

**AUGMENTATION
DES CAPACITÉS DE RETRAIT AUX SITES
D'INTRAGAZ SITUÉS À POINTE-DU-LAC
ET À SAINT-FLAVIEN**

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3
1 INVESTISSEMENT ET PROJETS D'INTRAGAZ	4
1.1 Caractéristiques des projets et impact global sur les outils d'approvisionnement	4
1.2 Évaluation de la valeur à long terme des projets d'Intragaz	6
1.3 Évaluation de la valeur à court terme des projets d'Intragaz	8
2 INVESTISSEMENT ET PROJET D'ÉNERGIR.....	11
2.1 Caractéristiques du projet et impact global sur les outils d'approvisionnement.....	11
2.2 Évaluation de la valeur à long terme du projet d'Énergir	12
2.3 Évaluation de la valeur à court terme du projet d'Énergir	13
3 AUTRES CONSIDÉRATIONS.....	17
3.1 Interchangeabilité des capacités en transport et des capacités de retrait.....	17
3.1.1 Sécurité d'approvisionnement pour les besoins de pointe.....	18
3.1.2 Sécurité d'approvisionnement pour les besoins d'un hiver extrême.....	19
3.1.3 Autres caractéristiques	19
3.2 Marge de manœuvre en cas de non-réalisation de certaines hypothèses au plan d'approvisionnement.....	20
3.3 Effet des projets sur l'effritement des outils d'entreposage.....	21
4 RENOUVELLEMENT DES CONTRATS DE SERVICE D'EMMAGASINAGE ENTRE INTRAGAZ ET ÉNERGIR	22
CONCLUSION	22
ANNEXE 1 – Lettre d'engagement	

INTRODUCTION

1 Dans la planification des outils d’approvisionnement sur l’horizon du plan d’approvisionnement
2 2022-2025, Énergir prévoit faire appel à de nouvelles capacités de retrait dans son territoire,
3 rendues disponibles aux sites d’emmagasiner de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien (dans la
4 mesure où la Régie approuve les projets d’investissements associés). Ces nouvelles capacités
5 de retrait permettent de répondre aux déficits anticipés au plan d’approvisionnement, tout en
6 optimisant les coûts de celui-ci. Tel qu’il sera démontré dans la présente pièce, le recours à court
7 et à long termes à ces nouvelles capacités est avantageux pour la clientèle, et ce, même en cas
8 d’une baisse de la demande au-delà de l’horizon du plan d’approvisionnement.

9 Ces nouvelles capacités de retrait sont rendues disponibles grâce à trois projets : deux d’entre
10 eux nécessitent un investissement de la part d’Intragaz et un autre nécessite un investissement
11 de la part d’Énergir. Les projets se résument comme suit :

- 12 • Projets d’Intragaz : Deux projets d’ajout de compression et d’autres équipements aux sites
13 de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien permettant une augmentation de la capacité de
14 retrait en service ferme; Nouveau profil d’utilisation en pointe à Saint-Flavien. Ces projets
15 ne sont pas interdépendants et ne sont pas dépendants de celui d’Énergir;
- 16 • Projet d’Énergir : Augmentation de la capacité de la conduite d’Énergir reliant les
17 installations d’Intragaz à Saint-Flavien à son poste existant situé à Saint-Nicolas qui est
18 relié au réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM), se traduisant par une
19 optimisation du nouveau profil d’utilisation en pointe de Saint-Flavien. Ce projet est
20 dépendant de celui d’Intragaz à Saint-Flavien.

21 Le présent document contient les analyses sur lesquelles Énergir s’est appuyée pour sélectionner
22 ces projets dans la planification de son approvisionnement gazier. Il est à noter que le projet
23 d’Énergir fait l’objet d’une demande d’investissement, tout comme les deux projets d’Intragaz.
24 Ces deux demandes, respectivement les dossiers R-4158-2021 et R-4157-2021, ont été
25 déposées le 23 avril 2021.

26 Afin de donner à la Régie de l’énergie (Régie) une vision à court et à long termes sur la valeur
27 des projets, Énergir a réalisé des analyses pour chacun d’eux.

1 INVESTISSEMENT ET PROJETS D'INTRAGAZ

1.1 CARACTÉRISTIQUES DES PROJETS ET IMPACT GLOBAL SUR LES OUTILS D'APPROVISIONNEMENT

1 Les détails des deux projets d'Intragaz sont disponibles dans le dossier de la demande
2 d'investissement, R-4157-2021, déposée le 23 avril 2021. Sommairement, ces projets consistent
3 à :

4 • Site du Pointe-du-Lac :

5 ○ Ajout d'un compresseur; remplacement d'équipements; raccordement de 6 puits
6 existants; ajout de capacité sur certaines conduites; réduction des pertes de
7 charge,

8 ○ Augmentation du volume utile de $1 \text{ } 10^6\text{m}^3$, passant de $36,6 \text{ } 10^6\text{m}^3$ à $37,6 \text{ } 10^6\text{m}^3$,

9 ○ Amélioration de la capacité d'injection,

10 ○ Augmentation de la capacité maximale de retrait en service ferme considérée au
11 plan d'approvisionnement pour répondre à la demande de pointe de $1,6 \text{ } 10^6\text{m}^3/\text{jour}$
12 ($60,6 \text{ TJ/jour}$) à $2 \text{ } 10^6\text{m}^3/\text{jour}$ ($75,78 \text{ TJ/jour}$);

13 • Site de Saint-Flavien :

14 ○ Ajout d'un compresseur à moteur électrique et de sa sous-station électrique
15 connexe; remplacement d'équipements; ajout de filtration; modification du profil de
16 retrait afin de répondre à la demande de pointe,

17 ○ Augmentation de la capacité maximale de retrait considérée au plan
18 d'approvisionnement pour répondre à la demande de pointe de $1,52 \text{ } 10^6\text{m}^3/\text{jour}$
19 ($57,6 \text{ TJ/jour}$) à un maximum de $2,4 \text{ } 10^6\text{m}^3/\text{jour}$ ($90,9 \text{ TJ/jour}$), mais dont
20 seulement $1,75 \text{ } 10^6\text{m}^3/\text{jour}$ ($66,3 \text{ TJ/jour}$) serait disponible sans un investissement
21 d'Énergir pour installer une deuxième conduite en parallèle à la conduite existante
22 entre Saint-Nicolas et le site de Saint-Flavien.

