

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-4189-2022

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

INTRAGAZ – CAUSE TARIFAIRE 2023-2033

INTRAGAZ, s. en c.

Demanderes

-et-

REGROUPEMENT POUR LA TRANSITION,
L'INNOVATION ET L'EFFICACITÉ
ÉNERGÉTIQUES (RTIEÉ),
un Regroupement comprenant les organismes
suivants : l'Association québécoise de lutte
contre la pollution atmosphérique (AQLPA),
Stratégies Énergétiques (S.É.), le Groupe
d'Initiatives et de Recherches Appliquées au
Milieu (GIRAM) et Énergie solaire Québec
(ÉSQ).

Intervenant

**LA CAUSE TARIFAIRE 2023-2032 D'INTRAGAZ S.E.C.
RAPPORT**

Jean Schiettekatte, Consultant en énergie
André Bélisle
M^e Dominique Neuman, LL.B., Procureur

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)

Le 22 août 2022

TABLE DES MATIÈRES

PRÉSENTATION.....	1
1 - LA STRUCTURE TARIFAIRE D'INTRAGAZ (TARIF DE 10 ANS, TARIF UNIQUE POUR LES 2 SITES).....	2
2 - LE REVENU REQUIS ANNUEL PRÉVU (ET LE RARU EN DÉCOULANT) POUR 2023-2032	7
3 - L'INVESTISSEMENT DONT L'AUTORISATION EST DEMANDÉ POUR LE PLAN DE RÉSILIENCE H ₂	12
4 - LES SUIVIS.....	23
CONCLUSION.....	24

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

Les numéros réfèrent à la présente Phase 1, puis au chapitre du présent mémoire.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1-1

LA STRUCTURE TARIFAIRE D'INTRAGAZ

Nous sommes en accord avec Intragaz pour que les tarifs soient fixés tels que demandé par l'Entreposeur pour un terme de 10 ans, mais en prévoyant aux termes de 3 et de 5 ans des processus devant la Régie qui soient similaires à celui d'une cause tarifaire, afin de :

- Statuer sur le cavalier tarifaire no.3, qui ne sera connu que vers 2025 pour couvrir l'investissement au compresseur C1.
- Statuer sur l'autre cavalier tarifaire, non énuméré par Intragaz, qui est également à prévoir vers 2025 lorsque sera connu le fruit de ses études et essais sur l'intégration de l'hydrogène au gaz de réseau.
- Statuer sur la révision complète en 2028 de ses dépenses récurrentes d'exploitation prévues, qu'annonce Intragaz, avec un autre cavalier tarifaire.

Nous sommes par ailleurs en accord avec un tarif unique d'Intragaz pour les deux sites d'entreposage, accordant ainsi une plus grande flexibilité opérationnelle à l'Entreposeur.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1-2
LE REVENU ANNUEL REQUIS PRÉVU POUR 2023-2032

Nous recommandons à la Régie d'approuver le revenu annuel requis prévu par Intragaz pour 2023-2032.

Entre autres éléments, nous y notons que la prévision 2023-2032 des dépenses informatiques d'intragz poursuit la hausse constatée en 2013-2022 de telles dépenses qui se sont avérées supérieures au réel par rapport à la prévision. Nous sommes satisfaits de cette position conservatrice d'Intragaz prévoyant une hausse de près de 50% de ce type de dépenses importante pour assurer entre autres la sécurité des systèmes de technologie de l'information, un poste budgétaire susceptible en effet de connaître une hausse importante et stratégique des besoins.

Sur les dépenses en assurances, nous notons avec satisfaction les démarches d'Intragaz avec son courtier pour tenter d'optimiser de telles dépenses. Nous comprenons par ailleurs d'Intragaz que celle-ci constitue une trop petite entreprise pour pouvoir envisager l'auto-assurance à l'instar des unités d'Hydro-Québec.

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1-3
LE PLAN DE RÉSILIENCE H₂

Nous recommandons à la Régie d'approuver la proposition de plan de résilience H₂ d'Intragaz. Intragaz a démontré l'importance non seulement sécuritaire mais aussi environnementale de cette étude et de son impact sur la transition énergétique.

Nous sommes en accord avec Intragaz que ce coût soit capitalisé. L'article 49 de la *Loi* prévoit déjà que les dépenses de recherche-développement sont traitées comme des actifs.

Nous recommandons aussi à Intragaz d'ajouter à la comptabilisation du projet les coûts « in-kind » (en nature) qu'elle prévoit investir dans le projet afin d'optimiser le traitement comptable à long terme de tous les coûts et réduire l'impact sur le client.

PRÉSENTATION

1 - Intragaz a logé au présent Dossier R-4189-2022, une [demande tarifaire B-0002](#) le 5 avril 2022, une [demande amendée B-0027](#) le 18 juillet 2022 et une [demande tarifaire remodifiée B-0062](#) le 9 août 2022 pour la période 2023-2032 auprès de la Régie de l'énergie.

2 - La présente constitue le mémoire du *Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)* en ce dossier.

1

LA STRUCTURE TARIFAIRE D'INTRAGAZ (TARIF DE 10 ANS, TARIF UNIQUE POUR LES 2 SITES)

3 - Nous avons initialement indiqué, dans l'énoncé de nos sujets d'intervention [C-RTIEÉ-0003](#), ne pas être certains qu'il demeure optimal de fixer le tarif d'Intragaz pour dix ans (plutôt que 2 ans ou 5 ans possiblement). En effet, le cavalier tarifaire no.3 ne sera connu que vers 2025 pour couvrir l'investissement au compresseur C1. Un autre cavalier tarifaire, non énuméré par Intragaz, est également à prévoir vers 2025 lorsque sera connu le fruit de ses études et essais sur l'intégration de l'hydrogène au gaz de réseau (voir le chapitre 3 ci-après). Enfin, au présent dossier, Intragaz prévoit déjà une révision complète en 2028 de ses dépenses récurrentes d'exploitation prévues, avec un autre cavalier tarifaire.

