.

Le critère applicable est celui visant à déterminer si les projections de dépenses d'exploitation étaient raisonnables, basé sur l'information disponible au moment où les projections ont été établies. Il s'agit d'un exercice prospectif ne bénéficiant pas des enseignements du recul ou de la sagesse rétrospective. À cet égard, il importe d'éviter le biais rétrospectif en tentant d'évaluer à posteriori l'acuité de prévisions préparées plus de 10 ans auparavant.

- Gérer de façon responsable durant une aussi longue période exige à la fois une approche frugale et défensive compte tenu des imprévus pouvant survenir à tout moment pouvant entraîner des dépenses additionnelles importantes. Ceci entraîne une remise en question constante au niveau des décisions affectant les dépenses d'exploitation (et les

investissements en immobilisations) en fonction des nouvelles informations qui deviennent disponibles tout au long de l'horizon tarifaire.

- Cette approche frugale et défensive est autant dans l'intérêt de l'actionnaire que dans celui du client. En effet, la gestion serrée d'Intragaz a permis de réaliser des économies durant l'horizon 2013-2022, lesquelles bénéficieront au client tout au long de l'horizon tarifaire 2023-2032. Intragaz réfère à cet égard à la pièce Intragaz-1, Document 1, section 3.2, page 14, lignes 1 à 18 et page 15, lignes 1 à 6.

Tel qu'indiqué dans cet extrait de la preuve, le fait que les dépenses réelles de l'année de référence 2022 (qui sert de base à l'établissement des dépenses récurrentes pour la période 2023-2032) soient inférieures aux prévisions pour l'année 2022 établie lors de la demande tarifaire 2013-2022 permettra de réaliser des économies de l'ordre de 3,4 M\$ durant le prochain horizon tarifaire. Ces économies sont reflétées dans le coût de service 2023-2032 au bénéfice du client.

- Si Intragaz avait été confronté à d'importantes dépenses imprévues durant la période 2013-2022, sa gestion frugale et défensive lui aurait permis d'en mitiger les effets.
- Afin de tenir compte de l'incertitude du contexte actuel, Intragaz propose de mettre à niveau les dépenses récurrentes et de mettre à jour les taux d'indexation pour les 5 dernières années de l'horizon tarifaire 2023-2032. L'objectif d'une telle mise à jour est d'accroître la justesse des projections durant l'horizon 2023-2032 en coupant l'horizon de 10 ans en deux blocs de 5 ans pour la projection des dépenses récurrentes.

### **Question :**

2.2 Veuillez élaborer sur l'occurrence d'écarts entre les dépenses d'exploitations prévues et les résultats annuels au présent dossier, plus particulièrement quant à la possibilité d'en tenir compte au cours de la période tarifaire demandée.

### **Réponse :**

Intragaz réfère la Régie à la réponse à la question 2.1.

La proposition d'Intragaz de mettre à niveau ses dépenses d'exploitation récurrentes et de mettre à jour les taux d'indexation pour les 5 dernières années de l'horizon tarifaire 2023-2032 représente justement une façon de traiter des écarts durant l'horizon tarifaire.

Intragaz est d'avis qu'une révision des dépenses récurrentes après 5 ans représente un compromis approprié puisque d'une part, elle réduirait de moitié l'horizon de projection de ces dépenses (passant de 10 ans à deux blocs de 5 ans) et, d'autre part, elle continuerait à offrir à Intragaz une certaine marge de manœuvre pour transiger avec le fait que les écarts favorables d'une année puissent potentiellement servir à compenser les écarts négatifs d'une autre. De plus, les écarts d'une année donnée (positifs ou négatifs) peuvent parfois être le résultat d'un écart temporel (de « timing ») qui peut être renversé l'année suivante.

Une mise à niveau trop fréquente des dépenses d'exploitation aurait également pour effet de nuire à l'incitatif financier visant à gérer de façon serrée les dépenses, ce qui ne ferait que

des perdants : les actionnaires perdraient l'occasion de bonifier le rendement et les clients seraient perdants à la longue en raison d'une structure de coûts plus élevée.

**DURÉE TARIFAIRE DE 10 ANS**

- 3. Référence :** (i) Pièce B-0006, p. 4 et 5;  
(ii) Dossier R-4177-2021 Phase 2, pièce B-0064, p. 5;  
(iii) Pièce B-0006, p. 15.

**Préambule :**

- (i) « *Intragaz considère utile de rappeler les motifs justifiant un horizon tarifaire de 10 ans pour son tarif d'emmagasinement :*
- *Accès au financement : Un horizon tarifaire et contractuel de 10 ans permet à Intragaz d'atteindre un ratio d'endettement moyen adéquat et d'amortir les frais substantiels reliés au financement sur une période raisonnable;*
  - *Allègement réglementaire : Permet d'alléger de façon importante le fardeau réglementaire, surtout pour une entreprise aux ressources limitées telle qu'Intragaz;*
  - *Prévisibilité et stabilité : Permet à Énergir et ses clients de connaître les coûts d'emmagasinement en franchise pour 10 ans;*
  - *Par ailleurs, un horizon tarifaire de 10 ans expose Intragaz à un plus grand risque d'écart entre les résultats réels et ses projections* ». [note en bas de page omise]
- (ii) « *De plus, comme pour les contrats présentement en vigueur, les nouveaux contrats auront une durée de 10 ans, soit du 1er mai 2023 au 30 avril 2033* ». [nous soulignons]
- (iii) « *Afin de simplifier l'ajustement des tarifs pour les années 6 à 10, Intragaz propose la création d'un cavalier tarifaire qui entrerait en vigueur le 1er mai 2028 et demeurerait en vigueur jusqu'au 30 avril 2033. L'objectif du cavalier tarifaire serait de permettre de récupérer sur 10 ans 1) les dépenses récurrentes prévues pour les cinq premières années de l'horizon tarifaire et 2) les prévisions révisées pour les cinq dernières années.*

*Pour ce faire, il faudra calculer l'écart entre le revenu requis initial sur 10 ans et celui mis à jour avec les nouvelles prévisions de dépenses des cinq dernières années puis générer un cavalier tarifaire uniforme applicable aux cinq dernières années, lequel permettra de rembourser ou récupérer cet écart. Naturellement, le calcul du cavalier tarifaire serait soumis à l'autorisation de la Régie avant son entrée en vigueur ».*

**Demandes :****Question :**

- 3.1 En vous référant à (i), veuillez commenter la possibilité de considérer l'établissement d'un tarif d'emmagasinement pour une période de 5 ans dans le cadre du présent dossier et de déposer une demande tarifaire pour une période identique au terme de cette période de 5 ans. Veuillez préciser quels en sont les avantages et les inconvénients.

