MÉMOIRE D'ÉNERGIR

DEMANDE D'AUTORISATION DE PROCÉDER À DES INVESTISSEMENTS DANS LE BUT D'ACCROÎTRE LA CAPACITÉ DU SITE D'EMMAGASINAGE DE POINTE-DU-LAC

T A B L E D E S M A T I È R E S

INTRODUCTION **3**

1. MISE EN CONTEXTE **4**

2. BESOINS D'ÉNERGIR RELATIFS AU PROJET DE POINTE-DU-LAC **5**

2.1. Évaluation à long terme 5
2.2. Évaluation à court terme 6
2.3. Évaluation à moyen terme 6
2.4. Constats des évaluations 7
2.5. Support en cas de force majeure 8
2.6. Renouvellement du contrat de service d'emmagasinage de Pointe-du-Lac 9

3. ÉTUDE DES BESOINS EN ENTREPOSAGE D'ÉNERGIR **10**

4. ENJEU DES DOSSIERS TRAITÉS EN PARALLÈLE **11**

5. MOTIFS ET PRÉOCCUPATIONS ÉNONCÉS À LA DÉCISION D-2014-053 ..... **12**

CONCLUSION **14**

ANNEXES **15**

INTRODUCTION

Le 22 mars 2018, Intragaz, société en commandite (« Intragaz ») a déposé une demande afin d'obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (« Régie ») pour procéder à des investissements dans le but d'accroître la capacité du site d'emmagasinage de Pointe-du-Lac (« Projet ») ainsi que la capacité maximale de retrait.

Le 7 mai 2018, la Régie rendait la décision procédurale D-2018-050 dans laquelle elle invitait les participants à une rencontre préparatoire devant se tenir le 11 juin 2018. À cet effet, elle soulevait, entre autres, certaines questions à clarifier :

> « *[4]* […]
>
> - *lien et traitement de la Demande en fonction des motifs et des préoccupations soulevés à la décision D-2014-053*[…]*;*
> - *établissement des besoins d'Énergir, s.e.c. (Énergir) en matière d'emmagasinage nécessitant les investissements requis par Intragaz au présent dossier;*
> - *opportunité de suspendre l'étude de la Demande dans la mesure où les besoins en entreposage découlant du Plan d'approvisionnement 2019-2022 d'Énergir font présentement l'objet d'un processus d'examen complet et doivent être approuvés dans le dossier R-4018-2017 Phase 2;*
> - *traitement des enjeux;*
> - *échéancier de la Demande.* »

Le 24 mai 2018, Énergir soumettait une demande d'intervention, étant directement visée par le Projet et a été reconnu comme intervenante par la Régie dans la décision D-2018-064.

Le présent document vise à répondre plus spécifiquement aux deuxième et troisième points relatifs aux besoins d'Énergir et ce, avant la rencontre préparatoire du 11 juin 2018. Énergir juge que l'information déposée dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019[1] relative au site d'entreposage de Pointe-du-Lac ainsi qu'au Projet est pertinente pour la suite des discussions.

Énergir abordera l'enjeu de l'étude des deux dossiers en parallèle : la présente demande d'autorisation d'Intragaz et la Cause tarifaire 2018-2019 d'Énergir.

[1] R-4018-2017.

Finalement, Énergir commentera les motifs et préoccupations de la Régie quant au risque de performance du Projet énoncés dans la décision D-2014-053.

Suite à la rencontre préparatoire, Énergir pourrait déposer une preuve complémentaire afin de répondre aux interrogations potentielles de la Régie, d'Intragaz et des autres intervenants reconnus au dossier.

1. MISE EN CONTEXTE

Le Projet vise à augmenter la capacité de retrait ainsi que la capacité totale d'entreposage du site de Pointe-du-Lac et ce, dès le 1er décembre 2019. Selon les données fournies par Intragaz[2], la réalisation du Projet permettrait de modifier les caractéristiques du site de Pointe-du-Lac de la manière suivante.

Tableau 1

	Avant (a)	Après (b)	Variation (c=b-a)
1 Capacité d'entreposage (volume utile), m³	22 700 000	36 600 000	13 900 000
2 Capacité maximale de retrait, m³/jour	1 200 000	1 600 000	400 000
3 Capacité maximale d'injection, m³/jour	2 400 000	2 400 000	-
4 Coût annuel selon tarifs, M$	4,4	5,8	1,4

L'annexe A présente le plan d'approvisionnement 2019-2022 déposé dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019, les capacités d'entreposage des sites utilisés par Énergir et les débits quotidiens d'approvisionnement des différents outils[3]. La principale caractéristique d'intérêt pour Énergir et sa clientèle est l'augmentation de la capacité maximale de retrait de 400 $10^3 m^3$/jour. Par l'ajout résultant du Projet, la contribution du site de Pointe-du-Lac aux approvisionnements pour répondre au besoin maximum de la clientèle de l'année 2019-2020 passerait de 3,4 %[4] à 4,6 %[5].

[2] B-0005, Intragaz-1, Document 1.
[3] R-4018-2017, B-0170, GM-H, Document 1, Annexe 9.
[4] Annexe A, col. 6, [l.42 – 400] / l.33.
[5] Annexe A, col. 6, l.42 / l.33.

La capacité d'entreposage du site de Pointe-du-Lac, après la mise en service du Projet, représenterait 8,3 %[6] des capacités totales d'entreposage comparativement à 5,3 %[7] avant le Projet. Cette augmentation de capacité permettrait d'accroître l'avantage relié au fait de détenir de la capacité d'entreposage en franchise du point de vue de la sécurité d'approvisionnement.

2. BESOINS D'ÉNERGIR RELATIFS AU PROJET DE POINTE-DU-LAC

Dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019, Énergir a déposé une évaluation de l'impact de l'ajout du Projet à son plan d'approvisionnement[8]. Cette évaluation est reproduite à l'annexe B du présent document. La présente section reprend sommairement les avantages du Projet pour la clientèle d'Énergir.

2.1. Évaluation à long terme

Le principal avantage du Projet est la substitution d'outils d'approvisionnement qu'il procure. En effet, l'outil que le Projet permet de substituer à long terme est du transport FTSH sur le marché primaire. La capacité additionnelle de retrait en franchise de 400 $10^3 m^3$/jour permettrait d'abaisser d'autant le besoin de transport pour répondre à la journée de pointe.

Conséquemment, et ce, même sans croissance des besoins de pointe, l'ajout de capacité de retrait permettrait de décontracter la capacité de transport FTSH dès qu'une opportunité se présenterait ou de compenser, en tout ou en partie, la perte d'une capacité de transport[9]. Énergir peut décontracter de la capacité de transport à la date d'échéance d'un contrat, avec un préavis de deux ans, ou lors d'une demande de TransCanada PipeLines (« TCPL ») pour retourner des capacités dans le cadre d'un appel de « turnback[10] ».

Si, au contraire, Énergir faisait face à une croissance de ses besoins, l'ajout de capacité de retrait au site de Pointe-du-Lac répondrait alors, en tout ou en partie, à cette croissance de

[6] Annexe A, col. 6, l.27 / l.30.

[7] Annexe A, col. 3, l.27 / l.30.

[8] R-4018-2017, B-0170, GM-H, Document 1, Annexe 15.

[9] À titre d'exemple, la capacité contractée sur le marché secondaire qui ne sera pas renouvelée à l'expiration du contrat (réf. : R-4018-2018, B-0170, GM-H, Document 1, Annexe 4, ligne 9).

[10] http://www.tccustomerexpress.com/docs/ml_regulatory_tariff/38_TurnbackProc.pdf

besoin, diminuant conséquemment les besoins à couvrir par d'autres outils d'approvisionnement plus onéreux.

Dans tous les cas, le Projet résulte, à long terme, en une réduction des capacités de transport en amont de la franchise d'Énergir.

En fonction des tarifs effectifs au 1er janvier 2018 de TCPL et d'Union Gas, la valeur du Projet peut être estimée à près de 3 M$ par année d'économie pour la clientèle.

2.2. Évaluation à court terme

Énergir a évalué l'impact du Projet sur le plan d'approvisionnement de l'année 2017-2018, dernier plan approuvé par la Régie. Ce plan était en excédent d'approvisionnement. L'ajout de capacité de retrait au site de Pointe-du-Lac entraîne donc une augmentation de la capacité excédentaire. Considérant la valeur des outils revendus en excédent, le Projet aurait résulté en un avantage financier de 2,7 M$ pour cette année.