Nous avons ainsi initialement souligné que l'ampleur de ces changements à venir et leur importance pour la transition énergétique devraient pouvoir être pleinement examinés par la Régie en cause tarifaire plutôt que d'être traités de façon disparate ou partielle seulement dans des dossiers d'autorisation ou réglés par des autorisations de cavaliers fixées d'avance.

4 - Intragaz fait toutefois valoir, à la [Pièce B-0024](#), qu'un horizon tarifaire de deux (2) ou cinq (5) ans, tel qu'évoqué par le RTIEÉ, ne permettrait pas à Intragaz de se financer convenablement et entraînerait des coûts de financement et d'encadrement règlementaire beaucoup plus élevés devant être supportés par la clientèle. Intragaz soumet aussi que la préoccupation soulevée par le RTIEÉ sur les divers cavaliers tarifaires n'est pas fondée car il est déjà prévu que les cavaliers tarifaires en question feront l'objet de dossiers public devant la Régie, le temps venu, comme cela a notamment été le cas en 2018, lorsque la Régie a

autorisé le projet d'investissement d'Intragaz pour augmenter la capacité du site d'emmagasinage de Pointe-du-Lac (R-4034-2018).

5 - Devant ces représentations d'Intragaz, RTIEÉ accepte que les tarifs soient fixés tels que demandé par l'Entreposeur pour un terme de 10 ans, mais en prévoyant aux termes de 3 et de 5 ans des processus devant la Régie qui soient similaires à celui d'une cause tarifaire, afin de :

- Statuer sur le cavalier tarifaire no.3, qui ne sera connu que vers 2025 pour couvrir l'investissement au compresseur C1.
- Statuer sur l'autre cavalier tarifaire, non énuméré par Intragaz, qui est également à prévoir vers 2025 lorsque sera connu le fruit de ses études et essais sur l'intégration de l'hydrogène au gaz de réseau.
- Statuer sur la révision complète en 2028 de ses dépenses récurrentes d'exploitation prévues, qu'annonce Intragaz, avec un autre cavalier tarifaire.

6 - Nous notons aussi qu'en réponse à notre DDR 1.3.1 ([Pièce B-0055, Intragaz-4, Document 1](#)), Intragaz nous confirme que les frais afférents pour les scénarios de 5 ans et 10 ans seraient les mêmes :

QUESTION 1.3.1 DU RTIEÉ À INTRAGAZ

Veillez confirmer que les frais afférents pour les scénarios de 5 ans et 10 ans serait les mêmes à la référence (i). Sinon veuillez préciser.

RÉPONSE 1.3.1 D'INTRAGAZ AU RTIEÉ

Tout d'abord, à la page 2 de son rapport (Intragaz-2, Document 1.1), Plan A fait une mise en garde qu'il importe de rappeler:

« PAC a utilisé le modèle financier et les hypothèses préparés dans la cadre du dépôt de la cause tarifaire d'Intragaz en mars 2022, notamment relativement aux dépenses en capital prévues et aux conditions de financement (p.ex. taux d'intérêt, frais, ratio de couvertures). Ces hypothèses n'ont pas été mises à jour pour les fins de cette analyse et pourraient n'être plus valides. » [Gazifère souligne]

Pour les fins d'évaluer l'impact d'une réduction hypothétique de l'horizon tarifaire de 10 à 5 ans sur la capacité d'emprunt d'Intragaz, **Plan A a émis l'hypothèse que les frais afférents à la dette seraient similaires pour un financement sur 5 ans et pour un financement sur 10 ans.**

Cette hypothèse est raisonnable pour les raisons suivantes :

- Certains frais sont indépendants du niveau de la dette, tels que les frais juridiques ou les frais d'autres experts indépendants liés au processus de vérification diligente des prêteurs;
- Quant aux frais qui sont reliés au niveau de la dette, Plan A est d'avis que **"Pour les institutions qui demeureraient intéressées, le cas échéant, ce prêt réduit résulterait en une augmentation des frais de mise en place afin d'augmenter l'attractivité commerciale."** Nous soulignons. (Intragaz-2, Document 1.1, page 5).
- En considérant, pour un financement hypothétique de 5 ans, la fourchette haute des frais indiqués par les institutions sondées par Plan A, plutôt que la valeur médiane retenue pour le scénario de 10 ans, ainsi que la nature incompressible de certains frais mentionnés ci-dessus, le total des frais afférents au financement de la dette demeure inchangé entre les deux scénarios.

[Souligné en caractère gras par nous]

7 - Ces frais représentent donc une économie substantielle pour un scénario de 10 ans par rapport à celui de deux financements de 5 ans.

8 - Entre temps, le 13 juillet 2022, la Banque du Canada a annoncé la poursuite de sa politique à la hausse des taux d'intérêts¹ :

La Banque du Canada a annoncé aujourd'hui qu'elle augmente le taux cible du financement à un jour pour le faire passer à 2½ %. Le taux officiel d'escompte s'établit à 2¾ %, et le taux de rémunération des dépôts, à 2½ %. De même, la Banque poursuit sa politique de resserrement quantitatif.