23 Selon les données fournies par Intragaz, la réalisation des deux projets dans leur ensemble
24 permettrait de modifier les caractéristiques des sites de Saint-Flavien et de Pointe-du-Lac de la
25 manière suivante :

Tableau 1

Saint-Flavien		Avant (a)	Après (b)	Variation (c = b - a)
1	Capacité d'entreposage (volume utile) (m ³)	120 000 000	120 000 000	-
2	Capacité maximale de retrait (m ³ /jour)	1 520 000	1 750 000 ¹	230 000
3	Possibilité de cyclage en hiver	Non	Non	-
4	Coût annuel Intragaz selon tarifs (M\$)			1,931 M\$

Tableau 2

Pointe-du-Lac		Avant (a)	Après (b)	Variation (c = b - a)
1	Capacité d'entreposage (volume utile) (m ³)	36 600 000	37 600 000	1 000 000
2	Capacité maximale de retrait (m ³ /jour)	1 600 000	2 000 000	400 000
3	Capacité maximale d'injection (m ³ /jour)	2 400 000	3 600 000	1 200 000
4	Coût annuel Intragaz selon tarifs (M\$)			1,110 M\$

- 1 • Augmentation totale de la capacité de retrait en territoire (sans le projet d'Énergir) :
- 2 630 10³m³/jour (23 872 GJ/jour);
- 3 • Augmentation tarifaire annuelle totale estimée par Intragaz: 3,04 M\$, auquel s'ajoute une
- 4 augmentation annuelle de 0,375 M\$ liée à la compression;
- 5 • La mise en service des projets d'Intragaz dans leur ensemble est prévue pour novembre
- 6 2023.

7 La principale caractéristique d'intérêt pour Énergir et sa clientèle est l'augmentation des capacités
 8 maximales de retrait identifiées à la ligne 2 des tableaux 2 et 3. En effet, compte tenu de la façon
 9 dont est calculé l'apport de la capacité de retrait des sites d'Intragaz à la capacité totale des outils
 10 requis pour répondre à la demande de pointe, l'augmentation de 630 10³m³/jour (23 872 GJ/jour)
 11 de la capacité de retrait en service ferme permet d'abaisser d'autant les besoins marginaux pour
 12 la pointe. Étant donné les déficits anticipés pour les années 2023-2024 et 2024-2025 de

¹ Le maximum réel après les projets d'Intragaz sera de 2,4 10⁶m³/jour, mais serait limité à 1,75 10⁶m³/jour sans l'investissement d'Énergir pour installer une nouvelle conduite reliant les installations d'Intragaz à Saint-Flavien à son poste existant situé à Saint-Nicolas, qui est relié au réseau de TQM.

1 1 364 10³m³/jour (51,1 GJ/jour) et de 1 446 10³m³/jour (54,2 GJ/jour) respectivement,
2 l'investissement d'Intragaz permettrait de couvrir environ la moitié de ces déficits.

1.2 ÉVALUATION DE LA VALEUR À LONG TERME DES PROJETS D'INTRAGAZ

3 Énergir est d'avis que la valeur de l'investissement d'Intragaz s'évalue par une comparaison avec
4 la valeur de l'outil d'approvisionnement qu'il substitue à long terme sur la durée de vie des projets.
5 Dans ce cas-ci, l'outil que les projets d'Intragaz permettent de substituer à long terme est du
6 transport *Firm Transportation Short Haul* (FTSH) sur le marché primaire. En effet, la nouvelle
7 capacité de retrait en franchise de 630 10³m³/jour (23 872 GJ/jour)² permettrait d'abaisser
8 d'autant le besoin de transport à long terme pour répondre à la journée de pointe.

9 Ainsi, l'évaluation de la valeur des projets estimée sur le long terme est assez simple à réaliser.
10 Mis à part des effets relativement marginaux (par exemple : base de tarification et gaz de
11 compression), la valeur des projets se compare directement au coût annuel du transport qu'ils
12 remplacent, soit au taux actuel environ 5,6 M\$ (23 872 GJ/jour * 0,6641 \$/GJ³ * 365 jours =
13 5,6 M\$). Puisque l'impact tarifaire annuel total des projets est estimé à 3,04 M\$, comme présenté
14 aux tableaux 1 et 2, les économies annuelles, basées uniquement sur les économies à long terme
15 de transport, serait de l'ordre de 2,56 M\$ (5,6 M\$ - 3,04 M\$). Cependant, il est à noter que le
16 nouveau compresseur qu'Intragaz prévoit installer à Saint-Flavien sera électrique et à l'instar des
17 coûts de compression d'aujourd'hui, Énergir assumera les frais liés à l'utilisation de ce
18 compresseur. Ainsi, puisque le différentiel des coûts de gaz de compression et d'électricité est
19 estimé à 0,375 M\$ annuellement⁴, les économies nettes seraient alors de 2,185 M\$ (2,56 M\$ –
20 0,375 M\$).

21 De plus, la modification du profil de retrait de Saint-Flavien permettra des économies
22 supplémentaires en lien avec la valeur de la fourniture. En effet, le nouveau profil de retrait de
23 Saint-Flavien permettra de retirer plus de gaz de l'inventaire pendant les journées les plus froides
24 de l'hiver, au cours desquelles le prix de la fourniture est généralement plus élevé. Puisque les
25 nouveaux volumes soutirés auront été préalablement injectés à des prix plus bas au cours de

² Il est à noter que pour isoler les économies de l'investissement d'Intragaz, Énergir a limité la hausse de la capacité de retrait à Saint-Flavien à 1,75 10⁶m³/jour dans ses analyses.