**Réponse :**

**Intragaz est d'avis qu'un horizon tarifaire de 5 ans n'est pas une option viable pour l'entreprise car un tel horizon ne lui permettrait pas d'atteindre un niveau d'endettement suffisant.**

Intragaz a demandé à *Plan A Capital* d'évaluer l'impact d'une réduction hypothétique de l'horizon tarifaire de 10 à 5 ans sur sa capacité d'emprunt. Le rapport de *Plan A Capital* est déposé sous la cote Intragaz-2, Document 1.1.

La principale conclusion de *Plan A Capital* est que la capacité d'emprunt d'Intragaz passerait de 100,7 M\$ à 49,5 M\$ sans ballon et à 62 M\$ avec ballon, ce qui entraînerait les conséquences suivantes :

- Intragaz n'aurait pas suffisamment de liquidités pour rembourser son prêt existant et pour financer ses activités. Elle n'aurait alors d'autre option que de demander une mise de fonds additionnelle de la part de ses actionnaires, ce qui aurait pour effet d'exacerber le sérieux problème soulevé aux points suivants;
- En vertu de ce scénario hypothétique, le ratio moyen d'endettement se situerait entre 20,5 % (sans ballon) et 32 % (avec un ballon équivalent à 24 % du prêt), ce qui est nettement inférieur au ratio d'endettement présumé actuel de 54 % et au ratio d'endettement présumé proposé dans le dossier R-4156-2021, soit 57 %. Il est à noter que *Plan A Capital* est d'avis qu'il est « prudent de ne pas considérer de ballon comme cas de référence dans un scénario de réduction du terme tarifaire et contractuel » à 5 ans<sup>1</sup>. Par conséquent, le scénario avec ballon doit être vu comme étant une analyse de sensibilité et non un scénario plausible;
- **Il serait donc impossible pour Intragaz d'atteindre un ratio d'endettement moyen de 54 %, et encore moins de 57 %, avec un horizon tarifaire de 5 ans;**
- Si Intragaz n'est pas en mesure d'atteindre le ratio d'endettement moyen prévu à sa structure de capital présumée approuvée par la Régie, ceci ne lui permettrait pas d'atteindre un rendement raisonnable sur sa base de tarification conformément à l'article 49, alinéa 1 (3<sup>o</sup>) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (chapitre R-6.01).

En effet, si Intragaz n'était pas en mesure d'atteindre le ratio d'endettement moyen contenu à sa structure de capital présumée, son rendement sur équité s'en trouverait amputé car elle devrait avoir recours à un niveau plus élevé de financement sous forme d'équité, lequel serait rémunéré au taux de la dette, le taux de rendement sur la base de tarification étant fixé en fonction de la structure de capital présumée et non réelle.

Le tableau ci-dessous illustre l'impact d'un ratio d'endettement moyen de 20,5 % plutôt que de 57 %, cet effet faisant passer le taux de rendement sur équité demandé de 10,50 % à 7,52 % alors qu'un ratio d'endettement moyen de 32 % se traduirait en un taux de rendement sur équité de 8,12 % plutôt que 10,50 %.

**L'enjeu ici n'est pas le taux de rendement autorisé par la Régie par rapport au taux de rendement demandé, mais bien l'impossibilité d'atteindre le rendement autorisé si le ratio d'endettement prévu à la structure de capital présumée n'est pas atteignable.** Dans un tel cas, le taux de rendement autorisé serait illusoire;

---

<sup>1</sup> Intragaz-1, Document 1.1, page 4, troisième puce.



Effet sur le taux de rendement sur équité d'un ratio d'endettement moyen réel inférieur au ratio d'endettement présumé								
Structure de capital présumée	Taux (%)	Taux pondéré (%)	Structure de capital atteignable avec horizon 5 ans – sans ballon	Taux (%)	Taux pondéré (%)	Structure de capital atteignable avec horizon 5 ans- avec ballon <sup>2</sup>	Taux (%)	Taux pondéré (%)
Dettes 57%	4,00	2,28	Dettes 20,5%	4,00 <sup>3</sup>	0,82	Dettes 32%	4,00 <sup>3</sup>	1,28
Équité 43%	10,50	4,52	Équité 79,5%	<b>7,52</b>	5,98	Équité 68%	<b>8,12</b>	5,52
Total 100%		6,80 <sup>4</sup>	Total 100%		6,80	Total 100%		6,80

- Dans un tel scénario, les tarifs d'Intragaz ne pourraient pas être qualifiés de justes et raisonnables puisqu'ils ne permettraient pas un rendement raisonnable.

Les autres désavantages d'un horizon tarifaire de 5 ans plutôt que de 10 ans sont :

- Le coût de service sur 10 ans basé sur deux horizons tarifaires de 5 ans serait plus élevé car il faudrait prévoir des coûts transactionnels liés à la mise en place de la dette et des coûts d'une demande tarifaire à deux reprises plutôt qu'une seule fois sur un horizon de 10 ans. Dans le présent dossier, ces coûts sont évalués à 1,9 M\$ en dollars 2023 :
  - o Frais liés à la dette : 1,1 M\$ (voir Intragaz-1, Document 2, Annexe 2.2.1, ligne 8, colonne 4);
  - o Frais liés à la demande tarifaire : 771 k\$ (voir Intragaz-1, Document 2, Annexe 2.2.2, ligne 9, colonne 2, dont 136 k\$ sont liés au dossier du taux de rendement).
- La réduction de l'horizon tarifaire exposerait plus fréquemment Intragaz à un risque d'accès au capital lors d'une crise financière et limiterait également l'attractivité de la transaction auprès d'investisseurs institutionnels à long terme, tels que les compagnies d'assurance-vie, affaiblissant la robustesse du plan financier d'Intragaz.
- Un horizon tarifaire plus court va à l'encontre de l'allègement réglementaire.