Le Projet est donc rentable pour la clientèle même dans une situation d'excédent d'approvisionnement.

2.3. Évaluation à moyen terme

Énergir a évalué l'impact du Projet sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2019-2022 déposé à la Cause tarifaire 2018-2019. L'année 2018-2019 a été exclue de l'analyse puisque le Projet ne pourrait être mis en service pour cette année.

Le tableau suivant présente les économies projetées si le Projet était autorisé dès le 1er décembre 2019.

Tableau 2

		Coûts totaux d'approvisionnement (000 $)		
		Année 2019-2020	**Année 2020-2021**	**Année 2021-2022**
1	Plan sans Projet PDL	1 029 816	1 018 363	1 026 995
2	Plan avec Projet PDL	1 026 645	1 016 858	1 025 369
3	**Variation (=l.2 - l.1)**	**-3 171**	**-1 505**	**-1 626**

Ces analyses démontrent l'avantage financier, que le plan soit en déficit d'approvisionnement pour répondre aux besoins de la clientèle (année 2019-2020) ou en excédent de capacité (années 2020-2021 et 2021-2022).

2.4. Constats des évaluations

Les analyses à long terme ainsi qu'à court et moyen termes démontrent les avantages financiers reliés à la réalisation du Projet, les économies étant estimées entre 1,5 M$ et 3,2 M$ annuellement.

Même si à moyen terme, l'ajout de capacité de retrait au site de Pointe-du-Lac entraîne des excédents d'approvisionnement, toutes choses étant égales par ailleurs[11], l'avantage à long terme découlant de la possibilité de décontracter les capacités excédentaires et de les substituer par l'ajout de capacité de retrait à Pointe-du-Lac, en franchise, se traduirait par une baisse des coûts totaux d'approvisionnement de près de 3 M$ par année.

Il est également important de noter que les économies pour la clientèle d'Énergir demeurent importantes même s'il y a une majoration des coûts du Projet de l'ordre de 15 %. Sous un tel scénario, en considérant la projection du revenu requis à 1,542 M$[12], les économies seraient réduites de 0,2 M$. Ainsi, l'intégration du Projet au plan d'approvisionnement entraînerait tout

[11] Considérant les projections du plan d'approvisionnement sur l'horizon 2020-2022, incluant la mise en service du nouveau service interruptible et un approvisionnement stable en GNR (réf. : R-4018-2017, B-0170, GM-H, Document 1, Annexe 15).

[12] B-0007, Intragaz-1, Document 3, Tableau 1, p. 2.

de même une diminution du coût total annuel d'approvisionnement se situant entre 1,3 M$ et 3,0 M$, selon l'analyse à court, moyen ou long terme.

Ces économies ne seraient pas limitées à la seule durée du tarif E-6[13], venant à échéance en avril 2023, mais seraient présentes tant que le site d'entreposage de Pointe-du-Lac fera partie des approvisionnements gaziers d'Énergir. En effet, l'ajout de capacité d'entreposage et l'augmentation de la capacité de retrait auraient pour effet d'améliorer le service global du site d'entreposage de Pointe-du-Lac pour les années futures. Une fois implantées, ces améliorations ne peuvent être réversibles.

2.5. Support en cas de force majeure

L'augmentation de la capacité d'entreposage, passant de 22 700 10^3m^3 à 36 600 10^3m^3, permet d'accroître l'avantage relié au fait de détenir de la capacité d'entreposage en franchise du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, plus spécifiquement en cas d'incident sur le réseau ou en amont de la franchise.

En effet, avoir des sites sur le territoire donne une certaine marge de manœuvre dans la gestion des situations de force majeure. On entend par force majeure, des bris ou des baisses de pression sur les tronçons de TCPL ou de TQM.

Le support en cas de force majeure dépendra bien sûr de la localisation du problème et de sa durée. Ces situations sont plutôt rares et, plus souvent qu'autrement, amènent Énergir et Intragaz en état d'alerte, prêtes à réagir à la force majeure. Voici quelques exemples concrets où les sites d'Intragaz (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien) ont pu supporter le réseau :

- en octobre 2005, Énergir a fait face à une situation de force majeure, soit un bris sur le réseau de TQM, qui a entraîné des impacts sur le réseau d'alimentation et a amené Énergir à interrompre certains clients interruptibles. Dans ce cas précis, Intragaz a aidé à supporter une partie du réseau durant les trois jours qu'a duré la force majeure. Sans ces outils, Énergir aurait pu être dans une position où un plus grand nombre de clients auraient été interrompus, incluant la clientèle en service continu;

[13] Tarif d'Intragaz pour le service d'emmagasinage de Pointe-du-Lac.

- le 2 janvier 2015, une interruption du compresseur de Saint-Maurice a requis l'utilisation des sites d'Intragaz pour maintenir les pressions du réseau d'Énergir; et
- le 4 janvier 2016, un problème mécanique sur le réseau de TQM a également requis l'apport des sites d'Intragaz pour maintenir les pressions du réseau de distribution.

Ces situations précises démontrent à elles seules l'avantage d'avoir des sites d'entreposage sur le territoire d'Énergir afin de soutenir, dans une certaine mesure, une partie de son réseau. Cette sécurité d'approvisionnement soutient la fiabilité de son service en plus de limiter les coûts opérationnels et les pertes de revenus pour Énergir et ses clients qui seraient autrement présents lors de pertes de service.

Bien qu'il soit difficile de chiffrer cet aspect, cette sécurité d'approvisionnement a une grande valeur pour la clientèle et est, de ce fait, capitale pour Énergir.

L'augmentation de la capacité d'entreposage et de la capacité de retrait au site de Pointe-du-Lac permet ainsi d'accroître cette sécurité d'approvisionnement pour faire face aux situations de force majeure.

2.6. Renouvellement du contrat de service d'emmagasinage de Pointe-du-Lac

Dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019, Énergir a demandé à la Régie d'approuver une lettre d'engagement visant le renouvellement du contrat de service d'emmagasinage souterrain de gaz naturel à Pointe-du-Lac pour une durée de 10 ans à compter du 1er mai 2023[14]. Le document présente les motifs et les justifications de cette demande. Il est reproduit à l'annexe D du présent document.

Cette lettre d'engagement de renouveler le contrat actuel à son échéance, si elle est approuvée par la Régie, assurera à Intragaz la présence de son client jusqu'en 2033.

[14] R-4018-2017, GM-H, Document 8.

3. ÉTUDE DES BESOINS EN ENTREPOSAGE D'ÉNERGIR

Suite à la demande de la Régie dans sa décision D-2017-094, Énergir a déposé une analyse globale portant sur les besoins et la gestion optimale des capacités d'entreposage dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019[15]. La première section de cette analyse traite des types de valeur que peuvent apporter l'achat et l'utilisation de capacités d'entreposage. Elle est reproduite à l'annexe C du présent document.

Les éléments suivants sont abordés :

- Réduction des outils de transport – valeur présente pour le site de Pointe-du-Lac;
- Sécurité d'approvisionnement – valeur présente pour le site de Pointe-du-Lac;
- Flexibilité opérationnelle – valeur partielle en hiver pour le site de Pointe-du-Lac; et
- Protection contre la fluctuation des prix – valeur présente pour le site de Pointe-du-Lac.

La conclusion suivante a été tirée de cette analyse :

> « *L'entreposage à Dawn est le seul à répondre complètement aux besoins de flexibilité opérationnelle. Par contre, l'entreposage à Dawn ne permet pas de réduire les outils de transport nécessaires à la pointe ou en hiver extrême. L'entreposage à Dawn, comme tous les autres sites, peut permettre de se protéger contre la fluctuation saisonnière des prix. Enfin, le site de Dawn est le seul qui n'améliore pas directement la sécurité du réseau étant donné qu'il n'est pas situé en franchise.* »[16]

La suite de l'analyse s'est concentrée sur les besoins et l'optimisation des capacités d'entreposage à Dawn.

Énergir considère que le Projet n'interfère pas avec l'analyse globale portant sur les besoins et la gestion optimale des capacités d'entreposage qui a été déposée dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019. En effet, les conclusions qualitatives quant aux valeurs couvertes dans l'analyse et relatives au site d'entreposage de Pointe-du-Lac seraient identiques et même accrues

[15] R-4018-2017, B-0141, GM-H, Document 6.
[16] R-4018-2017, B-0141, GM-H, Document 6, p. 10.

avec l'ajout de la capacité d'entreposage et l'augmentation de la capacité de retrait découlant du Projet.