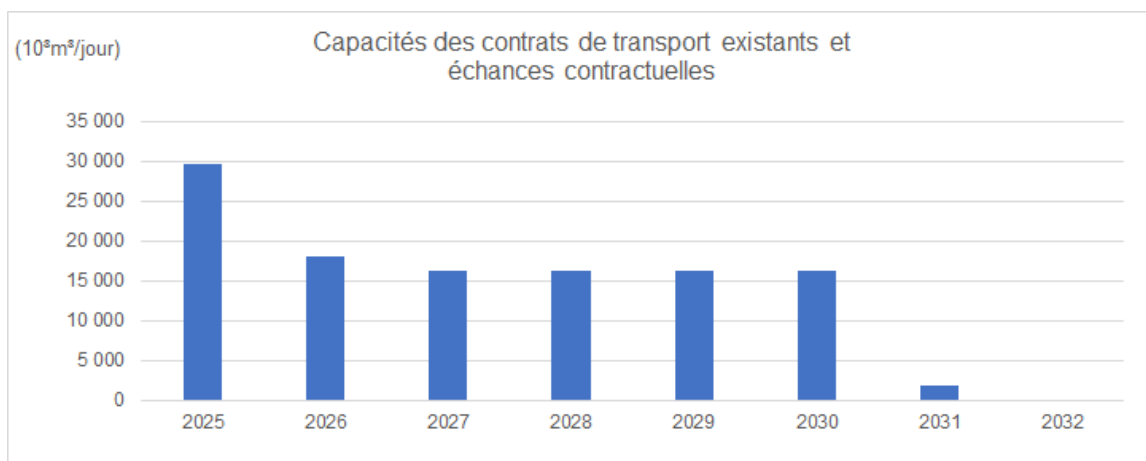
³ Taux combinés du transport FTSH-Parkway et M12 (voir Énergir-H, Document 1, annexe 7, page 2).

⁴ Selon l'estimé d'Intragaz.

1 l'été, des économies additionnelles seront alors concrétisées. Cependant, puisqu'il est difficile de
2 prévoir les fluctuations quotidiennes des prix, Énergir n'a pas tenu compte de ces économies.

3 Aussi, les projets d'Intragaz conservent leur pertinence même si les nouvelles capacités de retrait
4 ne servaient pas à combler des déficits d'approvisionnement anticipés, car Énergir aura l'option
5 dans le futur de décontracter des capacités importantes de transport. En effet, comme il est
6 possible d'observer à la page 1 de l'annexe 7 de la pièce Énergir-H, Document 1, des capacités
7 de transport auprès de TransCanada Pipelines Limited (TCPL) viendront à échéance dès la fin
8 octobre 2026. Ces capacités de transport venant à échéance représentent 11 776 10³m³/jour
9 (364 TJ/jour), soit un peu plus de 15 fois la capacité de retrait supplémentaire qu'apporteront les
10 projets.

Graphique 1



11 Ainsi, même en cas hypothétique de baisse dramatique des besoins d'outils pour la gestion de la
12 demande de pointe des clients, Énergir estime que les projets d'Intragaz conserveront leur
13 pertinence à long terme, car ils permettront de décontracter des capacités de transport
14 supplémentaires à long terme.

15 Finalement, Énergir est d'avis que les projets comme ceux d'Intragaz devraient s'évaluer en
16 premier lieu sur un horizon à long terme, car d'une manière ou d'une autre, les projets permettront
17 soit de réduire le besoin futur en transport FTSH, soit de décontracter leur équivalent en transport
18 FTSH.

1.3 ÉVALUATION DE LA VALEUR À COURT TERME DES PROJETS D'INTRAGAZ

1 Dans le but d'offrir à la Régie une vision plus large de la valeur des projets d'Intragaz, Énergir
2 présente leur impact sur les années effectives du plan d'approvisionnement, soit 2023-2024 et
3 2024-2025. Pour ce faire, elle présente un scénario alternatif au plan d'approvisionnement où au
4 lieu de faire appel aux projets d'Intragaz, Énergir aurait recours à du transport FTSH sur le marché
5 primaire (l'Alternative). La capacité quotidienne de ce transport serait la même que celle rendue
6 disponible par les deux projets d'Intragaz, soit 630 10³m³/jour (23 872 GJ/jour).

7 Il est à noter que pour réaliser cette analyse, Énergir a utilisé les hypothèses suivantes :

- 8 • Hypothèse quant aux inventaires de départ du scénario de l'Alternative : Les inventaires
9 de départ sont considérés comme étant pleins en début d'hiver, tout comme l'inventaire
10 du scénario de base. Cela permet d'éviter d'introduire un biais important dans l'analyse
11 quant aux volumes disponibles à Saint-Flavien et à Pointe-du-Lac;
- 12 • L'hypothèse de prix de transport dans le scénario de l'Alternative est celle des tarifs de
13 transport de TCPL et Enbridge (FTSH Parkway + M12);
- 14 • Afin d'isoler l'effet des projets d'Intragaz en comparaison avec le scénario de base et
15 puisque celui-ci inclut le projet d'Énergir, cette dernière a laissé son projet dans le scénario
16 de l'Alternative même si cela n'est pas possible au réel, puisque son projet est dépendant
17 de celui d'Intragaz à Saint-Flavien.

18 Les résultats de l'analyse sont les suivants :

Tableau 3

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2022-2025 ANNÉE 2023-2024			
	<i>Cause tarifaire Scenario de base</i>	<i>Alternative: Projets Intragaz remplacés par 23,8 T.J/j transport primaire</i>	<i>Variation</i>
	(1)	(2)	(2) - (1) = (3)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>			
1	Continue	5 893	0
2	Interruptible	391	0
3	Gaz d'appoint	65	0
4	Client biogaz en réseau dédié	32	0
5	<i>Sous-total</i>	<i>6381</i>	<i>0</i>
6	Interruptions	-7	1
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	35	0
8	Compression (transport et entreposage)	136	3
9	Écart de mesurage	0	0
10	TOTAL DEMANDE	6 545	3
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>			
11	Transport		
12	FT LH (primaire & secondaire)	821	0
13	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0
14	Transport fourni par les clients	43	0
15	Transport gaz d'appoint	7	0
16	FTLH non utilisé	0	0
17	<i>Transport Emp-Energir</i>	<i>872</i>	<i>0</i>
18	Achats dans le territoire	81	0
19	Achat à Empress pour compression	34	0
20	Achats à Dawn (GR)	1 644	-2
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 886	0
22	Biogaz	32	0
23	Écart de mesurage	0	0
24	Retraits - injections	-4	5
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 545	3
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)</u>			
26	Journée de pointe - continue	37 511	0
27	Besoins hiver extrême	36 772	-369
28	Maximum	37 511	0
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>			
Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	51 549	0
31	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	158 283	4 737
32	STS	42 892	0
33	M12 / C1	27 572	1 051
34	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0
Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur			
35	Transport	-17 009	0
36	Crédit de compression	0	0
37	Service de pointe	0	0
38	<i>Total - coûts de transport</i>	<i>263 286</i>	<i>5 788</i>
39	Coûts d'entreposage	40 005	-3 672
40	Sous-total transport et équilibrage	303 292	2 116
41	Fourniture	719 280	-335
42	Maintien des inventaires	1 367	-25
43	TOTAL DES COÛTS	1 023 939	1 757