¹ BANQUE DU CANADA, [La Banque du Canada relève le taux directeur de 100 points de base, et poursuit le resserrement quantitatif](#), Communiqué de Presse, 13 juillet 2022

*L'inflation au Canada est plus élevée et persistante que la Banque le prévoyait dans son Rapport sur la politique monétaire d'avril, et restera probablement autour de 8 % au cours des prochains mois. Même si des facteurs mondiaux comme la guerre en Ukraine et les perturbations continues de l'approvisionnement ont été les principaux moteurs de l'inflation, les pressions intérieures sur les prix attribuables à la demande excédentaire gagnent en importance. Plus de la moitié des composantes de l'indice des prix à la consommation affichent maintenant une hausse supérieure à 5 %. Avec cette généralisation des pressions sur les prix, les mesures de l'inflation fondamentale de la Banque ont augmenté pour s'établir entre 3,9 et 5,4 %. **De plus, des résultats d'enquêtes indiquent que davantage de consommateurs et d'entreprises s'attendent à ce que l'inflation soit plus élevée pendant plus longtemps, ce qui accentue le risque d'un enracinement de la forte inflation pour l'établissement des prix et des salaires. Si cela se produit, le coût économique pour restaurer la stabilité des prix sera plus grand.***

[Souligné en caractère gras par nous]

9 - Le besoin de stabilité à long terme milite donc aussi pour un terme plus long.

10 - Nous sommes par ailleurs en accord avec un tarif unique d'Intragaz pour les deux sites d'entreposage, accordant ainsi une plus grande flexibilité opérationnelle à l'Entreposeur.

11 - Nous logeons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. RTIÉÉ-1-1
LA STRUCTURE TARIFAIRE D'INTRAGAZ

Nous sommes en accord avec Intragaz pour que les tarifs soient fixés tels que demandé par l'Entreposeur pour un terme de 10 ans, mais en prévoyant aux termes de 3 et de 5 ans des processus devant la Régie qui soient similaires à celui d'une cause tarifaire, afin de :

- Statuer sur le cavalier tarifaire no.3, qui ne sera connu que vers 2025 pour couvrir l'investissement au compresseur C1.
- Statuer sur l'autre cavalier tarifaire, non énuméré par Intragaz, qui est également à prévoir vers 2025 lorsque sera connu le fruit de ses études et essais sur l'intégration de l'hydrogène au gaz de réseau.
- Statuer sur la révision complète en 2028 de ses dépenses récurrentes d'exploitation prévues, qu'annonce Intragaz, avec un autre cavalier tarifaire.

Nous sommes par ailleurs en accord avec un tarif unique d'Intragaz pour les deux sites d'entreposage, accordant ainsi une plus grande flexibilité opérationnelle à l'Entreposeur.

2

LE REVENU REQUIS ANNUEL PRÉVU (ET LE RARU EN DÉCOULANT) POUR 2023-2032

12 - Le RTIEÉ souhaite s'assurer que le revenu requis prévu est suffisant pour couvrir les divers coûts raisonnables souhaitables non seulement en capital mais en charges.

En effet, le fait que certains coûts prévus en 2013-2023 n'aient pas été réalisés ne constitue pas nécessairement une raison de les réduire en 2023-2033.

Par ailleurs, nous souhaitons nous assurer que les prévisions de dépenses en technologies de l'information soient suffisantes dans ce domaine stratégique.

Enfin, nous avons vérifié s'il existerait un moyen pour Intragaz de réduire ses coûts d'assurance croissants, notamment par l'auto-assurance à l'instar des unités d'Hydro-Québec.

13 - Sur les dépenses en technologies de l'information, à sa [Pièce B-0006, Intragaz-1, Doc.1](#), Annexe 2, Intragaz nous présente l'écart important à la hausse de 151 k\$ entre ses dépenses réelles par rapport à celles prévues pour les logiciels et les serveurs sur la période de 2013 à 2022 :

ANNEXE 2

Tableau comparatif des dépenses en immobilisation (réelles vs cause) en k\$
Pour l'exercice financier 2013 à 2022