Ainsi, une décision sur le suivi demandé par la Régie dans la décision D-2017-094 et relatif à l'analyse globale portant sur les besoins et la gestion optimale des capacités d'entreposage n'est pas requise pour que la Régie se positionne quant au Projet.

4. ENJEU DES DOSSIERS TRAITÉS EN PARALLÈLE

La présente section vise à traiter de la situation des deux demandes qui sont devant la Régie, soit :

- la présente demande d'autorisation d'Intragaz quant à l'approbation du Projet (R-4034-2018) ; et
- la Cause tarifaire 2018-2019 (R-4018-2017) dans laquelle Énergir demande une approbation du plan d'approvisionnement sur l'horizon 2019-2022. Un des éléments de ce plan est la considération de la mise en service du Projet dès le 1er décembre 2019.

Pour que le Projet se réalise et qu'il soit un outil reconnu et utilisé aux plans d'approvisionnement d'Énergir, Intragaz doit avoir eu l'autorisation de procéder au projet d'investissement au site de Pointe-du-Lac. De son côté, Énergir doit également avoir reçu l'autorisation d'intégrer les nouvelles capacités d'entreposage du site de Pointe-du-Lac.

Considérant que les demanderesses de chacune des demandes sont deux entités différentes, il devient inévitable d'avoir deux dossiers distincts. Or, il est difficile de prioriser les décisions entre les deux demandes. L'approbation de l'ajout des nouvelles capacités au plan d'approvisionnement est conditionnelle à l'approbation du Projet. Si le service ne peut être offert par Intragaz, Énergir ne peut intégrer les nouvelles capacités à son plan d'approvisionnement. À l'inverse, la réalisation du Projet, s'il est approuvé, est conditionnelle à l'approbation de l'ajout des nouvelles capacités au plan d'approvisionnement. Intragaz ne réalisera pas le Projet si son client, Énergir, ne peut intégrer les nouvelles capacités à son plan d'approvisionnement et récupérer les coûts additionnels afférents.

Un autre élément à considérer est l'échéancier établi par Intragaz pour viser une mise en service au 1er décembre 2019[17]. Intragaz doit entamer les travaux d'ingénierie dès octobre 2018 et la commande du compresseur en novembre 2018[18]. Elle demande donc à la Régie une décision préalable à ces dates, soit pour la fin septembre 2018[19]. Or, si le dossier était suspendu jusqu'à ce qu'une décision favorable soit rendue relativement à l'intégration au plan d'approvisionnement 2019-2022 des nouvelles capacités liées au Projet, l'échéancier serait alors compromis. En effet, la décision pour la Cause tarifaire 2018-2019 est attendue au plus tard au début novembre 2018[20]. Si l'analyse du présent dossier débutait à compter de novembre 2018, ceci entraînerait un retard de près de cinq mois sur l'échéancier prévu. La mise en service du Projet serait en conséquence reportée d'un an, considérant que le site de Pointe-du-Lac n'est utilisé que durant la période hivernale. Ainsi, les économies projetées de 3,2 M$ pour l'année 2019-2020[21], si le Projet avait été mis en service au 1er décembre 2019, seraient perdues pour la clientèle.

Énergir juge qu'il serait plus avantageux pour sa clientèle que la présente demande soit à l'étude par la Régie parallèlement à la Cause tarifaire 2018-2019 et qu'une décision soit rendue dans les délais demandés par Intragaz. Si une décision favorable était rendue pour le Projet, Intragaz pourrait alors prendre en compte la décision relative au plan d'approvisionnement dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019, décision attendue à la même période, pour mettre en œuvre son plan d'action afin de réaliser le Projet selon l'échéancier projeté.

5. MOTIFS ET PRÉOCCUPATIONS ÉNONCÉS À LA DÉCISION D-2014-053

Dans la décision D-2014-053, la Régie énonçait que la matérialisation du risque de performance aurait un impact direct sur la rentabilité du Projet pour la clientèle d'Énergir[22]. De plus, bien que la Régie ait reconnu dans de nombreuses décisions les avantages associés à l'existence de capacités d'entreposage en franchise, elle soulignait que la valeur marginale de ces avantages

[17] B-0005, Intragaz-1, Document 1, p. 3 et Annexe 2.
[18] B-0005, Intragaz-1, Document 1, Annexe 2.
[19] B-0005, Intragaz-1, Document 1, p. 3 et Annexe 2.
[20] R-4018-2017, B-005, GM-E, Document1.
[21] Voir section 2.3.
[22] D-2014-053, paragr. 61.

étant également sujette au risque de performance, cette valeur pouvait ne pas se matérialiser[23]. Pour ces motifs, la Régie rejetait la demande d'autorisation[24].

Comme mentionné dans les sections précédentes, les analyses d'Énergir démontrent que le Projet génère d'importants avantages pour sa clientèle, tant financiers qu'opérationnels. D'autre part, Intragaz estime que les risques associés au Projet sont faibles[25].

Énergir soumet que malgré les motifs énoncés par la Régie dans sa décision D-2014-053, il lui apparaît adéquat qu'Intragaz puisse récupérer auprès de sa clientèle, et ce, à l'instar des autres fournisseurs réglementés d'Énergir, tel que TCPL, la totalité des coûts encourus pour la réalisation des projets visant à améliorer les services offerts, malgré le risque de performance. En effet, comme énoncé précédemment, l'alternative au projet d'Intragaz est constituée de capacités de transport, où Énergir et sa clientèle supportent les risques de performance associés aux investissements requis pour accroître la capacité.

Le modèle réglementaire de coût de service des transporteurs leur permet de récupérer la totalité de leurs coûts prudemment encourus, indépendamment de la performance finale constatée. À titre d'exemple, lorsque la mise en service du projet King's North de TCPL a été retardée en raison de problèmes techniques, Énergir et TCPL ont travaillé de concert pour trouver des solutions visant à assurer la sécurité d'approvisionnement pour la clientèle d'Énergir. Toutefois, même si TCPL n'avait pas été en mesure de fournir la capacité requise, elle aurait néanmoins eu l'assurance de récupérer l'ensemble de ses coûts.

Conséquemment, Énergir est d'avis que le risque de performance, qu'elle supporte avec sa clientèle pour les différents outils d'approvisionnement réglementés par coût de service, ne devrait pas être utilisé pour départager les projets à moins que les probabilités d'enjeu de performance soient significativement différentes d'une option à l'autre. Or, Énergir est d'avis que les risques associés au Projet d'Intragaz ne sont pas significativement différents de ceux des alternatives et donc que le Projet devrait être approuvé sur la base des bénéfices économiques et de la sécurité d'approvisionnement accrue qu'il procure.

[23] D-2014-053, paragr. 67 et 68.
[24] D-2014-053, paragr. 69.
[25] B-0005, Intragaz-1, Document 1, p. 4 et 5, question/réponse 9.

CONCLUSION

Énergir a fait valoir à maintes reprises la valeur ajoutée de détenir des sites d'entreposage sur son territoire. Ainsi, Énergir appuie le Projet qui a pour effet d'augmenter la capacité d'entreposage ainsi que la capacité maximale de retrait au site.

Les sections précédentes démontrent le bien-fondé du Projet. Les avantages financiers qui en résultent pour la clientèle d'Énergir, présentés à la section 2, sont sans équivoque, autant à court, moyen et long termes.

Comme précisé précédemment, le principal avantage du Projet est la substitution d'outils d'approvisionnement qu'il procure à long terme. L'augmentation de la capacité de retrait du site de Pointe-du-Lac se traduirait directement par une réduction des capacités de transport en amont de la franchise d'Énergir, représentant une économie annuelle de près de 3 M$, en fonction des tarifs actuels des transporteurs.

Énergir juge également important de procéder dès maintenant à l'étude de la demande du Projet pour une mise en service dès le 1er décembre 2019. En effet, même si du point de vue des approvisionnements, le Projet pourrait entraîner un excédent de capacité à moyen terme, les analyses démontrent qu'il y a tout de même un avantage financier pour la clientèle considérant la valeur de revente projetée dans le marché dans l'horizon du plan d'approvisionnement. Ainsi, reporter la mise en service du Projet à une date ultérieure entraînerait des pertes d'économies importantes pour la clientèle qui auraient pu se concrétiser dès l'année financière 2019-2020 avec une mise en service le 1er décembre 2019.