Tableau 4

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2022-2025 ANNÉE 2024-2025				
	Cause tarifaire Scenarior de base	Alternative: Projets Intragaz remplacés par 23,8 TJ/j transport primaire	Variation	
	(1)	(2)	(2) - (1) = (3)	
DEMANDE (10⁶ m³)				
1	Continue	5 878	5 878	0
2	Interruptible	387	387	0
3	Gaz d'appoint	65	65	0
4	Client biogaz en réseau dédié	31	31	0
5	Sous-total	6362	6362	0
6	Interruptions	-7	-7	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	35	35	0
8	Compression (transport et entreposage)	135	137	3
9	Écart de mesurage	0	0	0
10	TOTAL DEMANDE	6 524	6 527	3
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)				
11	Transport			
12	FT LH (primaire & secondaire)	819	819	0
13	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	43	43	0
15	Transport gaz d'appoint	7	7	0
16	FTLH non utilisé	0	0	0
17	Transport Emp-Energir	870	870	0
18	Achats dans le territoire	121	121	0
19	Achat à Empress pour compression	34	34	0
20	Achats à Dawn (GR)	1 600	1 601	1
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 865	3 865	0
22	Biogaz	31	31	0
23	Écart de mesurage	0	0	0
24	Retraits - injections	4	6	2
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 524	6 527	3
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)				
26	Journée de pointe - continue	37 608	37 608	0
27	Besoins hiver extrême	36 869	36 539	-330
28	Maximum	37 608	37 608	0
ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)				
Coûts de transport				
29	Transport clients	n/a	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	51 654	51 654	0
31	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	159 774	164 516	4 743
32	STS	42 892	42 892	0
33	M12 / C1	25 890	26 943	1 053
34	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0
Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur				
35	Transport	-15 036	-15 036	0
36	Crédit de compression	0	0	0
37	Service de pointe	0	0	0
38	Total - coûts de transport	265 175	270 970	5 796
39	Coûts d'entreposage	39 900	36 208	-3 692
40	Sous-total transport et équilibrage	305 075	307 179	2 104
41	Fourniture	732 145	732 109	-36
42	Maintien des inventaires	1 375	1 316	-59
43	TOTAL DES COÛTS	1 038 595	1 040 604	2 008

1 Le scénario de l'Alternative où les nouvelles capacités de retrait des projets d'Intragaz sont
2 remplacées par du transport présente des coûts plus élevés de 1,757 M\$ et de 2,008 M\$
3 respectivement pour les années 2023-2024 et 2024-2025.

2 INVESTISSEMENT ET PROJET D'ÉNERGIR

2.1 CARACTÉRISTIQUES DU PROJET ET IMPACT GLOBAL SUR LES OUTILS D'APPROVISIONNEMENT

4 Comme démontré à la section précédente, à la suite de l'investissement d'Intragaz, le site de
5 Saint-Flavien pourrait fournir jusqu'à 2,4 10⁶m³ de gaz naturel par jour en service ferme. Mais
6 pour ce faire, Énergir devra à son tour procéder à un investissement afin d'augmenter la capacité
7 de transmission entre les installations d'Intragaz à Saint-Flavien et son poste existant situé à
8 Saint-Nicolas qui est relié au réseau de TQM⁵.

9 Si Intragaz et Énergir obtenaient les autorisations nécessaires de la Régie pour la réalisation de
10 leurs projets respectifs, voici quelles seraient les nouvelles caractéristiques du site de
11 Saint-Flavien auxquelles Énergir pourrait avoir recours :

Tableau 5

Saint-Flavien		Avant (a)	Après (b)	Variation (c = b - a)
1	Capacité d'entreposage (volume utile) (m ³)	120 000 000	120 000 000	-
2	Capacité maximale de retrait (m ³ /jour)	1 750 000 ⁶	2 400 000	650 000
3	Possibilité de cyclage en hiver	Non	Non	
4	Coût annuel Intragaz selon tarifs (M\$)			0 M\$

12 Selon l'étude de faisabilité d'Énergir, le coût du projet pour une mise en service pour l'hiver
13 2023-2024 serait de 49,3 M\$.

14 La principale caractéristique d'intérêt pour Énergir et sa clientèle est l'augmentation de la capacité
15 maximale de retrait à Saint-Flavien, identifiée à la ligne 2 du tableau 5. En effet, compte tenu de

⁵ La demande d'investissement d'Énergir a été déposée dans le dossier R-4158-2021.

⁶ Après l'investissement d'Intragaz présenté dans la section précédente.

1 la façon dont est calculé l'apport de la capacité de retrait de Saint-Flavien à la capacité totale des
2 outils requis pour répondre à la demande de pointe, l'augmentation de 650 10³m³/jour
3 (24 629 GJ/jour) de capacité de retrait permet d'abaisser d'autant les besoins marginaux pour la
4 pointe.

2.2 ÉVALUATION DE LA VALEUR À LONG TERME DU PROJET D'ÉNERGIR

5 Énergir est d'avis que la valeur de son projet et l'augmentation associée de la capacité de retrait
6 à Saint-Flavien s'évaluent par une comparaison avec la valeur de l'outil d'approvisionnement qu'il
7 substitue à long terme sur la durée de vie du projet. Dans ce cas-ci, l'outil que le projet permet de
8 substituer à long terme est du transport FTSH sur le marché primaire. En effet, la nouvelle
9 capacité de retrait en franchise de 650 10³m³/jour (24 629 GJ/jour) permettrait d'abaisser d'autant
10 le besoin de transport à long terme pour répondre à la journée de pointe.

11 Ainsi, l'évaluation de la valeur du projet estimée sur le long terme est assez simple à réaliser. Mis
12 à part des effets relativement marginaux (par exemple : base de tarification et gaz de
13 compression), la valeur du projet se compare directement au coût annuel du transport FTSH, soit
14 au taux actuel environ 5,97 M\$ (24 629 GJ/jour * 0,6641 \$/GJ⁷ * 365 jours = 5,97 M\$).

15 Sans tenir compte des économies reliées au projet d'Énergir, l'impact tarifaire moyen est estimé
16 à environ 2,94 M\$⁸. En considérant des économies annuelles de 5,97 M\$ identifiées au
17 paragraphe précédent, les économies annuelles nettes du projet seraient de l'ordre de 3,03 M\$
18 (5,97 M\$ - 2,94 M\$).