Le seul avantage d'un horizon tarifaire plus court est le potentiel d'obtenir des projections relativement plus précises. Intragaz souhaite rappeler à cet égard sa proposition de réviser

<sup>2</sup> Le scénario avec ballon est présenté à titre d'analyse de sensibilité seulement et non comme scénario réalisable.

<sup>3</sup> Pour les fins de cet exercice nous avons émis l'hypothèse simplificatrice que le coût de la dette resterait le même malgré la réduction du ratio d'endettement.

<sup>4</sup> Voir intragaz-1, Document 2, Annexe 3.2, ligne 7, colonne 3.

les projections des dépenses récurrentes pour les derniers 5 ans de l'horizon tarifaire, cette révision offrant le même avantage que deux demandes tarifaires de 5 ans pour une composante importante du coût de service, sans les désavantages susmentionnés.

**Question :**

3.2 Selon les caractérisations des contrats à être conclus entre Énergir et Intragaz en référence (ii), la Régie constate que la durée prévue sera de 10 ans, du 1<sup>er</sup> mai 2023 au 30 avril 2033. À la référence (i), Intragaz explique les avantages découlant de l'adoption d'un tel horizon tarifaire et contractuel pour l'accès au financement. Veuillez préciser si la durée contractuelle de 10 ans constitue un facteur plus important que la durée tarifaire aux fins d'établir le tarif. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

La durée contractuelle de 10 ans et la durée tarifaire aux fins d'établir le tarif ont la même importance au niveau de la capacité d'emprunt d'Intragaz. Ils forment un tout indissociable, car un contrat sans tarif ou un tarif sans contrat n'a aucune valeur aux yeux d'un prêteur visant à financer une entreprise réglementée qui a un seul client.

Le financement d'Intragaz dépend principalement des flux de trésorerie qui seront disponibles pour rembourser l'emprunt (une portion du prêt étant potentiellement garantie par le gaz coussin) durant l'horizon du prêt. Les flux de trésorerie qui seront générés durant l'horizon du prêt sont à la fois fonction des tarifs approuvés par la Régie et de la présence d'un contrat attestant de l'existence d'un client, ce qui permettra de convertir les tarifs en revenus. Le prêteur voudra s'assurer que le contrat avec le seul client d'Intragaz couvre la durée du prêt et que le tarif servant à calculer les revenus est aussi approuvé pour la durée du prêt.

**Question :**

3.3 La référence (iii) précise les étapes associées à la création d'un cavalier tarifaire pour les années 6 à 10 de la période tarifaire demandée au présent dossier et la simplification de l'ajustement tarifaire annuel requis, au besoin.

**Question :**

3.3.1. Veuillez préciser en quoi la création d'un cavalier tarifaire ne portant que sur les dépenses d'exploitation récurrentes constituerait un avantage par opposition au dépôt d'un dossier tarifaire complet au terme de la période de 5 ans, en particulier si Intragaz considère être exposée à un plus grand risque associé à l'écart entre ses résultats réels et ses projections, tel que mentionné à la référence (iii). Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Intragaz réfère la Régie à la réponse à la question 3.1 portant sur les enjeux qui rendent **un horizon tarifaire sur 5 ans non viable pour Intragaz**.

La création d'un cavalier tarifaire ne portant que sur les dépenses d'exploitation récurrentes représente un compromis permettant de maintenir la prévisibilité de tarifs sur 10 ans, ceux-ci **étant** requis pour obtenir un financement adéquat, et la possibilité d'ajuster les tarifs en cours de route pour une composante importante du coût de service, dans un contexte d'incertitude.

Le fait que des tarifs sur 10 ans exposent Intragaz à un plus grand risque associé aux écarts entre ses résultats réels et ses projections est la conséquence inévitable de l'obligation d'avoir des tarifs et un contrat sur une durée d'au moins 10 ans afin qu'il soit possible pour Intragaz de se financer convenablement.

**Question :**

- 3.3.2. Advenant une modification telle que décrit à la référence (iii), veuillez réconcilier l'impact d'une telle demande avec l'objectif de prévisibilité et stabilité pour la clientèle qui est présenté au soutien d'une période tarifaire de 10 ans invoquée à la référence (i). Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Intragaz réfère la Régie à la réponse à la question 3.3.1. L'ajustement proposé après 5 ans constitue un compromis entre l'objectif de prévisibilité/stabilité et celui de précision accrue des projections dans le contexte d'incertitude actuel. L'ajustement proposé après 5 ans réduit quelque peu la prévisibilité mais elle serait tout de même supérieure à ce qu'il serait si un dossier tarifaire complet avait lieu après 5 ans.

**Question :**

- 3.4 Au terme de la période de 5 ans, veuillez préciser si Intragaz entend mettre à niveau les dépenses d'exploitation récurrentes et les taux d'indexation applicables pour les cinq dernières années de l'horizon tarifaire 2023-2032 si la mise à niveau représente un ajustement du RARU d'au moins 100 000 \$ dans les deux éventualités suivantes :

- 3.4.1. Les dépenses d'exploitation sont significativement inférieures aux dépenses prévues au présent dossier. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

L'approche proposée par Intragaz se veut symétrique, c'est-à-dire qu'elle s'appliquerait à la fois à une situation de dépenses récurrentes inférieures ou supérieures aux prévisions. À cet égard, Intragaz réfère la Régie au passage suivant de la preuve d'Intragaz (Intragaz-1, Document 1, page 15, lignes 11 à 15):

« Intragaz considère cette approche équitable, raisonnable, pertinente et prudente dans le contexte actuel de grande incertitude entourant l'évolution des coûts. Cette approche permettrait à la clientèle de profiter, durant l'horizon tarifaire, de réductions éventuelles des dépenses d'exploitation récurrentes et réduirait l'exposition d'Intragaz à des dépenses d'exploitation récurrentes plus élevées que prévu. » (Notre emphase)

Ceci est également conforme à l'extrait suivant du préambule à la présente question:

« Pour ce faire, il faudra calculer l'écart entre le revenu requis initial sur 10 ans et celui mis à jour avec les nouvelles prévisions de dépenses des cinq dernières années puis générer un cavalier tarifaire uniforme applicable aux cinq dernières années, lequel permettra de rembourser ou récupérer cet écart. Naturellement, le calcul du cavalier tarifaire serait soumis à l'autorisation de la Régie avant son entrée en vigueur. »  
Souligné ajouté

**Question :**

- 3.4.2. Les taux d'indexation sont significativement inférieurs aux valeurs retenues aux fins de l'établissement initial du RARU. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Intragaz réfère la Régie à la réponse à la question 3.4.1.