Description	2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		Cumulatif Écart
	Réel	Cause	Réel	Cause	Réel	Cause	Réel	Cause	Réel	Cause	Réel	Cause	Réel	Cause	Réel	Cause	Réel	Cause	Prévision	Cause	
5 Dates déterminées																					
6 Automatisation plan d'eau	36	40		80		100	20	80	24		20				63	200			50		-287
7 Serveurs et licences, ordinateurs	98	80					4	10				80			150		15	10	65		151
8 Remplacement camions	64	70	77	70									44	70	92	70			124		121
9 Remplacement du réservoir du méthanol SFL			79	80																	-1
10 Remplacement réservoir fibre de verre PDL					37	25															12
11 Divers	20	50	14	50	72	50	18	50	15	50	65	50	39	50	34	50	50	50	100	50	-73
12 Sous-total	218	240	171	280	109	175	42	140	39	50	86	130	83	120	338	320	64	60	339	50	-77
13 Dates indéterminées																					
14 Recmplétion de puits		230		230		230	1 739	230	711	230	26	230	3	230		230		230		230	179
15 Réinjection d'eau PDL		10		10		10		10		10		10		10		10		10		10	-100
16 Remplacement poste de détente et torchère PDL		40		40		40		40		40		40		40		40		40		40	-600
17 Remplacement bouillons PDL		40		40		40		40		40		40		40		40		40		40	-600
18 Injection de gaz coussin SFL		20		20		20		20		20		20		20		20		20		20	-200
19 Remplacement torchère SFL		10		10		10		10		10		10		10		10		10		10	-100
20 Sous-total	0	350	0	350	0	350	1 739	350	711	350	26	350	3	350	0	350	0	350	0	350	-1 021
21 Non prévus réalisés																					
22 Amélioration du procédé PDL					41																41
23 Modification carburateur C-1 PDL							189														189
24 Séparateur d'eau SF-07 SFL							57														57
25 Optimisation PDL									465												465
26 Sonde de vibration C-2 SFL									17												17
27 Remplacement débrimée SFL											87										87
28 Remplacement panneau contrôle C-1 SFL											248										248
29 Radiateur C-2 SFL													46		50						96
30 Chemin d'accès pour puits SF-11 SFL													68		3						71
31 Bâtiment (construction d'un nouvel édifice pour le siège social)															72		1 727		17		1 817
32 Réservoir souterrain (mobile géologique/données géophysiques)															27		125		238		391
33 Instrumentation (caméras surveillance, lecteurs pression, etc.)																	164		47		211
35 Remise à neuf du C-3 PDL																	636				636
36 Remise à neuf du C-4 PDL																			750		750
37 Installation nouvelle fausse scopie SFL																			30		30
38 Sous-total	0	0	0	0	41	0	246	0	482	0	334	0	114	0	153	0	2 692	0	1 082	0	5 193
39 Total partiel des dépenses en immobilisations	218	590	171	630	150	525	2 027	490	1 232	400	446	480	199	470	491	670	2 716	410	1 421	400	4 006
40 Immobilisations découlant de demandes d'autorisation préalable																					
41 Capacité PDL (R-3868-2013)	63		-63																		0
42 Capacité PDL (R-4034-2018)											164		10 547		133						10 843
43 Optimisation PDL et SFL (R-4157-2021)															262		295		11 502		12 078
44 Remplacement du compresseur C-1 PDL (R-4159-2021)																	25		-25		0
45 Sous-total	63	0	-63	0	0	0	0	0	0	0	164	0	10 547	0	414	0	319	0	11 477	0	22 821
46 Total	281	590	108	630	150	525	2 027	490	1 232	400	610	480	10 746	470	905	670	3 035	410	12 898	400	26 527

14 - Nous souhaitons donc nous assurer que la prévision de telles dépenses en 2023-2032 continue de bien refléter cette tendance haussière. En réponse à notre DDR 1.1.3 (Pièce B-0055, Intragaz-4, Document 1), Intragaz nous confirme que ses dépenses pour les logiciels et les serveurs n'ont pas été réduites pour la période 2013-2022 et continuent bien d'augmenter pour 2023-2032 :

QUESTION 1.1.3 DU RTIÉÉ À INTRAGAZ

Pour les dépenses de serveurs et licences des références (i) et (ii), nous avons calculé un coût cumulé de 412 k\$ pour les années 2013 à 2022 et une prévision cumulative de 451 k\$ pour 2023 à 2032. Étant donné l'écart important de 151 \$k présenté à la référence (i) ligne 7, colonne 22, pensez-vous que cette prévision est réaliste ?

RÉPONSE 1.1.3 D'INTRAGAZ AU RTIÉÉ

Tel que présenté à la réponse 1.1.1, **les dépenses en immobilisations réelles cumulatives en serveurs, licences et ordinateurs se sont chiffrées à 332 k\$ sur la période 2013-2022.** Tel que présenté à la pièce Intragaz-1, Document 2, Annexe 2.1.1, ligne 13, colonne 13, les dépenses en immobilisations prévues pour les serveurs, licences et ordinateurs **sont de l'ordre de 461 k\$ pour la période de 2023-2032. Intragaz est confiante que l'augmentation prévue sera suffisante pour combler ses besoins.**

[Souligné en caractère gras par nous]

Nous sommes satisfaits de cette position conservatrice d'Intragaz prévoyant une hausse de près de 50% de ce type de dépenses importante pour assurer entre autres la sécurité des systèmes de technologie de l'information, un poste budgétaire susceptible en effet de connaître une hausse importante et stratégique des besoins.

15 - Sur les dépenses en assurances, en réponse à notre DDR 1.2.2 ([Pièce B-0055, Intragaz-4, Document 1](#)), Intragaz nous informe de ses démarches avec son courtier pour tenter d'optimiser de telles dépenses :

QUESTION 1.2.1 DU RTIÉÉ À INTRAGAZ

Intragaz a-t-elle tenté d'obtenir des coûts d'assurance moindres? Dans votre réponse, veuillez présenter le nombre et la liste des assureurs qui ont été contactés pour obtenir les scénarios « maison » de coût d'assurance présenté à la référence (i).

RÉPONSE 1.2.1 D'INTRAGAZ AU RTIÉÉ

Intragaz a recours aux services d'Aon qui agit à titre de courtier en assurances. Dans ce rôle, **Aon effectue une vigie en continu du marché des assurances et entreprend régulièrement des démarches auprès de différents assureurs dans le but d'obtenir les meilleures conditions possibles.** À la réception des cotations initiales, le courtier négocie avec les assureurs des réductions des primes d'assurance.

[Souligné en caractère gras par nous]

16 - Nous comprenons par ailleurs d'Intragaz que celle-ci constitue une trop petite entreprise pour pouvoir envisager l'auto-assurance à l'instar des unités d'Hydro-Québec. En réponse à notre DDR 1.2.2 ([Pièce B-0055, Intragaz-4, Document 1](#)), Intragaz indique en effet :

QUESTION 1.2.1 DU RTIÉÉ À INTRAGAZ

L'augmentation importante du coût des assurances présenté à la référence (ii) pourrait-elle être mitigée par une augmentation du déductible ? Par d'autres mécanismes? Veuillez élaborer sur chacun de ces mécanismes.