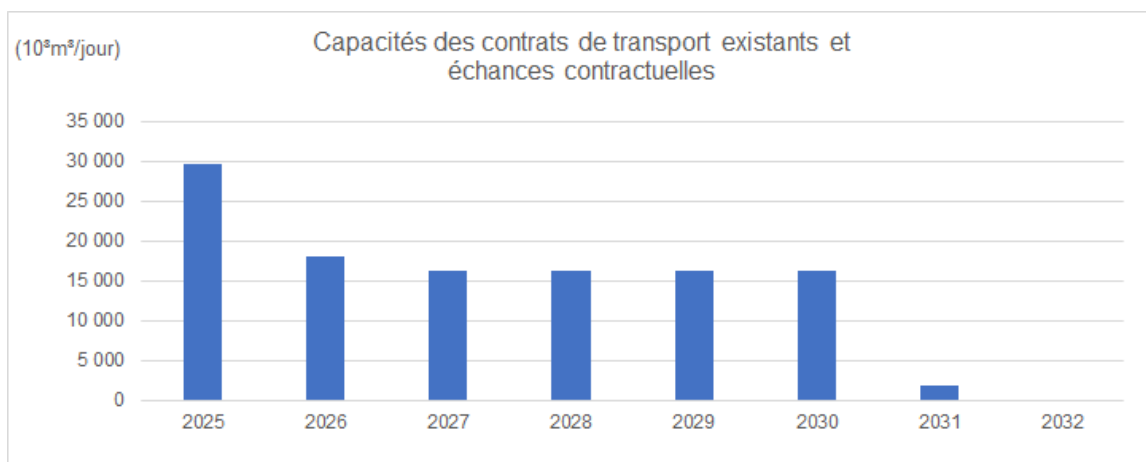
19 De plus, l'augmentation de la capacité de retrait en pointe de Saint-Flavien permettra des
20 économies supplémentaires en lien avec la valeur de la fourniture. En effet, le nouveau profil de
21 retrait de Saint Flavien permettra de retirer plus de gaz de l'inventaire pendant les journées les
22 plus froides de l'hiver, au cours desquelles le prix de la fourniture est généralement plus élevé.
23 Puisque les nouveaux volumes soutirés auront préalablement été injectés à des prix plus bas au
24 cours de l'été, des économies seront alors concrétisées. Cependant, puisqu'il est difficile de
25 prévoir les fluctuations quotidiennes des prix, Énergir n'a pas tenu compte de ces économies.

⁷ Taux combinés du transport FTSH-Parkway et M12 (voir pièce Énergir-H, Document 1, annexe 7, page 2).

⁸ Impact tarifaire moyen des trois premières années au revenu requis du projet, excluant les économies prévues en transport.

1 De plus, le projet d'Énergir conserve sa pertinence même si les nouvelles capacités de retrait
 2 qu'il permet d'utiliser ne servaient pas à combler des déficits d'approvisionnement anticipés, car
 3 Énergir aura l'option dans le futur de décontracter des capacités de transport. En effet, comme il
 4 est possible d'observer à la page 1 de l'annexe 7 de la pièce Énergir-H, Document 1, des
 5 capacités de transport auprès de TCPL viendront à échéance dès la fin octobre 2026. Ces
 6 capacités de transport venant à échéance représentent 11 776 10³m³/jour (364 TJ/jour) soit plus
 7 de 14 fois la capacité de retrait supplémentaire que permettra le projet.

Graphique 2



8 Ainsi, même en cas de baisse dramatique des besoins d'outils pour la gestion de la demande de
 9 pointe des clients, Énergir estime que son projet conservera sa pertinence à long terme, car il
 10 permettra de décontracter des capacités de transport supplémentaires à long terme.

11 Finalement, Énergir est d'avis que les projets comme celui qu'elle présente devraient s'évaluer
 12 en premier lieu sur un horizon à long terme, car d'une manière ou d'une autre, les projets
 13 permettront soit de réduire le besoin futur en transport FTSH, soit de décontracter son équivalent
 14 en transport FTSH.

2.3 ÉVALUATION DE LA VALEUR À COURT TERME DU PROJET D'ÉNERGIR

15 Dans le but d'offrir à la Régie une vision plus large de la valeur de son projet, Énergir présente
 16 l'impact de ce dernier sur les années effectives au plan d'approvisionnement, soit 2023-2024 et
 17 2024-2025. Pour ce faire, elle présente un scénario alternatif au plan d'approvisionnement où, au
 18 lieu de réaliser son projet, Énergir aurait recours à du transport FTSH sur le marché primaire

1 (l'Alternative). La capacité quotidienne de ce transport serait la même que celle rendue disponible
2 par le projet, soit 650 10³m³/jour (24 629 GJ/jour).

3 Il est à noter que pour réaliser cette analyse, Énergir a utilisé les hypothèses suivantes :

- 4 • Hypothèse quant aux inventaires de départ du scénario de l'Alternative : dans ce scénario,
5 les inventaires de départ sont considérés comme étant pleins en début d'hiver, tout
6 comme l'inventaire du scénario de base. Cela permet d'éviter d'introduire un biais
7 important dans l'analyse quant aux volumes disponibles à Saint-Flavien et à
8 Pointe-du-Lac;
- 9 • L'hypothèse de prix de transport dans le scénario de l'Alternative est celle des tarifs de
10 transport de TCPL et Enbridge (FTSH Parkway + M12);
- 11 • Afin d'isoler l'effet du projet d'Énergir en comparaison avec le scénario de base et puisque
12 celui-ci inclut les projets d'Intragaz, Énergir a laissé ces derniers dans le scénario de
13 l'Alternative.