**REVENU ANNUEL REQUIS UNIFORME ET TARIF UNIQUE**

- 4. Référence :** (i) Pièce B-0006, p. 20 et 21;  
(ii) Dossier R-3807-2012, pièce B-0068, p. 7;  
(iii) Dossier R-3807-2012, pièce B-069, p. 6 et 7.

**Préambule :**

- (i) « Dans un souci d'allègement, Intragaz propose la mise en place d'un tarif unique mensuel pour ses deux sites, représentant un douzième du RARU de l'entreprise dans son ensemble. Ainsi, Intragaz n'aura plus à allouer les coûts communs à chacun des sites purement dans le but d'établir un tarif par site.

*Intragaz a validé auprès d'Énergir, son seul client, que cette façon de faire ne lui causerait aucun préjudice ».*

- (ii) « 2.3 Facture mensuelle

*La facture mensuelle est la somme des frais de réservation, des frais de souscription, des frais d'injection et des frais de retrait calculés de la façon suivante :*

- a) Frais de réservation

*Les frais de réservation sont égaux au produit de la prime de réservation établie selon l'article 2.1 par la capacité réservée du client;*

- b) Frais de souscription

*Les frais de souscription sont égaux au produit de la prime de souscription établie selon l'article 2.2 par le volume maximal de retrait souscrit par le client;*

*La facture minimale mensuelle est égale à la somme des frais de réservation et des frais de souscription ».*

- (iii) « 2.3 Facture mensuelle

*La facture mensuelle est la somme des frais de réservation, des frais de souscription, des frais d'injection et des frais de retrait calculés de la façon suivante:*

- a) Frais de réservation

*Les frais de réservation sont égaux au produit de la prime de réservation établie selon l'article 2.1 par la capacité réservée du client;*

- b) Frais d'injection

*Les frais d'injection sont égaux au produit du taux unitaire au volume injecté établi selon l'article 2.2 par le volume de gaz effectivement injecté par le client pendant le mois.*

**c) Frais de retrait**

*Les frais de retrait sont égaux au produit du taux unitaire au volume retiré établi selon l'article 2.2 par le volume de gaz effectivement retiré par le client pendant le mois.*

*La facture minimale mensuelle est égale à la somme des frais de réservation et des frais de souscription ».*

**Demandes :**
**Question :**

4.1 En vous référant à (i), veuillez préciser l'ensemble des impacts qu'aurait la mise en place d'un tarif unique mensuel applicable aux deux sites d'emmagasinement outre l'allègement réglementaire mentionné. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Les deux principaux impacts, outre l'allègement réglementaire, sont :

- 1) Il n'y aurait plus de tarif, donc de revenus, et de coût de service par site. Il y aurait dorénavant un seul tarif et un seul revenu pour les deux sites d'emmagasinement combinés. Tel qu'indiqué au préambule (i), « Intragaz a validé auprès d'Énergir, son seul client, que cette façon de faire ne lui causerait aucun préjudice. »
- 2) Les revenus seraient 100 % fixes. En effet, il n'y aurait aucune fluctuation en fonction des volumes injectés ou des volumes retirés. Cependant, ceci n'aurait pratiquement pas d'impact puisque la structure tarifaire existante fait en sorte que les revenus sont très stables comme, en témoigne le tableau comparatif suivant :

**Comparaison de RARU et du revenu réel (en \$ et %)**

		PDL									
		2013 (Sept à Dec)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
RARU \$		1 467 667	4 403 000	4 403 000	4 403 000	4 403 000	4 403 000	4 516 733	5 767 800	5 767 800	39 535 000
Revenu réel \$		1 467 665	4 402 995	4 402 995	4 402 995	4 402 995	4 402 995	4 517 245	5 767 283	5 767 800	39 534 968
Différence \$		-2	-5	-5	-5	-5	-5	512	-517	0	-32
Différence %		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

		SFL									
		2013 (Sept à Dec)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
RARU		4 132 738	12 398 213	12 398 213	12 398 213	12 398 213	12 398 213	12 398 513	12 401 813	12 401 813	103 325 942
Revenu réel		4 110 210	12 394 384	12 399 377	12 398 715	12 398 886	12 397 999	12 398 602	12 381 093	12 382 048	103 261 314
Différence \$		-22 528	-3 829	1 164	502	673	-214	89	-20 720	-19 765	-64 627
Différence %		-0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,2%	-0,2%	-0,1%

		Total									
		2013 (Sept à Dec)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
RARU		5 600 404	16 801 213	16 801 213	16 801 213	16 801 213	16 801 213	16 915 246	18 169 613	18 169 613	142 860 942
Revenu réel		5 577 875	16 797 379	16 802 372	16 801 710	16 801 881	16 800 994	16 915 847	18 148 377	18 149 848	142 796 282
Différence \$		-22 530	-3 834	1 159	497	668	-219	600	-21 236	-19 765	-64 659
Différence %		-0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	-0,1%	0,0%

**Question :**

4.2 Les références (ii) et (iii) présentent les dispositions relatives à la facturation, approuvée par la Régie dans le cadre du précédent dossier tarifaire d'Intragaz, pour les tarifs d'emmagasiner de gaz naturel des sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien, respectivement. L'examen de ces dispositions permet de constater que le montant total de la facture mensuelle pour l'utilisation de ces sites d'emmagasiner est déterminé par les volumes de gaz entreposés, retirés et injectés. Or, l'approche proposée à la référence (i) se base sur un montant mensuel unique correspondant à un douzième du RARU de l'entreprise dans son ensemble.

**Question :**

4.2.1. Veuillez préciser les avantages et les inconvénients de la proposition d'établir un tarif mensuel uniforme qui ne tiendrait pas compte des volumes entreposés, injectés et retirés de ses sites d'entreposage, pouvant varier sur une base mensuelle ou saisonnière des sites d'emmagasiner. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Intragaz réfère la Régie à la réponse à la question 4.1. Tel qu'indiqué à cette réponse, les revenus établis à partir des tarifs existants sont déjà très stables dans le temps. En effet, la structure des tarifs existants fait en sorte que les revenus fluctuent peu malgré des fluctuations au niveau des volumes retirés ou injectés<sup>5</sup>. Ceci est cohérent avec le fait que le coût de service d'Intragaz est principalement fixe et qu'Énergir contracte pour 100 % de la capacité d'Intragaz.