RÉPONSE 1.2.3 D'INTRAGAZ AU RTIÉÉ

Le dossier de réclamation d'Intragaz étant impeccable, sa franchise devrait être substantiellement augmentée pour avoir un impact sur la réduction des primes. Ceci aurait pour effet d'accroître le risque d'Intragaz (et de ses créanciers) sans avantage significatif au niveau des coûts.

À cause de sa petite taille, Intragaz est d'avis qu'elle n'est pas une candidate à l'autoassurance, car ses ressources seraient limitées pour faire face à un sinistre éventuel important. Selon Aon, ce risque serait inacceptable pour les créanciers.

[Souligné en caractère gras par nous]

17 - Nous logeons donc la recommandation suivante :

RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1-2
LE REVENU ANNUEL REQUIS PRÉVU POUR 2023-2032

Nous recommandons à la Régie d'approuver le revenu annuel requis prévu par Intragaz pour 2023-2032.

Entre autres éléments, nous y notons que la prévision 2023-2032 des dépenses informatiques d'intragaz poursuit la hausse constatée en 2013-2022 de telles dépenses qui se sont avérées supérieures au réel par rapport à la prévision. Nous sommes satisfaits de cette position conservatrice d'Intragaz prévoyant une hausse de près de 50% de ce type de dépenses importante pour assurer entre autres la sécurité des systèmes de technologie de l'information, un poste budgétaire susceptible en effet de connaître une hausse importante et stratégique des besoins.

Sur les dépenses en assurances, nous notons avec satisfaction les démarches d'Intragaz avec son courtier pour tenter d'optimiser de telles dépenses. Nous comprenons par ailleurs d'Intragaz que celle-ci constitue une trop petite entreprise pour pouvoir envisager l'auto-assurance à l'instar des unités d'Hydro-Québec.

3

**L'INVESTISSEMENT DONT L'AUTORISATION EST DEMANDÉ POUR LE PLAN DE
RÉSILIENCE H₂**

18 - L'introduction de H₂ dans le réseau d'Intragaz est stratégique pour l'atteinte des objectifs de transition énergétique. Nous appuyons la démarche d'Intragaz pour établir un plan de résilience H₂ pour ses installations et sommes en principe favorables avec la dépense (que nous comptabilisons et qualifions d'investissement ci-après) en études dont l'autorisation est demandée pour ce Plan de résilience H₂, sous réserve d'examen des modalités

À terme, nous souhaitons nous assurer que les livrables de cet investissement fournissent entre autres l'information nécessaire non seulement quant à d'éventuels investissements additionnels, mais également quant aux éventuels besoins accrus de charges en formation et sécurisation qu'occasionnerait l'ajout de H₂ au gaz.

19 - En réponse à notre DDR 1.5.3 ([Pièce B-0055, Intragaz-4, Document 1](#)), Intragaz nous confirme que seule l'hypothèse d'une proportion allant jusqu'à 10 % d'hydrogène dans le gaz entreposé est envisagée dans les études proposées :

QUESTION 1.5.3 DU RTIÉÉ À INTRAGAZ

Quels sont les scénarios envisagés dans vos études projetées quant à la part d'hydrogène qui entrerait dans la composition du gaz injecté dans vos sites d'entreposage ? Veuillez expliquer.

RÉPONSE 1.5.3 D'INTRAGAZ AU RTIÉÉ

Un seul scénario est envisagé, soit celui prévoyant l'introduction aux sites d'Intragaz de gaz naturel comportant jusqu'à 10 % d'hydrogène.

[Souligné en caractère gras par nous]

Nous pensons qu'une sensibilité sur les coûts pour une plus grande variété de niveaux d'H₂ serait intéressante à obtenir.

20 - En réponse à notre DDR 1.5.1 ([Pièce B-0055, Intragaz-4, Document 1](#)), Intragaz nous informe par ailleurs des impacts prévus pour une proportion de 10% d'H₂ dans le gaz entreposé :

QUESTION 1.5.1 DU RTIÉÉ À INTRAGAZ

La résilience de vos sites d'entreposage à une plus grande part d'hydrogène serait- elle différente selon le site? Veuillez élaborer.

RÉPONSE 1.5.1 D'INTRAGAZ AU RTIÉÉ

Les répercussions potentielles de l'introduction d'hydrogène sont spécifiques à chacun des sites. Intragaz réfère l'intervenant au résumé de l'étude préliminaire réalisée en 2021 par Storengy à la pièce Intragaz- 1, Document 6.1.1 dont un extrait est cité ci-dessous:

« Ce document rassemble les résultats d'une étude de pré faisabilité portant sur l'introduction d'un mélange à 10 % d'H₂ dans les sites de stockage de Pointe-du-Lac (PDL) et Saint- Flavien (SFL). Les conclusions suivantes peuvent être établies :

- **Peu ou pas d'impact(s) en termes d'intégrité pour les deux sites.**
- **Une perte de capacité de stockage et de débits (en énergie) respectivement de l'ordre de 7-10 % et 12-16 % du fait principalement d'une baisse du pouvoir calorifique et d'une modification des courbes caractéristiques des compresseurs.**
- *Une sensibilité accrue du site de SFL vis-à-vis de l'activation de réactions biologiques dans le sous-sol pouvant générer de l'H₂S et*

consommer une partie de l'H₂ stocké. Néanmoins, les effets négatifs induits restent incertains à l'échelle du stockage (mise à l'échelle nécessaire via une modélisation adaptée). »

[Souligné en caractère gras par nous]

Il semble donc y avoir une relation directe entre la perte de capacité calorifique (directement liée au taux de H₂) et la perte de capacité de stockage et de débits (en énergie). Il serait donc intéressant de vérifier si une réduction par exemple à seulement 5% du taux d'H₂ contenu au gaz entreposé limiterait les pertes de capacité de stockage et débit en énergie de façon linéaire.