14 Les résultats de l'analyse sont les suivants :

Tableau 6

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2022-2025 ANNÉE 2023-2024			
	Cause tarifaire Scenario de base	Alternative: Projet Énergir remplacé par 24,6 TJ/j transport primaire	Variation
	(1)	(2)	(2) - (1) = (3)
DEMANDE (10⁶ m³)			
1	Continue	5 893	0
2	Interruptible	391	0
3	Gaz d'appoint	65	0
4	Client biogaz en réseau dédié	32	0
5	Sous-total	6381	0
6	Interruptions	-7	1
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	35	0
8	Compression (transport et entreposage)	136	0
9	Écart de mesurage	0	0
10	TOTAL DEMANDE	6 545	1
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)			
11	Transport		
12	FT LH (primaire & secondaire)	821	0
13	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0
14	Transport fourni par les clients	43	0
15	Transport gaz d'appoint	7	0
16	FTLH non utilisé	0	0
17	Transport Emp-Energir	872	0
18	Achats dans le territoire	81	0
19	Achat à Empress pour compression	34	0
20	Achats à Dawn (GR)	1 644	3
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 886	0
22	Biogaz	32	0
23	Écart de mesurage	0	0
24	Retraits - injections	-4	-2
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 545	1
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
26	Journée de pointe - continue	37 511	0
27	Besoins hiver extrême	36 772	-501
28	Maximum	37 511	0
ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)			
Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	51 549	0
31	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	158 283	4 898
32	STS	42 892	0
33	M12 / C1	27 572	1 085
34	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0
Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur			
35	Transport	-17 009	0
36	Crédit de compression	0	0
37	Service de pointe	0	0
38	Total - coûts de transport	263 286	5 982
39	Coûts d'entreposage	40 005	43
40	Sous-total transport et équilibrage	303 292	6 026
41	Fourniture	719 280	462
42	Maintien des inventaires	1 367	16
43	TOTAL DES COÛTS	1 023 939	6 503

Tableau 7

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2022-2025 ANNÉE 2024-2025				
	<i>Cause tarifaire Scenario de base</i>	<i>Alternative: Projet Énergir remplacé par 24,6 TJ/j transport primaire</i>	<i>Variation</i>	
	(1)	(2)	(2) - (1) = (3)	
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>				
1	Continue	5 878	5 878	0
2	Interruptible	387	387	0
3	Gaz d'appoint	65	65	0
4	Client biogaz en réseau dédié	31	31	0
5	<i>Sous-total</i>	6362	6362	0
6	Interruptions	-7	-6	1
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	35	35	0
8	Compression (transport et entreposage)	135	134	0
9	Écart de mesurage	0	0	0
10	TOTAL DEMANDE	6 524	6 525	1
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>				
11	Transport			
12	FT LH (primaire & secondaire)	819	819	0
13	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	43	43	0
15	Transport gaz d'appoint	7	7	0
16	FTLH non utilisé	0	0	0
17	<i>Transport Emp-Energir</i>	870	870	0
18	Achats dans le territoire	121	121	0
19	Achat à Empress pour compression	34	34	0
20	Achats à Dawn (GR)	1 600	1 601	1
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 865	3 865	0
22	Biogaz	31	31	0
23	Écart de mesurage	0	0	0
24	Retraits - injections	4	3	-1
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 524	6 525	1
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)</u>				
26	Journée de pointe - continue	37 608	37 608	0
27	Besoins hiver extrême	36 869	36 381	-488
28	Maximum	37 608	37 608	0
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>				
Coûts de transport				
29	Transport clients	n/a	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	51 654	51 654	0
31	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	159 774	164 668	4 895
32	STS	42 892	42 892	0
33	M12 / C1	25 890	26 976	1 086
34	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0
Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur				
35	Transport	-15 036	-15 036	0
36	Crédit de compression	0	0	0
37	Service de pointe	0	0	0
38	<i>Total - coûts de transport</i>	265 175	271 155	5 981
39	<i>Coûts d'entreposage</i>	39 900	39 871	-30
40	<i>Sous-total transport et équilibrage</i>	305 075	311 026	5 951
41	Fourniture	732 145	732 455	310
42	Maintien des inventaires	1 375	1 394	19
43	TOTAL DES COÛTS	1 038 595	1 044 875	6 280

1 Comme démontré aux tableaux 6 et 7, le scénario alternatif selon l'analyse à partir des années
2 2023-2024 et 2024-2025 du plan d'approvisionnement présente des coûts bruts respectivement
3 plus élevés de 6,503 M\$ et 6,280 M\$.

4 De ces économies brutes, il faut déduire la hausse de l'impact tarifaire pour les clients afin
5 d'identifier les économies nettes. Sans tenir compte des économies reliées au projet d'Énergir,
6 l'impact tarifaire moyen estimé pour les années 2023-2024 et 2024-2025 est respectivement de
7 2,37 M\$ et 3,20 M\$⁹. Ainsi, en tenant compte des économies annuelles brutes identifiées au
8 paragraphe précédent, les économies annuelles nettes du projet, excluant les avantages
9 monétaires sur la fourniture, seraient de l'ordre de 4,133 M\$ et de 3,08 M\$ respectivement pour
10 les années 2023-2024 et 2024-2025.

3 AUTRES CONSIDÉRATIONS

3.1 INTERCHANGEABILITÉ DES CAPACITÉS EN TRANSPORT ET DES CAPACITÉS DE RETRAIT

11 Dans ses analyses, Énergir présente les nouvelles capacités de retrait à Pointe-du-Lac et à
12 Saint-Flavien comme des alternatives valables à du transport ferme auprès de TCPL. Afin de
13 donner une vision plus claire à la Régie sur l'interchangeabilité de ces deux types de capacités,
14 Énergir en présente les principales caractéristiques dans la présente section.

⁹ Impacts aux revenus requis du projet pour les années 2023-2024 et 2024-2025.

Tableau 8

Principales caractéristiques des capacités	Transport FTSH auprès de TCPL	Capacités de retrait à Pointe-du-Lac	Capacités de retrait à Saint-Flavien ¹
Capacité quotidienne de retrait	Fixe	Variable	Variable
Sécurité d'approvisionnement – Pointe	Oui	Oui	Oui
Sécurité d'approvisionnement – Hiver extrême	Oui	Oui	Oui
Contraintes opérationnelles	Nominations	Nominations	Nominations
Répond à la flexibilité opérationnelle	Non	Non	Non
Sécurité d'approvisionnement – Incident en amont	Non	Oui	Oui
Optimisation du transport	Non	Oui	Oui
Optimisation des coûts de fourniture	Non	Oui	Oui

¹ Après application du profil de retrait.

3.1.1 Sécurité d'approvisionnement pour les besoins de pointe

1 Les sites d'emmagasinage sont des outils différents du transport FTSH, mais ils peuvent
 2 répondre aux besoins de pointe tout aussi bien que le ferait du transport. En effet, malgré
 3 le fait que les sites d'emmagasinage possèdent une capacité d'entreposage limitée et
 4 parfois un débit variable, ceux-ci peuvent quand même se substituer avantageusement
 5 aux outils de transport pour les besoins de pointe.