Il est à noter que la principale dépense variable en lien avec les sites d'emmagasiner d'Intragaz, soit le coût du gaz naturel utilisé pour alimenter les moteurs des compresseurs, est directement assumée par Énergir. Il en sera de même pour le coût de l'électricité nécessaire afin d'alimenter le nouveau compresseur à moteur électrique qui sera installé au site de Saint-Flavien dans le cadre du projet d'optimisation en cours.<sup>6</sup>

Il n'y aurait donc pas d'impact significatif à ce niveau en lien avec le passage à un tarif mensuel uniforme.

Par ailleurs, l'expérience récente d'Intragaz démontre que les tarifs existants ne sont pas plus avantageux pour « ajuster » les revenus à la suite de modifications des volumes prévus au contrat, comparés à un tarif mensuel uniforme:

- Projet d'optimisation Pointe-du-Lac (R-4034-2018);
- Projets d'optimisation Pointe-du-Lac et Saint-Flavien (R-4157-2021).

---

<sup>5</sup> Le volume utile (volume entreposé) vari rarement.

<sup>6</sup> Voir dossier R-4157-2021, Intragaz-1, Document 1, section 7.1.1.

Dans le premier cas, le projet résultait en une augmentation importante du volume utile ainsi que des débits quotidiens d'injection et de retrait au site de Pointe-du-Lac. Le tarif E-6 en vigueur à l'époque a par ailleurs dû être réduit par l'entremise d'un cavalier tarifaire pour éviter que le projet ne génère plus que le taux de rendement autorisé.<sup>7</sup>

À l'inverse, dans le cadre des Projets d'optimisation Pointe-du-Lac et Saint-Flavien (R-4157-2021), les revenus générés par les tarifs existants augmentaient très peu malgré une augmentation importante des capacités de retrait (et d'injection, ainsi que d'une légère augmentation du volume utile à Pointe-du-Lac)<sup>8</sup>.

Pour conclure, le passage à un tarif mensuel uniforme ne serait ni avantageux ni désavantageux comparativement aux tarifs existants, dans l'éventualité où les paramètres contractuels devaient changer dans le futur. De toute évidence, il faudrait envisager dans les deux cas un mécanisme (tel un cavalier tarifaire) afin que les revenus correspondent au coût de service.

**Question :**

- 4.2.2. Veuillez préciser les avantages et les inconvénients de maintenir la détermination des tarifs selon la méthode actuelle basée sur l'usage de chacun de ses sites d'emménagement incluant les frais de réservation, de souscription, d'injection et de retraits. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Intragaz réfère la Régie aux réponses aux questions 4.1 et 4.2.1.

Les avantages de maintenir la détermination des tarifs selon la méthode actuelle basée sur l'usage de chacun de ses sites d'emménagement :

- Le principale avantage de maintenir l'approche existante est d'avoir un coût de service et des revenus par site. Cependant, cette information n'a pas vraiment de valeur ajoutée. Par exemple l'expérience récente d'Intragaz démontre que le fait d'avoir un tarif par site offre peu d'avantages lorsque les paramètres contractuels changent, tels qu'à la suite d'un projet d'optimisation.

Les désavantages de maintenir la détermination des tarifs selon la méthode actuelle basée sur l'usage de chacun des sites d'emménagement :

- On consacre des efforts à allouer des coûts et à calculer un tarif par site, sans réelle plus-value pour l'entreprise ou son client.

---

<sup>7</sup> Voir R-4034-2018, Phase 3.

<sup>8</sup> Voir R-4157-2021, Intragaz-1, Document 1, section 7.2, pages 27 et 28.



**ÉTUDE DE CONCENTRIC ADVISORS**

- 5. Référence :** (i) Pièce B-0013;  
(ii) Pièce B-0013, p. 3-3;  
(iii) Pièce B-0013, p. 5-2;  
(iv) Pièce B-0013, p. 3 et 4;  
(v) Dossier R-3807-2012, pièce B-0011, p. 14.

**Préambule :**

- (i) Intragaz dépose l'étude produite par Concentric Advisors.
- (ii) « *The introduction of net salvage of wells presents a recognition that Intragaz needs to collect sufficient funds for an integral component of its business. The estimates of net salvage for the wells account were based on well abandonment plans prepared in 2018 in accordance with the Petroleum Resources Act (Chapter H-4.2). Given that the cost basis from 2018 included no estimated levels of inflation from 2018 forward, Concentric has inflated the 2018 estimate at a forecasted general annual inflation rate of 2.5 percent over the remaining life of the assets within Account 14600 – Wells as of December 31, 2021* ».
- (iii)

<b>INTANGIBLE PLANT</b>			
19051	INTANGIBLE ASSETS	1,903,859	291,606
19101	INCORPORATION COSTS	0	0
19201	GOODWILL	3,490,480	2,530,598
<b>TOTAL INTANGIBLE PLANT</b>		<b>5,394,339</b>	<b>2,822,204</b>

- (iv) « *The investment in wells is approximately \$60.4 million, representing the biggest share of the accounts with almost 40 percent of the total depreciable original cost. There are a total of 54 wells with 39 at the shallower and lower pressure Pointe-du-Lac site and 15 at the deeper and higherpressure Saint-Flavien facility. Half of these wells are withdrawal and injector wells, 25 are observation wells and one is a water injector well. One well is temporarily inactive. There are six Investment \$ Investment % Concentric Recommended Average Service Life \$8,610,986 5.69 % 40 Investment \$ Investment % Concentric Recommended Average Service Life \$60,406,988 39.92 % 40 Intragaz LP 2021 Depreciation Study Concentric Advisors, ULC Page | 3-5 horizontal wells at Saint-Flavien to drain more of the less permeable and porous reservoir. Approximately 92 percent of the investment in wells is associated with the deeper, more complex, and higher-pressure SaintFlavien wells* ».