21 - En réponse à notre DDR 1.4.1 ([Pièce B-0055, Intragaz-4, Document 1](#)), Intragaz dépose une copie de sa demande du programme *Fonds pour les combustibles propres* du Gouvernement du Canada pour son investissement soumis au présent dossier en étude sur la résilience H₂.

Intragaz indique dans cette [Pièce B-0056, Intragaz-4, Document 1.1](#), en page 16, que les sources de financement pour l'étude seraient de 1 035 000 \$ pour Intragaz, 350 000 \$ pour TQM et de 1 035 000 \$ pour le Fonds des combustibles propres fédéral. Considérant une subvention de 50 % des coûts, l'étude de résilience de H₂ d'Intragaz serait donc évaluée à 2 070 000 \$:

Private Sector Contributions and Financing Proponent

Question	Answer
Record 1	
Company Name	TOM
Cash (CAD)	\$160,000.00
In-Kind (CAD)	\$190,000.00
TOTAL (CAD)	\$350,000.00
Percentage of total project costs	12.6
Firm or Conditional	Conditional
Funding evidence provided	No
Record 2	
Company Name	Intragaz
Cash (CAD)	\$900,000.00
In-Kind (CAD)	\$135,000.00
TOTAL (CAD)	\$1,035,000.00
Percentage of total project costs	37.4
Firm or Conditional	Conditional
Funding evidence provided	No
Totals	
Cash (CAD)	\$1,060,000.00
In-Kind (CAD)	\$325,000.00
TOTAL (CAD)	\$1,385,000.00
Percentage of total project costs	50.0

Clean Fuels Fund (NRCan Program)

Question	Answer
Record 1	
Cash (CAD)	\$1,385,000.00
TOTAL (CAD)	\$1,385,000.00
Percentage of total project costs	50

Nous notons aussi une contribution « in-kind » d'Intragaz de 135 000 \$.

22 - Dans sa [Pièce B-0016, Intragaz-1, Document 6](#), Page 10, Tableau 2, Intragaz présente son budget de 1 800 000 \$ pour cette étude de résilience de ses installations au H₂ :

Tableau 2 – Synthèse des coûts

Mandat Storengy	Coûts (k\$)
Conception des modèles dynamiques compositionnels et réactionnels de PDL et SFL	380
Essai pilote avec traceur et injection H ₂ à SFL	55
Essai pilote avec traceur et injection H ₂ à PDL	40
Prévisions consolidées des résultats des essais pilotes de PDL et SFL	85
Évaluations des mesures d'atténuation au niveau réservoirs pour PDL et SFL	140
Évaluation des impacts sur les puits PDL et SFL	70
Évaluation des impacts sur les installations de surface de PDL et SFL	70
SOUS-TOTAL	840
Mandat Keywest	Coûts (k\$)
Établir les critères de design pour l'opération avec 10 % H ₂ de PDL et SFL	110
Simulations hydrauliques et de procédé et évaluation des performances avec 10 % H ₂ à PDL et SFL	145
Programme de prévention et de sécurité opérationnelle face aux H ₂ S pour SFL	25
Ingénierie préliminaire des mesures d'atténuation pour PDL et SFL	200
SOUS-TOTAL	480
Essais pilotes	Coûts (k\$)
Achat et injection des traceurs H ₂ à SFL	85
Achat et injection des traceurs H ₂ à PDL	85
Camion et injection d'hydrogène pour test H ₂ S	45
Analyses de gaz durant essai pilotes H ₂ et H ₂ S	30
SOUS-TOTAL	245
Contingences 15 %	235
TOTAL	1800

23 - En réponse à notre DDR 1.4.2 ([Pièce B-0055, Intragaz-4, Document 1](#)), Intragaz indique que les différences de coûts entre le budget de sa demande à la Régie et celle au *Fonds des combustibles propres* de 2 385 000\$ sont dues à l'ajout de frais d'administration et des taxes de vente :

QUESTION 1.4.2 DU RTIÉ À INTRAGAZ

Veillez confirmer les coûts de la référence (ii) qui seront admissibles au programme avant la signature de l'entente de contributions avec le Gouvernement du Canada. Est-ce que des frais d'administration et autres coûts ont été ajouté à la demande pour couvrir des dépenses d'Intragaz (si oui les spécifier) ? Est-ce que des frais ont été demandé pour la réalisation des modèles financiers (si oui les spécifier) ?

RÉPONSE 1.4.2 D'INTRAGAZ AU RTIÉ

*Nous confirmons que selon notre interprétation l'ensemble des coûts dont il est question à la référence (ii) sont admissibles et sont inclus dans la demande conjointe avec Gazoduc TQM. **De plus, en sus des coûts directs de 1,8 M\$, la demande de subvention inclut 90 k\$ de TPS, 184 k\$ de TVQ et 15 % de frais d'administration qui équivalent à 311 k\$, pour un total de 2,385 M\$.***

[Souligné en caractère gras par nous]

Intragaz n'indique toutefois pas ici sa contribution « in-kind » (en nature) au projet, qui était évaluée à 135 000 \$ dans le budget présenté au Tableau 2 de la [Pièce B-0016, Intragaz-1, Document 6](#), Page 10.