Pour tous ces motifs, Énergir juge important que les deux dossiers (le Projet d'Intragaz et la Cause tarifaire 2018-2019 d'Énergir) soient traités en parallèle afin de respecter l'échéancier établi par Intragaz pour une mise en service au 1er décembre 2019. De plus, afin d'éviter la suspension du dossier, Énergir recommande respectueusement à la Régie qu'une décision favorable pour le Projet soit conditionnelle à l'approbation par la Régie de l'intégration des nouvelles capacités d'entreposage et de retrait du site de Pointe-du-Lac au plan d'approvisionnement, telle que proposée dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019.

Énergir recommande à la Régie :

- **de ne pas suspendre l'étude de la demande d'autorisation d'Intragaz;**
- **d'accueillir la demande d'autorisation d'Intragaz selon ses conclusions et les conditions décrites aux pièces déposées à son soutien, le tout conditionnellement à l'approbation par la Régie de l'intégration des nouvelles capacités d'entreposage et de retrait du site de Pointe-du-Lac au plan d'approvisionnement proposé dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019.**

ANNEXES

Annexe A : R-4018-2017, GM-H, Document 1, Annexe 9

Annexe B : R-4018-2017, GM-H, Document 1, Annexe 15

Annexe C : R-4018-2017, GM-H, Document 6, Section 1

Annexe D : R-4018-2017, GM-H, Document 8

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019-2022

		2019			2020			2021			2022		
		Hiver	Été	Total	Hiver	Été	Total	Hiver	Été	Total	Hiver	Été	Total
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
	DEMANDE (10³ m³)												
1	Continue	3 207	2 451	5 658	3 218	2 429	5 647	3 173	2 429	5 601	3 167	2 419	5 586
2	Interruptible	148	124	272	147	116	262	146	118	264	146	118	264
3	Gaz d'appoint	0	33	33	0	33	33	0	33	33	0	33	33
4	Client biogaz en réseau dédié	13	16	29	13	16	29	13	16	29	13	16	29
5	*Sous-total*	*3 368*	*2 624*	*5 993*	*3 378*	*2 593*	*5 971*	*3 332*	*2 596*	*5 928*	*3 325*	*2 586*	*5 912*
6	Interruptions	-6	0	-6	-1	0	-1	-2	0	-2	-2	0	-2
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	22	17	39	22	17	39	22	17	39	22	17	39
8	Compression (transport et entreposage)	68	43	111	67	41	108	62	40	102	61	40	100
9	Écart de mesurage	2	2	4	2	2	4	2	2	3	2	2	4
10	**TOTAL DEMANDE**	**3 454**	**2 687**	**6 141**	**3 468**	**2 654**	**6 122**	**3 415**	**2 655**	**6 070**	**3 408**	**2 645**	**6 053**
	APPROVISIONNEMENT (10³ m³)												
11	Transport												
12	FTLH (primaire & secondaire)	339	480	819	341	480	821	339	480	819	339	480	819
13	Transport par échange (Emp-GMIT)	74	0	74	35	0	35	0	0	0	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	24	27	51	23	27	51	23	27	50	23	27	50
15	Transport gaz d'appoint	0	33	33	0	33	33	0	33	33	0	33	33
16	FTLH non utilisé	0	0	0	0	-53	-53	-119	-70	-189	-137	-85	-222
17	*Transport Emp-GMIT*	*437*	*540*	*977*	*400*	*487*	*887*	*243*	*470*	*714*	*226*	*455*	*681*
18	Achats dans le territoire	5	7	12	10	53	63	68	102	171	80	118	198
19	Achat à Empress pour compression	17	15	32	15	14	29	9	13	22	8	13	21
20	Achats à Dawn (GR)	1 152	198	1 349	1 193	178	1 371	1 255	146	1 401	1 251	134	1 385
21	Livraisons à Dawn (AD)	1 529	2 208	3 737	1 535	2 217	3 752	1 527	2 204	3 731	1 529	2 207	3 736
22	Biogaz	13	16	29	13	16	29	13	16	29	13	16	29
23	Écart de mesurage	2	2	3	2	2	3	1	2	3	2	2	3
24	Retraits - injections	300	-300	1	300	-313	-14	299	-299	0	299	-299	0
25	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**3 454**	**2 687**	**6 141**	**3 468**	**2 654**	**6 122**	**3 415**	**2 655**	**6 070**	**3 408**	**2 645**	**6 053**

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2019-2022

		2019		*2020*		*2021*		*2022*	
	ENTREPOSAGE (Capacité)	**(PJ)**	**(10^6m^3)**	**(PJ)**	**(10^6m^3)**	**(PJ)**	**(10^6m^3)**	**(PJ)**	**(10^6m^3)**
26	LSR (daQ)	2,2	56,6	2,2	56,6	2,2	56,6	2,2	56,6
27	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	1,4	36,6	1,4	36,6	1,4	36,6
28	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
29	Union Gas	8,7	230,3	8,7	230,3	8,7	230,3	8,7	230,3
30	**TOTAL**	**16,4**	**429,6**	**16,9**	**443,5**	**16,9**	**443,5**	**16,9**	**443,5**
	DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT	***(TJ/j)***	***($10^3m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3m^3/j$)***	***(TJ/j)***	***($10^3m^3/j$)***
31	**Journée de pointe - continue**	**1 356**	**35 784**	**1 361**	**35 920**	**1 343**	**35 451**	**1 340**	**35 373**
32	**Besoins hiver extrême**	**1 282**	**33 831**	**1 275**	**33 661**	**1 244**	**32 844**	**1 252**	**33 047**
33	**Maximum**	**1 356**	**35 784**	**1 361**	**35 920**	**1 343**	**35 451**	**1 340**	**35 373**
	Approvisionnements								
34	FTLH (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire	1	25	3	72	17	461	20	530
37	Transport clients & biogaz	10	253	9	245	9	248	9	248
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	109	2 875	109	2 875	109	2 875	109	2 875
40	FTSH (Parkway - GMIT)	499	13 174	499	13 174	499	13 174	499	13 174
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac *	46	1 212	61	1 616	61	1 616	61	1 616
43	Saint-Flavien *	58	1 535	58	1 535	58	1 535	58	1 535
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	220	5 805	220	5 805	220	5 805	220	5 805
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	11	297	11	297	11	297	11	297
47	Sous-total approvisionnements	1 338	35 316	1 355	35 759	1 370	36 151	1 372	36 220
48	**Impact de la refonte du service interruptible**	0	0	0	0	20	528	20	528
49	**TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)**	1 338	35 316	1 355	35 759	1 390	36 679	1 392	36 748
50	**Provision additionnelle avant achat / (vente)**	-18	-468	-6	-161	47	1 228	52	1 376
51	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (l.50/ l.47)	-1,3%	-1,3%	-0,5%	-0,5%	3,4%	3,4%	3,8%	3,8%
52	**Achat / (vente) de transport *a priori***	19	491	9	232	-30	-789	-34	-905
53	**TOTAL approvisionnements après achat / (vente)**	**1 357**	**35 807**	**1 364**	**35 991**	**1 360**	**35 890**	**1 358**	**35 843**
54	**Provision additionnelle après achat / (vente)**	**1**	**23**	**3**	**71**	**17**	**439**	**18**	**470**
55	% du total approvisionnements après achat / (vente) (l.54/ l.53)		0,1%		0,2%		0,2%		1,2%
56	**TOTAL approvisionnements** Ajustements achats sur le territoire (GNR)	**1 356**	**35 784**	**1 361**	**35 920**	**1 343**	**35 451**	**1 340**	**35 373**

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2019 est 38,26

E N T R E P O S A G E À P O I N T E - D U - L A C

P R O J E T D ' I N T R A G A Z

Introduction

Dans la planification des outils d'approvisionnement sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2019-2022, Énergir prévoit faire appel à une nouvelle capacité de retrait dans son territoire, rendue disponible par Intragaz à son site de Pointe-du-Lac dans la mesure où la Régie approuve son projet d'investissement[1]. Cette nouvelle capacité de retrait, à laquelle est associée une capacité d'entreposage, permet de répondre en tout ou en partie aux déficits du plan d'approvisionnement.

La présente annexe contient les analyses sur lesquelles Énergir s'est appuyée pour sélectionner le projet d'Intragaz dans la planification de son approvisionnement gazier.