- (v) « *Account 146.01 – Wells - This account is the largest account, containing over 47 % of the Company's depreciable investment. Over \$55 million of this account relates to 11 injection/withdrawal wells at the Saint-Flavien Natural Gas Storage Facility. Of these 11 wells, a significant portion of the investment specifically relates to six deep horizontal wells that in total comprise approximately eight kilometers of horizontal drains. Given the significant depth and length of these six horizontal wells, these facilities are unique and present a number of unique operating considerations. The remaining investment relates to the 13 injection/withdrawal wells used with the depleted natural gas aquifer reservoir at the Pointe-du-Lac Natural Gas Storage Facility and a number of observation wells at both facilities* ».

**Demandes :****Question :**

5.1 De la référence (i), la Régie comprend que Concentric n'a pas pris en considération les impacts potentiels de l'injection d'hydrogène dans le réseau gazier particulièrement quant à la durée de vie de plusieurs composantes dont les puits. Veuillez préciser si une mise à jour de l'étude est envisagée pour tenir compte des impacts potentiels de l'injection d'hydrogène. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Hydrogen injection into the gas network is one of many potential developments in the energy transition that will require a closer and more frequent review of economic and physical life spans of Intragaz's assets. Currently, the long-term potential impacts of hydrogen injection are not certain. In addition, it is expected that if hydrogen is injected in the gas network, it will be done gradually which should defer the potential impacts on asset lifespan.

As a result, Concentric recommends that a depreciation study be undertaken as part of Intragaz' next rate case to ascertain the asset lives in a more predictable fashion.

**Question:**

5.2 Veuillez élaborer sur la pertinence de l'utilisation du taux d'inflation de 2,5 % à la référence (ii) compte tenu de la conjoncture économique actuelle et prévue, notamment de l'accélération du taux d'inflation et de l'activité dans le secteur pétrolier et gazier.

**Réponse :**

An inflation rate must be assumed in any deterministic treatment of future costs of removal. The assumed rate of 2.5 percent represents a long-term rate that spans more than the next 20 years of remaining well life. To put it in the context of long run economic assumptions, inflation is intended to be an historical estimate at the time of publication of this study.

While Concentric recognizes recent inflation is well above the 2.5 percent assumed, we are of the view that it is a reasonable assumption for a long-term horizon (20-years).

Of note, the May 12, 2022, 10-year inflation forecast of the Conference Board of Canada averages 2.45%. See answer to question 1.1.

These assumptions can be adjusted as new information becomes available in time for the next periodic review of depreciation and future costs of removal.

**Question :**

5.3 Veuillez énumérer et décrire au besoin, en quoi consiste les éléments de coûts constituants les « Intangibles Assets » indiqués à la référence (iii).

**Réponse :**

“Intangible assets are deferred costs from previous regulatory applications approved by the Régie as described below:

Intangible Assets as of December 31, 2021:

Deferred costs financing (R-3807-2012)	\$1,459,664
Deferred costs rate case (R-3807-2012)	\$294,299
Deferred costs PDL project (R-4034-2018)	\$116,435
Deferred costs rate rider (R-4034-2018)	\$27,969
	<hr/>
	\$1,903,858

**Question :**

5.4 Veuillez concilier le nombre de puits entre les références (iv) et (v).

**Réponse :**

Please refer to the tables below.

**(iv) 2021 Year End Well Count de Concentric Depreciation Study, mars, 2022 p. 3 et 4**

Site	Withdrawal / Injector Wells	Water Injectors	Temporarily Inactive	Observation wells	Total
Saint-Flavien	12*	0	0	3	15
Pointe-du-Lac	17**	1	1	20	39
<b>Total</b>	<b>29</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>23</b>	<b>54</b>

\* Includes six horizontal wells and an observation well that was converted to a withdrawal well in 2014.

\*\* Includes four observation wells converted to injection / withdrawal wells.

**(iv) 2021 Year End Balance de Concentric Depreciation Study, mars, 2022 p. 3 et 4**

Site	Total (\$'000s)	%
Saint-Flavien	\$55,897	92.5%
Pointe-du-Lac	\$4,510	7.5%
<b>Total</b>	<b>\$60,407</b>	<b>100.0%</b>

**(v) 2011 Year End Well Count de Dossier R-3807-2012, pièce B-0011, p. 14.**

Site	Withdrawal / Injector Wells	Water Injectors	Temporarily Inactive	Observation wells	Total
Saint-Flavien	11*	0	0	4	15
Pointe-du-Lac	13	1	1	24	39
<b>Total</b>	<b>24</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>28</b>	<b>54</b>

\* Includes six horizontal wells.

**(v) 2011 Year End Balance amounts**

Site	Total (\$'000s)	%
Saint-Flavien	\$55,825	92.5%
Pointe-du-Lac	\$4,510	7.5%
<b>Total</b>	<b>\$60,335</b>	<b>100.0%</b>

**ÉTUDES RÉALISÉES PAR BEHR INTEGRATED SOLUTIONS INC**

**6. Référence :** Pièces B-0009, B-0010, B-0011 et B-0012, déposées sous pli confidentiel;

**Préambule :**

La Régie comprend des études indiquées en référence qu'elles ne semblent pas tenir compte de l'injection potentielle d'hydrogène dans le réseau gazier et des impacts pouvant en découler sur les travaux à effectuer aux différents puits et sur l'ordonnancement de ces travaux.

**Demande :****Question :**

6.1 L'impact de l'injection d'hydrogène dans le réseau gazier pouvant affecter différentes composantes des puits, l'ordonnancement des travaux ainsi que les débits de migration de gaz observés, veuillez préciser si une mise à jour de ces études est envisagée pour tenir compte de l'injection d'hydrogène. Veuillez préciser.

**Réponse :**

Une évaluation préliminaire de la vulnérabilité des puits a été effectuée par notre consultant Behr Integrated dans le cadre de l'évaluation des coûts liés aux interventions sur ceux-ci. À priori, l'acier des tubages et des « packers » des puits du site de Saint-Flavien ne serait pas sensible au H<sub>2</sub>. Cependant, des modifications au niveau des têtes de puits pourraient être requises. De telles modifications pourraient être effectuées ultérieurement lors d'une intervention distincte sans lien avec celles prévues au plan d'intervention sur les puits du présent dossier. Le type d'acier des composantes de puits du site de Pointe-du-Lac, jumelé à la très faible pression d'opération, rendent les puits de ce site peu vulnérables au H<sub>2</sub>.

**PRÉVISIONS D'AJOUTS D'IMMOBILISATION**

7. **Référence :** Pièce B-0007 Annexe 2.1.1, p. 29.