24 - Dans la [Pièce B-0042, Intragaz-1, Document 6.3](#)), Intragaz propose un traitement comptable à long terme des dépenses de l'étude de résilience de H₂, qu'elle préférerait voir qualifiée d'investissement, ce avec quoi nous sommes en accord :

La totalité des coûts prévus en lien avec le Plan de résilience sont les honoraires et autres frais qui seront versés à Storengy et Keywest, les artisans du plan.

Il ne s'agit pas d'une immobilisation physique. Le traitement comptable qu'Intragaz envisage pour le Plan de résilience est le même que celui réservé pour les données sismiques, géophysiques et géologiques acquises au fil des

ans pour développer et mettre à jour le modèle géologique et dynamique de ses réservoirs d'emmagasinage souterrain. **Ces données ont toujours été capitalisées, car elles représentent une valeur à long terme dans le développement et l'exploitation de sites d'emmagasinage. Cette catégorie d'actifs est amortie sur 40 ans.**

Selon Intragaz, il en est de même pour les données et les modèles qui seront générés dans le cadre du Plan de résilience. Ces informations auront une valeur à long terme dans l'exploitation du réservoir, tout comme les données sismiques, géophysiques et géologiques.

Le traitement comptable devrait donc être similaire.

Nonobstant le traitement comptable qui serait finalement retenu, Intragaz est d'avis que le principe d'équité intergénérationnelle milite en faveur d'un amortissement des coûts du Plan de résilience sur une longue période puisque le Plan de résilience générera des bénéfices sur toute la durée d'exploitation des sites. Dans le présent dossier, Intragaz a utilisé 30 ans.

En conclusion, que le Plan de résilience soit considéré comme un actif dans le sens comptable du terme ou comme un frais reporté au niveau réglementaire, Intragaz est d'avis que l'amortissement des coûts devrait se faire sur le long terme afin de respecter le principe d'équité intergénérationnelle.

[Souligné en caractère gras par nous]

25 - Nous sommes en accord avec Intragaz que ce coût soit capitalisé. L'article 49 de la Loi prévoit déjà que les dépenses de recherche-développement sont traitées comme des actifs.

26 - En réponse à notre DDR 1.4.3 ([Pièce B-0055, Intragaz-4, Document 1](#)), Intragaz confirme que le *Fonds des combustibles propres* peut financer aussi les travaux de réalisation à venir:

QUESTION 1.4.3 DU RTIÉÉ À INTRAGAZ

Veillez confirmer que ce programme couvre aussi le coût de réalisation (sinon expliquer). Veuillez élaborer sur les prérequis pour le financement des coûts de

réalisation et plus particulièrement des classes d'estimations de coûts ? Qui réalisera les modélisations financières pour la réalisation de projet ?

RÉPONSE 1.4.3 D'INTRAGAZ AU RTIÉÉ

Selon les informations obtenues par Intragaz, **le programme pourrait possiblement couvrir les coûts de réalisation de projets découlant de cette première demande d'aide financière.** Cependant, la réalisation de projets pouvant découler du plan de résilience ne fait pas partie de la portée de la demande de subvention soumise, car Intragaz déterminera si des mesures d'atténuation devraient être mises en place une fois le plan de résilience complété. Il est en effet prématuré de statuer à cet égard sans connaître les conclusions du plan de résilience.

[Souligné en caractère gras par nous]

27 - Les activités de l'étude sont résumées dans la [Pièce B-0058, Intragaz-4, Document 1.1.1](#) déposée par Intragaz laquelle montre l'importance environnementale de cette étude à venir :

TQM anticipates that the development of renewable energy in Quebec will play an important role in Quebec's emission reduction strategy, which includes a focus on hydrogen and renewable gas as complementary sources of electricity. Hydrogen and other low-carbon fuels have the potential to further decarbonize sectors of the economy that have limited abatement or electrification opportunities. In doing so, hydrogen will contribute to the objectives set by Québec's 2030 Green Economy Plan including the 2030 greenhouse gas emissions reduction target and the 2050 Carbon Neutrality objective.

The Study will assess the technical feasibility of blending up to 10% hydrogen (on a volumetric basis) into Segment 3 of TQM's existing natural gas transmission system (including compression and metering assets) to determine whether hydrogen can be safely blended into the system. Also included in the Study will be two underground gas storage ("UGS") facilities (Saint-Flavien and Point e-du-Lac) owned by Intragaz and interconnected to TQM Segment 3. TQM's natural gas transmission system, together with Intragaz's UGS assets, are referred to as the "integrated NG transmission system".

The Study will allow TQM to identify risk factors that could result from introducing hydrogen into the existing integrated NG transmission system, as

well as identify existing equipment, maintenance, and operating procedures that may need to be modified to safely operate in a blended hydrogen environment. With this information, TQM can assess the economic, technical and scheduling considerations of potential solutions for blending hydrogen into the integrated NG transmission system and determine if these solutions are viable for further analysis. TQM will then be best positioned to develop an adequate framework to safely respond to potential hydrogen blending opportunities. The Study will also identify any knowledge gaps that require further research and development .

Introducing hydrogen into the existing integrated NG transmission system would provide a boost to hydrogen supply technologies, unlocking cost reductions of production pathways while building additional market opportunities for hydrogen producers, as well as downstream customers seeking low-carbon gaseous fuel products. Advancing our understanding around hydrogen production pathways and applications has long-term, strategic, and game-changing implications for the Canadian energy sector which is ideally equipped to offer low carbon solutions in the global race to net zero. As a low-carbon chemical energy carrier , hydrogen is a prime candidate for reducing greenhouse gas emissions in multiple applications , offering energy security and resilient solutions. Blending low-carbon intensity hydrogen into existing natural gas networks, for use in both industry and the built environment, provides the largest demand opportunity for hydrogen.