Afin de donner à la Régie une vision à long, moyen et court termes sur la valeur du projet, Énergir a fait trois analyses, une pour chaque perspective.

Caractéristiques du projet et impact global sur les outils d'approvisionnement

Selon les données fournies par Intragaz, la réalisation du projet permettrait de modifier les caractéristiques du site de Pointe-du-Lac de la manière suivante :

		Avant (a)	Après (b)	Variation (c=b-a)
1	Capacité d'entreposage (volume utile), m³	22 700 000	36 600 000	13 900 000
2	Capacité maximale de retrait, m³/jour	1 200 000	1 600 000	400 000
3	Capacité maximale d'injection, m³/jour	2 400 000	2 400 000	-
4	Coût annuel selon tarifs, M$	4,4	5,8	1,4

La mise en service du projet serait prévue pour l'hiver 2019-2020.

La principale caractéristique d'intérêt pour Énergir et sa clientèle est l'augmentation de la capacité maximale de retrait identifiée à la ligne 2. En effet, compte tenu de la façon dont est calculé l'apport de la capacité de retrait de Pointe-du-Lac[2] à la capacité totale des

[1] Dossier Intragaz, R-4034-2018.
[2] La contribution de Pointe-du-Lac au débit total requis pour répondre à la demande de pointe est établie à sa capacité maximale de retrait.

outils requis pour répondre à la demande de pointe, l'augmentation de 400 000 m³/jour de capacité de retrait permet d'abaisser d'autant les besoins marginaux pour la pointe.

L'augmentation associée de la capacité d'entreposage permettrait de ralentir l'effritement du site en cas d'hiver froid. L'impact sur la valeur de la fourniture serait quant à lui négligeable puisque le site de Pointe-du-Lac est opéré de manière cyclique pendant l'hiver. Ainsi, le gaz « entreposé » à Pointe-du-Lac n'est pas du gaz principalement injecté en été et retiré en hiver.

Évaluation de la valeur à long terme du projet

Énergir est d'avis que la valeur du projet s'évalue notamment par une comparaison avec la valeur de l'outil d'approvisionnement qu'il substitue à long terme. Dans ce cas-ci, l'outil que le projet permet de substituer à long terme est du transport FTSH sur le marché primaire. En effet, la nouvelle capacité de retrait en franchise de 400 000 m³/jour (15 156 GJ/j) permettrait d'abaisser d'autant le besoin de transport pour répondre à la journée de pointe.

Ainsi l'évaluation de la valeur du projet estimée sur le long terme est assez simple à réaliser. Mis à part des effets relativement marginaux (base de tarification, gaz de compression, etc.), la valeur du projet se compare directement au coût annuel du transport FTSH, soit au taux actuel environ 4,3 M$ (15 156 GJ/j * 0,774[3] $/GJ * 365 jours = 4,3 M$). Puisque l'impact tarifaire annuel du projet est estimé à 1,4 M$ comme présenté à la ligne 4 du tableau précédent, les économies annuelles du projet seraient de l'ordre de 2,9 M$ (4,3 M$ - 1,4 M$).

Volontairement, cette analyse sur le long terme ne tient pas compte de l'état contextuel et actuel de la structure d'approvisionnement. Par exemple, elle ne s'arrête pas au fait qu'en réalité il n'y a pas de transport FTSH primaire actuellement disponible et qu'ainsi, le projet ne substituera pas vraiment du transport FTSH primaire à court terme. Selon Énergir, il ne s'agit cependant pas d'un biais puisque le projet aura un impact à long terme sur les outils d'approvisionnement et qu'ainsi sa valeur ne devrait pas être seulement évaluée à partir d'un plan d'approvisionnement circonstanciel.

[3] Taux de transport intérimaire de TCPL sur le tronçon Dawn-EDA. Sujet à l'approbation de l'ONÉ.

Pour illustrer ceci, prenons pour exemple l'année 1 de la présente planification d'approvisionnement et supposons que de la capacité de transport FTSH primaire était disponible. Cette année précise étant en déficit d'approvisionnement, la valeur du projet serait facilement évaluée en comparant le coût annuel d'une nouvelle capacité de transport FTSH au coût annuel du projet. Mais si au contraire les circonstances avaient été que cette année était en excédent d'outils, le projet serait alors évalué en fonction de la valeur de revente des nouveaux outils excédentaires. Si la revente de ces outils ne générait pas autant de valeur que le coût annuel du projet, le projet serait déficitaire selon cette analyse. Ainsi un tel projet qui est très économique sur le long terme pourrait ne pas voir le jour simplement à cause du contexte bien précis d'une année quelconque.

Énergir est d'avis qu'un projet comme celui de Pointe-du-Lac devrait s'évaluer en premier lieu sur un horizon de long terme, car d'une manière ou d'une autre, le projet permettra soit de décontracter son équivalent en transport FTSH ou de réduire le besoin futur en transport FTSH.

Énergir croit donc que l'estimation appropriée de la valeur du projet est d'environ 2,9 M$ par an en fonction des tarifs actuels.

Évaluation de la valeur à court terme du projet

Dans le but d'offrir à la Régie une vision plus large de la valeur du projet, Énergir présente l'impact du projet sur les coûts du dernier plan d'approvisionnement approuvé par la Régie, soit le plan de l'année 2017-2018.

Il est à noter que pour réaliser cette analyse, Énergir a dû poser une hypothèse quant à l'inventaire de départ du scénario « avec projet PDL ». De fait, dans ce scénario l'inventaire de départ est considéré plein au 1er novembre tout comme l'inventaire du scénario comparatif. Ainsi cela permet d'éviter d'introduire un biais important dans l'analyse quant au volume disponible à Pointe-du-Lac.

Le résultat de l'analyse est le suivant:

PLAN D'APPROVISIONNEMENT - CAUSE TARIFAIRE 2018

STRATÉGIE ALTERNATIVE INTRAGAZ ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

		Cause tarifaire 2018 avec projet - PDL	*Cause tarifaire 2018*	*Variation*
		(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
	DEMANDE (10^6 m³)			
1	Continue	5 385	5 385	0
2	Interruptible	276	276	0
3	Gaz d'appoint	20	20	0
4	Client biogaz en réseau dédié	31	31	0
5	*Sous-total*	*5712*	*5712*	*0*
6	Interruptions	-17	-16	-1
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	41	41	0
8	Compression (transport et entreposage)	138	137	0
9	Écart de mesurage	0	0	0
10	**TOTAL DEMANDE**	**5 874**	**5 875**	**-1**
	APPROVISIONNEMENT (10^6 m³)			
11	Transport			
12	FT LH (primaire & secondaire)	841	841	0
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	78	78	0
15	Transport gaz d'appoint	20	20	0
16	FTLH non utilisé	0	0	0
17	*Transport Emp-GMIT*	*940*	*940*	*0*
18	Achats dans le territoire	7	7	0
19	Achat à Empress pour compression	40	40	0
20	Achats à Dawn (GR)	1 205	1 205	0
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 651	3 652	-1
22	Biogaz	31	31	0
23	Écart de mesurage	0	0	0
24	Retraits - injections	0	0	0
25	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**5 874**	**5 875**	**-1**
	DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
26	**Journée de pointe - continue**	**33 043**	**33 043**	**0**
27	**Total appro. après vente**	**32 371**	**32 371**	**0**
28	**Provision additionnelle**	**33 043**	**33 043**	**0**
	ESTIMATION DES COÛTS (000 $)			
	Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	76 618	76 618	0
31	FTSH (Dawn, Parkwway & échange)	168 370	171 987	-3 616
32	STS	55 005	54 894	111
33	M12 / C1	34 918	35 127	-209
34	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0
35	Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur Transport	-30 129	-30 129	0
36	Crédit de compression	31	31	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	-205	-205	0
38	Total - coûts de transport	*304 609*	*308 322*	*-3 714*
39	Coûts d'entreposage	*34 872*	*33 636*	*1 236*
40	Sous-total transport et équilibrage	339 481	341 958	-2 477
41	Fourniture	848 706	849 050	-344
42	Maintien des inventaires	3 524	3 386	137
43	**TOTAL DES COÛTS**	**1 191 711**	**1 194 395**	**-2 684**
44	**Variation en %**			**-0,23%**

Ainsi, l'impact du projet sur le dernier plan approuvé par la Régie serait positif d'environ 2,68 M$. Cet impact s'explique principalement par le fait que la valeur des outils revendus en excédent est plus grande que l'impact financier du projet. En effet, l'impact financier (tarifaire) du projet est de 1,4 M$ alors que la revente des outils en excédent s'élève à 3,5 M$[4]. La différence entre ces deux chiffres (2,1 M$) est proche de l'évaluation de l'impact du projet de 2,9 M$ présentée dans la section sur l'évaluation de la valeur à long terme du projet.