**Préambule :**

Intragaz présente les prévisions d'ajouts d'immobilisation pour les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien pour la période 2023-2032.

ANNEXE 2.1.1														
Prévisions d'ajouts d'immobilisation (k\$)														
Sites combinés														
Pour les exercices financiers de 2023 à 2032														
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
Détails	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total	Amortissement en années	Dépenses d'amortissement annuels
Investissements														
Optimisation 2023	12 078	18 502										30 580		Voir Annexe 2.1.2, ligne 43, colonne I
Remplacement C-1 PDL			1 336	6 818								8 154	40	Voir Annexe 2.1.2, ligne 11, colonne I
Intervention sur puits			1 046		1 731		487					3 263		Voir Annexe 2.1, ligne 36
Remplacement refroidisseur de procédé C-3			1 000									1 000	30	33
Plan de résilience des sites		400	1 400									1 800	30	60
Compresseurs à air		979		547								1 526	30	Voir Annexe 2.1, ligne 40
Seveurs et licences, ordinateur				219					242			461	10	Voir Annexe 2.1, ligne 44
Problème infiltration d'eau drainage		105										105	40	3
Remplacement camions				82	167	85			91	92	94	613	6	Voir Annexe 2.1, ligne 52
Salles de contrôle bureau			215									215	10	21
Divers		105	107	109	112	114	116	119	121	123	126	1 152	10	Voir Annexe 2.1, ligne 64
<b>Total 2023 à 2032</b>	<b>12 078</b>	<b>20 090</b>	<b>5 104</b>	<b>7 776</b>	<b>2 010</b>	<b>199</b>	<b>603</b>	<b>119</b>	<b>453</b>	<b>216</b>	<b>220</b>	<b>48 867</b>		

**Demande :**

7.1 En vous référant au tableau en préambule, la Régie constate que pour la période tarifaire 2023-2032, les ajouts à la base de tarification découlant des immobilisations prévues totalisent 48,9 M\$. De ce total, 80 % ou 38,8 M\$ est associé à deux éléments :

- Projet d'optimisation des sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien : 30,6 M\$;
- Remplacement de l'unité de compression C-1 de Pointe-du-Lac : 8,2 M\$.

Ainsi, sur l'ensemble de la période tarifaire, plus de 96 % des investissements sont prévus entre 2023 et 2026.

**Question :**

7.1.1. Outre les deux précédents projets, veuillez élaborer sur la nature des besoins d'Intragaz, incluant la planification de ses besoins et ses projets d'investissements au cours de la période tarifaire 2023-2032. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Dans le cadre de la préparation du présent dossier, Intragaz a effectué une analyse détaillée de tous ses actifs afin de déterminer les remplacements ou les entretiens majeurs qui pourraient être requis durant l'horizon tarifaire 2023-2032.

Un exemple concret de la démarche suivie par Intragaz est présenté à la preuve déposée au soutien du Projet de remplacement de l'unité de compression C-1 à Pointe-du-Lac. La section 2 de la pièce Intragaz-1, Document 5 passe en revue tous les compresseurs d'Intragaz. Cette analyse nous a permis de conclure que seul l'unité

de compression C-1 du site de Pointe-du-Lac devra être remplacée durant l'horizon 2023-2032, et ce même si trois unités de compression atteindront leur fin de vie prévue à l'intérieur de cet horizon.

Il est important de souligner que le Projet d'optimisation des sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien comprend le remplacement de plusieurs actifs qui auraient vraisemblablement été remplacés durant l'horizon 2023-2032, n'eût été de ce projet.<sup>9</sup> Ceci contribue donc à accroître la proportion des investissements réalisés au début de l'horizon 2023-2032.

Également, la réalisation des deux plus importants projets en début d'horizon s'explique ainsi :

- Projet d'optimisation des sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien : Énergir et Intragaz ont convenu d'une date de mise en service au 1<sup>er</sup> novembre 2023 afin qu'Énergir puisse bénéficier le plus rapidement possible des économies découlant du projet;
- Remplacement de l'unité de compression C-1 : Cette unité problématique fonctionne sur du temps emprunté ayant déjà atteint sa fin de vie, prévue en 2020.

Outre les deux projets cités à la demande 7.1, le troisième projet d'investissement en termes d'importance durant l'horizon 2023-2032, soit les interventions sur les puits (ligne 9 du tableau présenté en préambule), fait l'objet d'une preuve détaillée d'expert déposée dans le cadre du présent dossier (voir Intragaz-1, Documents 3 à 3.4).

Le prochain projet d'investissement en termes d'importance, soit le Plan de résilience pour l'hydrogène (ligne 11 du tableau présenté en préambule), fait également l'objet d'une preuve détaillée déposée dans le cadre du présent dossier (voir Intragaz-1, Document 6).

---

<sup>9</sup> Voir R-4157-2021, Intragaz-1, Document 1, section 3.3.

**TAUX DE RENDEMENT ET PARAMÈTRES FINANCIERS**

8. **Référence :** (i) Pièce B-0007, p. 5;  
(ii) Pièce B-0007, Annexe 3, p. 36;  
(iii) Pièce B-0007, Annexe 3.2, p. 41.;

**Préambule :**

- (i) Intragaz présente l'établissement du revenu requis pour la période tarifaire 2023-2032 :  
(ii) «

13

**Tableau 1**

**Établissement du revenu requis  
Pour la période de 2023 à 2032  
Sites combinés (000 \$)**

(1) Description	(2) 2023	(3) 2024	(4) 2025	(5) 2026	(6) 2027	(7) 2028	(8) 2029	(9) 2030	(10) 2031	(11) 2032
<b>Revenus requis</b>										
Dépenses d'exploitation	6 064	7 920	7 204	7 007	6 729	7 639	7 131	8 109	7 767	7 782
Amortissement	4 563	5 364	5 405	5 653	5 683	5 633	5 596	5 622	5 407	5 334
Rendement sur la base de tarification	7 803	8 415	8 438	8 255	7 895	7 526	7 157	6 789	6 422	6 069
Impôts présumés <sup>1,2</sup>	1 882	2 032	2 040	1 991	1 901	1 813	1 723	1 636	1 547	1 462
<b>Revenus annuels requis</b>	<b>20 311</b>	<b>23 731</b>	<b>23 087</b>	<b>22 905</b>	<b>22 209</b>	<b>22 610</b>	<b>21 607</b>	<b>22 155</b>	<b>21 143</b>	<b>20 646</b>
<b>Revenu annuel requis uniforme</b>	<b>22 106<sup>3</sup></b>									