6 Dans le cas des sites d'Intragaz, le débit maximal de retrait en service ferme est considéré
 7 comme disponible pour la journée de pointe¹⁰. Ainsi, en rapport avec le transport FTSH,
 8 le caractère variable des capacités de retrait ne constitue pas un désavantage puisque
 9 les capacités de retrait permettent de répondre tout aussi bien à la demande de pointe
 10 que le transport FTSH.

¹⁰ L'hypothèse concernant l'utilisation du débit maximal pour répondre à la demande de pointe est liée au fait que les retraits sont effectués pour répondre aux variations de la demande reliée à la température et que la gestion au réel des sites permet de déterminer si les capacités de retrait doivent être protégées ou non en fonction des prévisions de la température à venir.

3.1.2 Sécurité d'approvisionnement pour les besoins d'un hiver extrême

1 Même si la journée de pointe se matérialisait à l'intérieur d'un hiver extrême, Énergir aurait
2 à sa disposition assez de capacité de retrait via les sites d'emmagasinement d'Intragaz pour
3 pouvoir y répondre. En effet, Énergir est en mesure de planifier l'ordonnancement de ses
4 outils afin de réduire l'effritement des sites en franchise et ainsi, en fonction des prévisions
5 météorologiques des jours à venir, elle peut se préparer pour la venue d'une journée de
6 pointe. Par exemple, dans les heures ou les journées qui précèdent une journée de pointe,
7 Énergir peut protéger la capacité de retrait des sites d'emmagasinement en augmentant
8 volontairement son usage du transport discrétionnaire, ou en augmentant la vaporisation
9 à l'usine LSR, ou en interrompant les clients interruptibles, ou par une gestion de son
10 « linepack », ou toute autre combinaison de ces éléments.

3.1.3 Autres caractéristiques

11 En ce qui a trait aux autres caractéristiques du tableau 8, voici quelques distinctions et/ou
12 ressemblances avec le transport FTSH :

- 13 • Les besoins de flexibilité opérationnelle sont comblés grâce au transport *Storage*
14 *Transportation Service* (STS) et non pas par le transport FTSH ou les sites
15 d'entreposage;
- 16 • Tant pour le FTSH que pour les capacités de retrait, les contraintes de gestion par
17 le centre de contrôle sont reliées aux nominations à effectuer, bien que la proximité
18 opérationnelle d'Énergir et d'Intragaz permette une certaine flexibilité que n'offre
19 pas le transport;
- 20 • Le transport FTSH et les sites d'entreposage sont considérés offrir une sécurité
21 d'approvisionnement équivalente pour la demande de pointe;
- 22 • Les sites d'entreposage en franchise offrent une sécurité d'approvisionnement
23 additionnelle en cas d'incident sur le réseau en amont de la franchise. En cas
24 d'urgence, Énergir pourrait demander à Intragaz de retirer de la fourniture même
25 lors de périodes restreintes, et pourrait même faire appel à de la capacité de retrait
26 supplémentaire d'urgence (c'est-à-dire « non-garantie » ou « non-ferme »);

- 1 • Les sites d'entreposage permettent d'optimiser le transport par des économies
2 récurrentes en remplaçant un outil de transport annuel à faible coefficient
3 d'utilisation par des capacités d'entreposage à plus faible coût;
- 4 • Comme l'accroissement de la capacité des sites remplace le transport FTSH lors
5 de journées plus froides, ceci fait en sorte que moins de fourniture est achetée lors
6 de journées froides, et plus de fourniture est achetée lors de journées plus
7 chaudes, contribuant ainsi à uniformiser ces achats.

3.2 MARGE DE MANŒUVRE EN CAS DE NON-RÉALISATION DE CERTAINES HYPOTHÈSES AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT

8 Comme démontré au plan d'approvisionnement (Énergir-H, Document 1), Énergir anticipe des
9 déficits d'approvisionnement déjà importants pour les années 2023-2024 et 2024-2025, sans le
10 recours aux projets d'Intragaz :

Tableau 9

Outils d'approvisionnement (10 ³ m ³ /jour) Excédents (+) / Déficits (-) par année		
	<u>Avant</u> augmentation des capacités de retrait aux sites d'Intragaz*	<u>Après</u> augmentation des capacités de retrait aux sites d'Intragaz*
2021-2022	(625)	(625)
2022-2023	(766)	(766)
2023-2024	(1364)	(84)
2024-2025	(1446)	(166)

* Incluant les deux projets d'Intragaz et le projet d'Énergir.

11 Cependant, ces déficits d'approvisionnement sont établis en fonction de certaines hypothèses
12 sur les outils qui seront disponibles à Énergir pour ces années et elles pourraient ne pas se
13 matérialiser, en tout ou en partie.

14 Ainsi, les projets d'Intragaz et d'Énergir permettent une certaine marge pour faire face à une
15 diminution des outils projetés. À ce sujet, Énergir rappelle trois hypothèses cruciales au niveau
16 des outils d'approvisionnement pour les années 2023-2024 et 2024-2025 :

- 17 1. Hypothèse de la mise en service du nouveau service interruptible et d'un volume
18 équivalent de 527,8 10³m³/jour (20 000 GJ/jour) pour 2023-2024 et 2024-2025;

1 2. Hypothèse d'approvisionnement stable en GNR permettant de réduire les capacités de
2 transport de $89,7 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ ($3\,400 \text{ GJ}/\text{jour}$) et $113,5 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ ($4\,300 \text{ GJ}/\text{jour}$)
3 respectivement pour 2023-2024 et 2024-2025;

4 3. Hypothèse quant au fait qu'aucune marge excédentaire pour des projets industriels n'est
5 prévue au plan d'approvisionnement (capacité non définie, mais de $659,8 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$
6 ($25\,000 \text{ GJ}/\text{jour}$) dans les années précédentes).

7 Si l'une ou l'autre de ces hypothèses venait à ne pas se concrétiser, en tout ou en partie, Énergir
8 pourrait se retrouver dans une position où les déficits d'approvisionnements seraient encore plus
9 significatifs qu'ils ne le sont déjà. Compte tenu des données présentées ci-haut, les déficits
10 anticipés sans les projets pourraient atteindre au maximum $2\,626,0 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ ($99,5 \text{ TJ}/\text{jour}$) pour
11 2023-2024 et $2\,731,6 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ ($103,5 \text{ TJ}/\text{jour}$) pour 2024-2025.