Il est intéressant de noter que selon cette analyse, le projet d'Intragaz est rentable pour la clientèle même dans une situation d'excédents. Ainsi, il serait justifié pour le bien de la clientèle d'Énergir d'aller de l'avant avec le projet même si celle-ci n'était pas dans une situation de déficit d'approvisionnement pour les prochaines années.

Évaluation de la valeur à moyen terme du projet

En plus de l'évaluation de l'impact du projet à court terme du plan d'approvisionnement, Énergir a procédé à une analyse des impacts estimés du projet sur l'horizon du plan d'approvisionnement (2020-2022). L'année 2018-2019 a été exclue puisque le projet ne pourra être complété à temps pour cette année.

Il est à noter que pour éviter le même biais que celui évoqué à la section précédente, les scénarios exposés dans les tableaux qui suivent ont été ajustés afin de débuter avec un inventaire plein au 1er novembre.

Le résultat des analyses est le suivant:

[4] L'ajout du projet d'Intragaz ajoute 15 300 d'excédents de capacité de pointe aux 86 600 déjà prévus pour 2017-2018. La valeur de revente de ces nouveaux excédents est évaluée en utilisant les mêmes hypothèses que celles utilisées pour les excédents déjà prévus, c'est-à-dire les hypothèses de la Cause tarifaire 2018. Ainsi, le revenu de la vente de 3,5 M$ est calculé comme suit : 15 300 GJ/j * 151 jours * 1,52 $/GJ.

CAUSE TARIFAIRE 2019 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020

STRATÉGIE ALTERNATIVE INTRAGAZ ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

		Cause tarifaire 2019 Plan 2020 - avec PDL	*Cause tarifaire 2019 Plan 2020 - sans PDL*	*Variation*
		(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
	DEMANDE (10^6 m³)			
1	Continue	5 647	5 647	0
2	Interruptible	262	262	0
3	Gaz d'appoint	33	33	0
4	Client biogaz en réseau dédié	29	29	0
5	*Sous-total*	*5971*	*5971*	*0*
6	Interruptions	-1	-1	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	39	0
8	Compression (transport et entreposage)	108	110	-1
9	Écart de mesurage	4	4	0
10	**TOTAL DEMANDE**	**6 122**	**6 123**	**-1**
	APPROVISIONNEMENT (10^6 m³)			
11	Transport			
12	FT LH (primaire & secondaire)	821	821	0
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	35	97	-61
14	Transport fourni par les clients	51	51	0
15	Transport gaz d'appoint	33	33	0
16	FTLH non utilisé	-53	-53	0
17	*Transport Emp-GMIT*	*887*	*949*	*-61*
18	Achats dans le territoire	63	63	0
19	Achat à Empress pour compression	29	31	-3
20	Achats à Dawn (GR)	1 358	1 295	62
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 752	3 752	0
22	Biogaz	29	29	0
23	Écart de mesurage	3	3	0
24	Retraits - injections	0	0	0
25	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**6 122**	**6 123**	**-1**
	DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
26	**Journée de pointe - continue**	**35 920**	**35 920**	**0**
27	**Total appro. après vente**	**33 661**	**33 661**	**0**
28	**Provision additionnelle**	**35 920**	**35 920**	**0**
	ESTIMATION DES COÛTS (000 $)			
	Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	73 746	80 651	-6 905
31	FTSH (Dawn, Parkwway & échange)	165 071	165 028	43
32	STS	47 520	47 476	45
33	M12 / C1	38 372	38 282	91
34	Vente de transport FTLH non utilisé	-1 555	-1 555	0
35	Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur Transport	-32 340	-34 698	2 358
36	Crédit de compression	0	0	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	0	0	0
38	Total - coûts de transport	*290 814*	*295 182*	*-4 368*
39	Coûts d'entreposage	*33 106*	*31 949*	*1 157*
40	Sous-total transport et équilibrage	323 920	327 131	-3 211
41	Fourniture	700 926	700 972	-46
42	Maintien des inventaires	1 800	1 713	87
43	**TOTAL DES COÛTS**	**1 026 645**	**1 029 816**	**-3 171**
44	**Variation en %**			**-0,31%**

CAUSE TARIFAIRE 2019 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021

STRATÉGIE ALTERNATIVE INTRAGAZ ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

		Cause tarifaire 2019 Plan 2021 - avec PDL	*Cause tarifaire 2019 Plan 2021 - sans PDL*	*Variation*
		(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
	DEMANDE (10^6 m³)			
1	Continue	5 601	5 601	0
2	Interruptible	264	264	0
3	Gaz d'appoint	33	33	0
4	Client biogaz en réseau dédié	29	29	0
5	*Sous-total*	*5928*	*5928*	*0*
6	Interruptions	-2	-2	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	39	0
8	Compression (transport et entreposage)	102	103	-1
9	Écart de mesurage	3	3	0
10	**TOTAL DEMANDE**	**6 070**	**6 071**	**-1**
	APPROVISIONNEMENT (10^6 m³)			
11	Transport			
12	FT LH (primaire & secondaire)	819	819	0
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	50	50	0
15	Transport gaz d'appoint	33	33	0
16	FTLH non utilisé	-189	-128	-61
17	*Transport Emp-GMIT*	*714*	*774*	*-61*
18	Achats dans le territoire	171	171	0
19	Achat à Empress pour compression	22	24	-2
20	Achats à Dawn (GR)	1 401	1 340	61
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 731	3 731	0
22	Biogaz	29	29	0
23	Écart de mesurage	3	3	0
24	Retraits - injections	0	0	0
25	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**6 070**	**6 071**	**-1**
	DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
26	**Journée de pointe - continue**	**35 451**	**35 451**	**0**
27	**Total appro. après vente**	**32 844**	**32 844**	**0**
28	**Provision additionnelle**	**35 451**	**35 451**	**0**
	ESTIMATION DES COÛTS (000 $)			
	Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	59 333	64 667	-5 333
31	FTSH (Dawn, Parkwway & échange)	165 141	165 104	37
32	STS	47 575	47 524	51
33	M12 / C1	38 459	38 368	91
34	Vente de transport FTLH non utilisé	-1 925	-1 925	0
35	Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur Transport	-34 200	-36 435	2 234
36	Crédit de compression	0	0	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	0	0	0
38	Total - coûts de transport	*274 382*	*277 303*	*-2 921*
39	Coûts d'entreposage	*33 360*	*31 970*	*1 390*
40	Sous-total transport et équilibrage	307 743	309 273	-1 530
41	Fourniture	707 301	707 363	-62
42	Maintien des inventaires	1 815	1 727	88
43	**TOTAL DES COÛTS**	**1 016 858**	**1 018 363**	**-1 505**
44	**Variation en %**			**-0,15%**

CAUSE TARIFAIRE 2019 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2022

STRATÉGIE ALTERNATIVE INTRAGAZ ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