»

- (iii) Intragaz présente le calcul du rendement sur la base de tarification pour la période 2023-2032 :

«

**ANNEXE 3**

**Calcul du rendement sur la base de tarification  
Pour la période de 2023 à 2032  
(000 \$)**

(1) Description	(2) 2023	(3) 2024	(4) 2025	(5) 2026	(6) 2027	(7) 2028	(8) 2029	(9) 2030	(10) 2031	(11) 2032	Référence
Base de tarification	115 158	124 254	124 667	121 818	116 422	110 997	105 540	100 139	94 716	89 511	Annexe 3.1, ligne 18
Taux de rendement (%)	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	Annexe 3.2, ligne 7, colonne 3
Rendement sur la base de tarification <sup>1</sup>	7 831	8 449	8 477	8 284	7 917	7 548	7 177	6 809	6 441	6 087	
Moins intérêts créditeurs sur comptes de réserve de la dette	-28	-34	-39	-29	-21	-22	-20	-21	-19	-18	Annexe 3.1.3, ligne 16
<b>Rendement net sur la base de tarification</b>	<b>7 803</b>	<b>8 415</b>	<b>8 438</b>	<b>8 255</b>	<b>7 895</b>	<b>7 526</b>	<b>7 157</b>	<b>6 789</b>	<b>6 422</b>	<b>6 069</b>	Tableau 1, ligne 8

<sup>(1)</sup> (Ligne 5 X ligne 6 / 100)

»

- (iv) Intragaz présente la méthode de calcul du taux de rendement sur la base de tarification



«

## ANNEXE 3.2

**Calcul du taux de rendement sur la base de tarification**

	(1) Pondération (%)	(2) Taux (%)	(3) Taux pondéré (%) (Col. 1 X col. 2)	Référence
Dette	57,00 <sup>2</sup>	4,00 <sup>1</sup>	2,28	Annexe 3.2.1, ligne 13
Équité	43,00 <sup>2</sup>	10,50 <sup>2</sup>	4,52	
	<b>100,00</b>		<b>6,80</b>	Annexe 3, ligne 6

<sup>(1)</sup> Voir Intragaz-1, Document 7

<sup>(2)</sup> Voir R-4156-2021, EGI-1 - Direct testimony of Dr. Bente Villadsen, page 84, lignes 16 et 17 et page 85 lignes 1

»

**Demandes :**
**Question :**

8.1 Veuillez déposer une version révisée des tableaux présentée aux références (i), (ii) et (iii) en tenant compte du taux de rendement et de la structure de capital présentement en vigueur et autorisés par la Régie ainsi que le taux d'intérêt présentement applicable à la dette à long terme.

**Réponse :**

**Tableau 1**  
**Établissement du revenu requis**  
**Pour la période de 2023 à 2032**  
**Sites combinés (000 \$)**

(1) Description	(2) 2023	(3) 2024	(4) 2025	(5) 2026	(6) 2027	(7) 2028	(8) 2029	(9) 2030	(10) 2031	(11) 2032
<b>5 Revenus requis</b>										
6 Dépenses d'exploitation	6 064	7 920	7 204	7 007	6 729	7 639	7 131	8 109	7 767	7 782
7 Amortissement	4 557	5 359	5 399	5 648	5 678	5 628	5 591	5 617	5 402	5 329
8 Rendement sur la base de tarification	7 712	8 315	8 337	8 154	7 798	7 431	7 065	6 700	6 336	5 986
9 Impôts présumés	1 631	1 761	1 768	1 724	1 646	1 569	1 491	1 415	1 338	1 264
<b>10 Revenus annuels requis</b>	<b>19 964</b>	<b>23 355</b>	<b>22 708</b>	<b>22 533</b>	<b>21 851</b>	<b>22 267</b>	<b>21 278</b>	<b>21 840</b>	<b>20 842</b>	<b>20 361</b>
<b>11 Revenu annuel requis uniforme</b>	<b>21 760</b>									

**Annexe 3**
**Calcul du rendement sur la base de tarification  
Pour la période de 2023 à 2032  
(000 \$)**

(1) Description	(2) 2023	(3) 2024	(4) 2025	(5) 2026	(6) 2027	(7) 2028	(8) 2029	(9) 2030	(10) 2031	(11) 2032
Base de tarification	115 181	124 254	124 644	121 772	116 352	110 903	105 424	99 999	94 553	89 339
Taux de rendement (%)	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
Rendement sur la base de tarification <sup>1</sup>	7 740	8 350	8 376	8 183	7 819	7 453	7 085	6 720	6 354	6 004
Moins intérêts créditeurs sur comptes de réserve de la dette	-28	-35	-39	-29	-21	-22	-19	-20	-18	-18
<b>Rendement net sur la base de tarification</b>	<b>7 712</b>	<b>8 315</b>	<b>8 337</b>	<b>8 154</b>	<b>7 798</b>	<b>7 431</b>	<b>7 065</b>	<b>6 700</b>	<b>6 336</b>	<b>5 986</b>

10 <sup>(1)</sup> (Ligne 5 X ligne 6 / 100)

**Annexe 3.2**
**1 Calcul du taux de rendement sur la base de tarification**

	(1) Pondération (%)	(2) Taux (%)	(3) Taux pondéré (%) (Col. 1 X col. 2)
5 Dette	54,00	5,21	2,81
6 Équité	46,00	8,50	3,91
7	<b>100,00</b>		<b>6,72</b>

Tel que présenté aux tableaux précédents, l'ajustement du taux de rendement, du taux d'intérêt et de la structure de capital afin de refléter les paramètres actuellement en vigueur diminue le RARU de 346 k\$. Il est à noter que dans le cadre de cette réponse le montant de l'emprunt a aussi été ajusté à la baisse afin de respecter le ratio d'endettement présumé actuellement en vigueur.

Outre les impacts directs sur les coûts d'intérêts et le rendement sur la base de tarification, des impacts moindres sont à noter sur les frais liés à la dette, sur le rendement applicable sur les frais reportés de la cause actuelle ainsi que sur les intérêts créditeurs applicables aux comptes de réserve de la dette.