3.3 EFFET DES PROJETS SUR L'EFFRITEMENT DES OUTILS D'ENTREPOSAGE

12 L'effet de l'effritement sur les outils d'entreposage peut s'observer à l'aide des variations du débit
13 quotidien d'approvisionnement requis en situation d'hiver extrême. Voici les résultats pour l'an 3
14 et l'an 4 du plan, soit 2023-2024 et 2024-2025:

Tableau 10

Débit quotidien d'appro (10 ³ m ³ /jour)	Cause tarifaire Scénario de base	Alternative Projet Énergir remplacé par 24,6 TJ/j transport primaire	Alternative Projets Intragaz remplacés par 23,8 TJ/j transport primaire
Année 2023-2024			
Journée de pointe - continue	37 511	37 511	37 511
Besoins hiver extrême	36 772	36 270	36 402
Maximum	37 511	37 511	37 511
Année 2024-2025			
Journée de pointe - continue	37 608	37 608	37 608
Besoins hiver extrême	36 869	36 381	36 539
Maximum	37 608	37 608	37 608

1 Bien que les débits quotidiens requis en hiver extrême soient plus élevés avec le scénario de
2 base, ceux-ci demeurent toutefois inférieurs au débit quotidien requis en journée de pointe. En
3 effet, tant en 2023-2024 qu'en 2024-2025, le débit quotidien requis en hiver extrême demeure de
4 739 10³m³ inférieur à celui requis en journée de pointe. Cette marge indique qu'en fonction de la
5 journée de pointe, même avec l'ajout des projets, les sites d'entreposage ne s'effritent pas
6 complètement dans le scénario de température de l'hiver extrême.

7 En fonction de ces résultats, la mise en place des projets d'Intragaz et d'Énergir permet encore
8 de rencontrer les seuils établis de sécurité d'approvisionnement, tant à la pointe qu'en hiver
9 extrême.

4 RENOUELEMENT DES CONTRATS DE SERVICE D'EMMAGASINAGE ENTRE INTRAGAZ ET ÉNERGIR

10 Comme Intragaz désire accroître la capacité de retrait de ses sites d'emmagasinement situés à
11 Pointe-du-Lac et à Saint-Flavien et amortir ses investissements au-delà de la durée des contrats
12 actuels se terminant en avril 2023, une lettre d'engagement a été conclue entre les deux parties.
13 Cette lettre stipule notamment qu'Intragaz et Énergir s'engagent à conclure de nouveaux contrats
14 de service d'emmagasinement pour chacun des sites à l'échéance de ceux présentement en
15 vigueur, qui incluront les augmentations de capacité de retrait quotidien et de volume utile décrites
16 ci-dessus. Ces contrats seront d'une durée de 10 ans à compter du 1^{er} mai 2023. Le tarif
17 applicable sera celui qui sera approuvé par la Régie en date du 1^{er} mai 2023. Une copie de cette
18 lettre d'engagement signée par les deux parties est jointe comme annexe 1.

CONCLUSION

19 Pour les raisons mentionnées ci-haut, Énergir soumet que sa décision de faire appel aux
20 capacités additionnelles de retrait des sites d'emmagasinement d'Intragaz situés à Pointe-du-Lac
21 et à Saint-Flavien apparaît clairement, à court comme à long termes, comme étant prudente tant
22 du point de vue économique que de celui de la sécurité d'approvisionnement.



Montréal, le 21 avril 2021

Intragaz, société en commandite
À l'attention du Président
6565 boulevard Jean-XXIII
Trois-Rivières, Québec
G9A 5C9

Objet : Emmagasinage souterrain de gaz naturel

Monsieur Marois,

Intragaz, société en commandite (« **Intragaz** ») déposera à la Régie de l'énergie (« **Régie** ») une demande (dossier R-4157-2021) afin d'obtenir l'autorisation de procéder à des investissements dans le but d'accroître la capacité de retrait des sites d'emmagasinage St-Flavien et de Pointe-du-Lac.

Énergir comprend que les investissements visent principalement à augmenter :

Pour St-Flavien :

- le volume maximal de retrait quotidien de $1\,520\,10^3\text{ m}^3$ par jour à $2\,400\,10^3\text{ m}^3$ par jour en vertu d'un service de pointe ferme (mais dont seulement $1\,750\,10^3\text{ m}^3/\text{jour}$ serait disponible sans un investissement d'Énergir pour installer une deuxième conduite en parallèle à la conduite existante entre Saint-Nicolas et le site de Saint-Flavien) ;

Pour Pointe-du-Lac :

- le volume maximal de retrait quotidien de $1\,600\,10^3\text{ m}^3$ par jour à $2\,000\,10^3\text{ m}^3$ par jour.

Ces nouvelles capacités permettraient entre autres à Énergir de réaliser des économies par rapport aux outils de transport qui devraient être sous contrats autrement.

Dans ce contexte, Énergir a inclus dans son plan d'approvisionnement gazier soumis pour approbation par la Régie (dossier R-4151-2021), les augmentations de volumes décrites ci-dessus.

Intragaz et Énergir visent une mise en service des nouvelles capacités pour novembre 2023 afin qu'Énergir puisse bénéficier des capacités additionnelles dès l'hiver 2023-2024.

En considération de ce qui précède, Énergir et Intragaz s'engagent à :

- conclure un nouveau contrat de service d'emmagasinage souterrain de gaz naturel à chacun des sites de St-Flavien et Pointe-du-Lac, selon des termes et conditions

1717, rue du Havre
Montréal (Québec) H2K 2X3
514 598-3444
1 800 361-4005

Original : 2021.04.23

**Énergir-H, Document 5
Annexe 1 (2 pages en liasse)**

raisonnables à négocier de bonne foi, pour une durée de 10 ans à compter du 1^{er} mai 2023 incluant les augmentations de capacité de retrait quotidien décrits ci-dessus. Le tarif applicable sera celui qui sera approuvé par la Régie en date du 1^{er} mai 2023.

le tout sous réserve de toute décision à l'effet contraire de la Régie.

Énergir, s.e.c., par son associée commanditée Énergir inc.

DocuSigned by:
Renault-François Lortie
6C11D0D03FEC47F...
Renault Lortie
Vice-président, Clients et
Approvisionnement gaziers

DocuSigned by:
Nathalie Longval
F2D7F8DCA0D3484...
Nathalie Longval
Vice-présidente adjointe, Affaires
juridiques

DS
AH

54000261

Intragaz, société en commandite par son associée commanditée Intragaz inc.

DocuSigned by:
Rock Marois
0569F3717EDD42E...
Rock Marois
Président