		Cause tarifaire 2019 Plan 2022 - avec PDL	*Cause tarifaire 2019 Plan 2022 - sans PDL*	*Variation*
		(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
	DEMANDE (10^6 m³)			
1	Continue	5 586	5 586	0
2	Interruptible	264	264	0
3	Gaz d'appoint	33	33	0
4	Client biogaz en réseau dédié	29	29	0
5	*Sous-total*	*5912*	*5912*	*0*
6	Interruptions	-2	-2	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	39	39	0
8	Compression (transport et entreposage)	100	102	-1
9	Écart de mesurage	4	4	0
10	**TOTAL DEMANDE**	**6 053**	**6 054**	**-1**
	APPROVISIONNEMENT (10^6 m³)			
11	Transport			
12	FT LH (primaire & secondaire)	819	819	0
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	50	50	0
15	Transport gaz d'appoint	33	33	0
16	FTLH non utilisé	-222	-161	-61
17	*Transport Emp-GMIT*	*681*	*741*	*-61*
18	Achats dans le territoire	198	198	0
19	Achat à Empress pour compression	21	23	-2
20	Achats à Dawn (GR)	1 385	1 324	61
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 736	3 736	0
22	Biogaz	29	29	0
23	Écart de mesurage	3	3	0
24	Retraits - injections	0	0	0
25	**TOTAL APPROVISIONNEMENT**	**6 053**	**6 054**	**-1**
	DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
26	**Journée de pointe - continue**	**35 373**	**35 373**	**0**
27	**Total appro. après vente**	**33 047**	**33 047**	**0**
28	**Provision additionnelle**	**35 373**	**35 373**	**0**
	ESTIMATION DES COÛTS (000 $)			
	Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	57 954	63 249	-5 296
31	FTSH (Dawn, Parkwway & échange)	165 214	165 175	39
32	STS	47 580	47 530	50
33	M12 / C1	38 525	38 434	91
34	Vente de transport FTLH non utilisé	-2 029	-2 029	0
35	Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur Transport	-34 642	-36 698	2 056
36	Crédit de compression	0	0	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	0	0	0
38	Total - coûts de transport	*272 602*	*275 661*	*-3 059*
39	Coûts d'entreposage	*33 379*	*31 984*	*1 395*
40	Sous-total transport et équilibrage	305 982	307 646	-1 664
41	Fourniture	717 517	717 571	-54
42	Maintien des inventaires	1 870	1 778	92
43	**TOTAL DES COÛTS**	**1 025 369**	**1 026 995**	**-1 626**
44	**Variation en %**			**-0,16%**

Le premier tableau ci-haut présente l'effet direct du projet d'Intragaz sur l'année 2019-2020. En moyenne, les économies s'élèveraient à 2,1 M$ par année[5]. L'année 2020 est particulièrement favorable puisque la clientèle d'Énergir est en situation de déficit.

Il est à noter également que le projet demeure économique pour la clientèle même si les approvisionnements passent en excédents (années 3 et 4 du plan d'approvisionnement). Cela s'explique par le fait que la valeur des outils en excédents[6] revendus est plus grande que l'impact financier du projet.

Conclusion

Le projet d'investissement à Pointe-du-Lac proposé par Intragaz est avantageux selon Énergir, quelle que soit la perspective de court, moyen ou long terme. Par ailleurs, il donne à Énergir une certaine marge pour faire face à un accroissement de la demande ou une diminution des outils projetés. À ce dernier sujet, Énergir rappelle deux hypothèses cruciales au niveau des outils d'approvisionnement pour les années 2020-2021 et 2021-2022 :

1. Hypothèse de la mise en service du nouveau service interruptible et d'un volume équivalent de 20 000 GJ/j;
2. Hypothèse d'approvisionnement stable en GNR permettant de réduire les capacités de transport.

Si l'un ou l'autre de ces outils venait à manquer, en tout ou en partie, Énergir pourrait se retrouver dans une position où elle devrait acheter du transport sur le marché secondaire. Or, selon les informations présentement disponibles, il est clairement plus avantageux d'augmenter la capacité de retrait d'Intragaz que de contracter des capacités sur le marché secondaire. Pour Énergir, l'accroissement de capacité de retrait auprès du site de Pointe-du-Lac apparaît clairement la décision prudente à prendre.

[5] Moyenne des résultats à la ligne 43, colonne variation des tableaux précédents.
[6] La valeur de revente des outils excédentaires (FTLH) pour 2020-2021 et 2021-2022 est respectivement de 5,1 et de 5,0 M$.

CAPACITÉS D'ENTREPOSAGE OPTIMALES À DAWN

(suivi de la décision D-2017-094)

1. TYPES DE VALEUR APPORTÉS PAR LES CAPACITÉS D'ENTREPOSAGE

La présente section a pour but de présenter les différents types de valeur que peuvent apporter les capacités d'entreposage. Énergir a regroupé en quatre grandes familles les types de valeur associée à l'entreposage :

- Réduction des outils de transport;
- Sécurité d'approvisionnement;
- Flexibilité opérationnelle; et
- Protection contre la fluctuation des prix.

1.1. Réduction des outils de transport

Les outils d'entreposage peuvent permettre de réduire les besoins en contrats de transport. En effet, les contrats de transport fermes de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL »)

[6] D-2017-094, paragr. 201.
[7] R-3987-2016, B-0013, Gaz Métro-3, Document 2.

doivent être conclus pour des périodes annuelles alors que la demande au Québec varie essentiellement en fonction de la température. Les journées froides nécessitent donc des outils de transport additionnels pour un usage sur une période de temps relativement courte en nombre de journées. Les outils d'entreposage peuvent donc permettre de remplacer les outils de transport en répondant au besoin seulement lorsque les températures sont très froides.

Pour qu'un site d'entreposage puisse potentiellement réduire les coûts de transport, celui-ci doit être situé après le point d'approvisionnement en fourniture. Également, plus le site d'entreposage sera situé près du lieu de consommation de la clientèle, plus la valeur économique dégagée sera grande.

Ainsi, quand le point d'approvisionnement de la fourniture se situait à Empress, le site d'entreposage à Dawn, d'une part, et les sites d'entreposage d'Intragaz et l'usine LSR situés en franchise, d'autre part, permettaient de réduire les outils de transport entre Empress et la franchise. Aujourd'hui, comme le point d'approvisionnement de la fourniture est à Dawn, seuls les outils d'entreposage en franchise permettent la réduction des outils de transport entre Dawn et la franchise.

La réduction des coûts d'approvisionnement grâce aux outils d'entreposage se calcule en comparant le prix annuel par GJ pour du transport et le prix annuel par GJ pour les outils d'entreposage qui permettent de réduire le besoin en transport.

En fonction d'un coût de transport de 0,02933 $/m^3 par jour[8], Énergir doit débourser annuellement 10,70 $/m^3 (0,02933 $/m^3 * 365 jours) pour approvisionner la clientèle, que la demande soit observée sur une seule journée ou toute l'année. Lorsqu'un site d'entreposage permet de couvrir le même besoin desservi par cet outil de transport, il permet alors de réaliser des économies s'il coûte moins de 10,70 $/m^3 à la pointe. Par exemple, l'usine LSR couvre 5 805 10^{3}m^3 de demande de pointe en hiver[9]. Le coût annuel d'un outil de transport à 0,02933 $/m^3 par jour pour couvrir cette même demande est d'environ 62 M$. Comme le coût de l'usine LSR a été inférieur à 7 M$ en 2017 pour l'activité réglementée[10], des économies de

[8] Taux TCPL SH-Dawn utilisé dans la Cause tarifaire 2018-2019 en incluant les frais de réception et le coût d'abandon.
[9] À un pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m^3.
[10] R-4024-2017, B-0054, Énergir-9, Document 5, page 2.

plus de 55 M$ ont été générées sur une base annuelle pour la clientèle par la réduction des outils de transport.

1.2. Sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'approvisionnement que procure le gaz naturel stocké en entreposage peut assurer une meilleure qualité de service à la clientèle et réduire les impacts et les coûts en cas d'incident sur le réseau.

Pour un distributeur de gaz naturel, la perte de pression dans une partie du réseau est un événement dont les conséquences potentielles peuvent aller de « mineures » à « catastrophiques ». Elle peut également engendrer des coûts importants pour l'ensemble de la clientèle. En effet, une perte de pression qui se traduit ultimement par une perte d'alimentation en gaz exige qu'un technicien passe chez chaque client deux fois : une première pour éteindre tous les appareils avant de remettre en gaz la conduite et une seconde pour rallumer tous les appareils.

Les sites d'entreposage peuvent aussi permettre d'injecter du gaz naturel dans le réseau pour maintenir la pression du réseau et l'alimentation en gaz en cas d'incident. L'usine LSR permet également de vaporiser rapidement du gaz naturel liquéfié et de pouvoir l'injecter dans le réseau. Dans certaines circonstances, il est même possible de mettre du gaz naturel liquéfié (« GNL ») dans une remorque, de l'apporter sur le site d'un incident et de le vaporiser dans un poste de livraison du réseau gazier. Le maintien de la pression du réseau réduit les impacts sur la clientèle ainsi que les coûts importants reliés au déploiement de techniciens, au maintien de service dans les commerces (par exemple au gaz propane) et à l'image d'Énergir.

Bien qu'il soit difficile de chiffrer cet aspect précis en termes monétaires, la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel a une grande valeur pour la clientèle et est de ce fait capitale pour Énergir.