Research and Development : Hydrogen blending has been studied and piloted in several jurisdictions ; however, previous studies and pilot projects have focused on low pressure natural gas distribution systems and hydrogen blending in high pressure transmission and underground storage systems is still in its infancy. Hydrogen blending has not yet been widely adopted due to the limited knowledge of long-term effects on pipeline integrity and material compatibility. It is also known that certain components of the transmission system , such as compression, could potentially be adapted (with minor changes) to accommodate a natural gas mixture with higher hydrogen concentrations, while other components may require more specific measures .

There is limited experience with underground storage of hydrogen in depleted natural gas reservoirs at the only related applications completed to date have been for small scale town gas storage facilities. Underground formations used for natural gas storage have different reservoir properties depending on the location and geology. The uniqueness of storage reservoirs requires site specific assessments to be completed before any introduction of hydrogen can occur.

TCPL (operator of TQM) is a member of several industry organizations which focus on research activities in support of safe and reliable introduction of

hydrogen into TQM's and TC Energy's existing energy infrastructure. This involvement allows TQM to leverage the organizations' knowledge and expertise to proactively address key safety aspects of hydrogen introduction into its assets as part of the Study. Furthermore, as TQM learns and uncovers additional learnings from the Study, TQM will leverage these organizations to ensure these findings are shared with the broader industry to promote safety of hydrogen transportation.

Revenue generation: Customers that use the TQM pipeline system contract for gas transportation service and pay a toll to TQM for the pipeline capacity that is reserved for their use. As tolls are a function of both the pipeline's costs and contracted volumes (i.e., a toll equals costs divided by volumes), the lower the costs are to provide service, or the greater the amount of contracted volume, the lower the resulting tolls will be for customers which in turn improves the competitiveness of the pipeline system. ... [texte caviardé]...

Environmental Benefits: There are significant environmental benefits to blending hydrogen into existing natural gas systems as it can reduce greenhouse gas emissions.

- **Land: As the Study will be focused on conversion of existing Segment 3 assets and leverages the same access management program, there are no anticipated impacts with respect to land use.**
- **Greenhouse Gas and Air Quality: Hydrogen produced from low-carbon energy sources and blended with natural gas improves the carbon intensity of the final natural gas product delivered to customers, reducing their greenhouse gas footprint. Examples of low-carbon energy sources include biomass, hydroelectricity, solar, wind, nuclear, or fossil fuels with carbon capture and storage (CCS). Moreover, enabling the adoption of hydrogen in energy end uses has the potential to reduce local air pollution and improve environmental and health outcomes. For example, when used in vehicles and heating appliances, hydrogen does not produce particulates or sulphuroxides or raise ground-level ozone. When used in a fuel cell, hydrogen does not produce nitrogen oxides.**
- **Vegetation, Terrain, and Soil: Blending hydrogen into existing natural gas infrastructure minimizes the impact and disturbances on soil, terrain, and vegetation as it avoids the need for new dedicated hydrogen infrastructure. Furthermore, a minimized**

impact and disturbance to the vegetation, terrain, and soil would reduce the impact to wildlife, traditional ecological knowledge, and land use.

[Souligné en caractère gras par nous]

28 - Nous proposons à Intragaz d'ajouter ses couts « In-kind » (en nature) au projet afin de profiter pour ceux-ci également du traitement comptable à long terme pour réduire l'impact à court terme sur le client.

29 - Nous logeons donc la recommandation suivante :

**RECOMMANDATION NO. RTIEÉ-1-3
LE PLAN DE RÉSILIENCE H₂**

Nous recommandons à la Régie d'approuver la proposition de plan de résilience H₂ d'Intragaz. Intragaz a démontré l'importance non seulement sécuritaire mais aussi environnementale de cette étude et de son impact sur la transition énergétique.

Nous sommes en accord avec Intragaz que ce coût soit capitalisé. L'article 49 de la *Loi* prévoit déjà que les dépenses de recherche-développement sont traitées comme des actifs.

Nous recommandons aussi à Intragaz d'ajouter à la comptabilisation du projet les coûts « in-kind » (en nature) qu'elle prévoit investir dans le projet afin d'optimiser le traitement comptable à long terme de tous les coûts et réduire l'impact sur le client.

4

LES SUIVIS

30 - Tel qu'énoncé au chapitre 1 du présent mémoire, le RTIEÉ recommande qu'aux termes de 3 et de 5 ans, des processus devant la Régie soient tenus, qui soient similaires à celui d'une cause tarifaire, afin de :

- Statuer sur le cavalier tarifaire no.3, qui ne sera connu que vers 2025 pour couvrir l'investissement au compresseur C1.
- Statuer sur l'autre cavalier tarifaire, non énuméré par Intragaz, qui est également à prévoir vers 2025 lorsque sera connu le fruit de ses études et essais sur l'intégration de l'hydrogène au gaz de réseau.
- Statuer sur la révision complète en 2028 de ses dépenses récurrentes d'exploitation prévues, qu'annonce Intragaz, avec un autre cavalier tarifaire.

CONCLUSION

31 - Pour l'ensemble de ces motifs, nous invitons la Régie à accueillir les recommandations exprimées au présentes.

32 - Le tout, respectueusement soumis.