Les sites d'entreposage qui contribuent principalement à la sécurité d'approvisionnement du réseau sont ceux situés en franchise. Le site à Dawn n'améliore pas la sécurité du réseau directement, mais pourrait être utile en cas d'un bris majeur du système gazier en amont de Dawn qui viendrait diminuer la quantité de molécule disponible sur le marché « spot ».

1.3. Flexibilité opérationnelle

Pour chaque journée gazière, Énergir doit estimer les besoins en approvisionnement à l'avance et indiquer aux transporteurs l'utilisation qui sera faite des outils de transport sous contrat. L'estimation de ces besoins est calculée à l'aide d'un modèle prévisionnel tenant compte de l'effet de la température. Plus tard, lorsque la journée gazière se concrétise, deux types de variations peuvent être observés entre ce qui était prévu par le modèle prévisionnel et la demande réelle :

- Écart d'estimation de la consommation pour la journée; et
- Variation des conditions climatiques.

Ces écarts sont constatés au cours de la journée gazière et nécessitent des ajustements. La capacité de répondre à ces variations permet de respecter les paramètres des contrats de transport, de limiter les coûts d'équilibrage sur TCPL (Limited Balancing Agreement (« LBA »)) et ultimement d'assurer l'intégrité du réseau de transport et la sécurité d'approvisionnement qui en découle. Cette capacité à répondre aux variations quotidiennes est à la base de ce qui est défini comme la « flexibilité opérationnelle ».

Seuls les sites d'entreposage qui offrent de l'injection et du retrait pouvant être modulés en cours de journée gazière pendant toute l'année permettent de répondre aux besoins de flexibilité opérationnelle.

Ainsi, seul le site d'entreposage à Dawn répond entièrement à ces critères. Les autres sites d'entreposage utilisés par Énergir ne répondent que partiellement ou pas du tout à ce type de besoin :

- La liquéfaction à l'usine LSR nécessite un long délai de mise en route, implique des coûts de démarrage élevés et a un faible débit d'injection, ce qui réduit fortement son utilité pour répondre aux fluctuations en cours de journée pendant l'été.
- Le site de Pointe-du-Lac perd de son efficacité lorsqu'il n'est pas plein, c'est-à-dire que le débit maximal de retrait décline au fur et à mesure que l'inventaire diminue. Ainsi, en hiver, l'utilisation du site pour la flexibilité opérationnelle pourrait compromettre la sécurité d'approvisionnement en pointe, car il pourrait en résulter une baisse d'inventaire et donc de capacité de retrait, ce qui réduit les outils

disponibles en pointe. De plus, à certains moments en été, le site doit maintenir une pression qui nécessite de le conserver presque plein.

- Le site de Saint-Flavien a un profil d'injection et de retrait prédéterminé. L'expérience passée a démontré qu'il n'était pas souhaitable de déroger à ce profil en raison de l'impact sur celui-ci.

En ce qui a trait à la valeur économique générée, celle-ci est difficilement quantifiable. Ainsi, les coûts de LBA augmentent de façon exponentielle si le déséquilibre dépasse certaines limites ou n'est pas « rééquilibré » rapidement. Des débalancements importants, associés à d'autres facteurs divers (météo, incident, etc.), peuvent également créer certains enjeux au niveau de la stabilité du réseau de TCPL. Dans cette situation, le transporteur a la possibilité de déclarer un avis de Conditions Opérationnelles d'Urgence (Emergency Operating Conditions – « EOC ») qui impose des frais dissuasifs aux distributeurs qui feraient des débalancements. Ultimement, des problèmes de débalancements importants et récurrents pourraient mener le transporteur à vouloir augmenter la tarification du LBA.

La situation est analogue aux coûts de retraits interdits tarifés à la clientèle par Énergir. Le retrait interdit n'est pas un « service » qui doit être utilisé par la clientèle. Ainsi, le prix des retraits interdits doit être dissuasif pour limiter les dépassements. Des dépassements importants et récurrents pourraient donc inciter Énergir à augmenter le prix des retraits interdits.

La valeur pour Énergir de la flexibilité opérationnelle est importante puisqu'elle assure un approvisionnement à sa clientèle sans risque de pénalités dissuasives de la part de son transporteur tout en maintenant la stabilité du réseau gazier de laquelle découle la sécurité d'approvisionnement.

1.4. Protection contre la fluctuation des prix

En entreposant de la fourniture pendant l'été pour la retirer pendant l'hiver, Énergir se protège contre une fluctuation potentielle du prix entre ces deux saisons.

Lorsque cet avantage est secondaire, c'est-à-dire que l'entreposage est requis pour dégager un autre type de valeur (réduction des outils de transport, sécurité d'approvisionnement ou flexibilité opérationnelle), alors la protection contre la fluctuation des prix est effectuée à coût nul.

Cependant, lorsque l'entreposage sert principalement à protéger contre la fluctuation des prix, le coût de l'entreposage est en somme une « prime » payée pour se protéger du risque. À ce moment, on assure un prix équivalent au prix d'été + « prime » pendant la période d'hiver. Si le prix réel d'hiver se situe au-dessus du prix d'été + « prime », alors une valeur économique positive aura été dégagée. Par contre, lorsque le prix réel d'hiver se situe au-dessous du prix d'été + « prime », alors une valeur économique négative sera constatée. Une telle opération s'apparente à la prise de dérivatifs financiers qui permet aussi de gérer le risque de fluctuation des prix, à la différence que dans le cas de l'entreposage, la fourniture est physiquement disponible si un besoin inattendu survient. Par contre, dans le but spécifique de protéger contre la fluctuation des prix, les dérivatifs financiers offrent plus de flexibilité (ex. durée de contrat, vente et achat de contrats en tout temps et types de couverture) que l'entreposage.

Théoriquement, un détenteur de site d'entreposage devrait facturer à la clientèle un prix supérieur à la valeur de marché de la « prime » afin de tenir compte du risque de fluctuations des prix et des autres avantages intangibles de l'entreposage (la sécurité d'approvisionnement par exemple). Autrement, celui-ci aurait avantage à dégager directement de la valeur en entreposant le gaz naturel puis en le vendant lorsque la valeur s'accroît plutôt qu'en vendant simplement sa capacité d'entreposage.

Par ailleurs, l'achat de capacité d'entreposage spécifiquement pour se protéger contre la fluctuation des prix peut être évalué distinctement des autres besoins (réduction des outils de transport, sécurité d'approvisionnement et flexibilité opérationnelle).

1.5. Tableau récapitulatif

Le tableau ci-dessous récapitule les différents types de valeur qui peuvent être générés par les sites d'entreposage utilisés par Énergir :

Tableau 1

	Réduction des outils de transport	Sécurité d'approvisionnement	Flexibilité opérationnelle	Protection contre la fluctuation des prix
Dawn	Non	Non	Oui	Oui
LSR	Oui	Oui	Retrait	Oui
Pointe-du-Lac	Oui	Oui	Partiel	Oui
Saint-Flavien	Oui	Oui	Non	Oui

L'entreposage à Dawn est le seul à répondre complètement aux besoins de flexibilité opérationnelle. Par contre, l'entreposage à Dawn ne permet pas de réduire les outils de transport nécessaires à la pointe ou en hiver extrême. L'entreposage à Dawn, comme tous les autres sites, peut permettre de se protéger contre la fluctuation saisonnière des prix. Enfin, le site de Dawn est le seul qui n'améliore pas directement la sécurité du réseau étant donné qu'il n'est pas situé en franchise.

RENOUVELLEMENT DU CONTRAT DE SERVICE

D'EMMAGASINAGE ENTRE INTRAGAZ ET ÉNERGIR

RENOUVELLEMENT DU CONTRAT DE SERVICE D'EMMAGASINAGE ENTRE INTRAGAZ ET ÉNERGIR

Dans le cadre de son plan d'approvisionnement 2019-2022, Énergir, s.e.c. (« Énergir ») demande à la Régie de l'énergie (« Régie ») d'approuver notamment une capacité maximale de retrait quotidien et un volume utile contractuel plus élevés au site d'emmagasinage de Pointe-du-Lac à compter de l'année 2019-2020. La modification de ces deux caractéristiques du site de Pointe-du-Lac s'explique par un projet d'investissement plus amplement exposé dans le dossier R-4034-2018. Lors de la rencontre préparatoire tenue le 11 juin 2018 dans ce dernier dossier, la Régie exprimait des préoccupations concernant l'absence d'un contrat de service d'emmagasinage entre Intragaz et Énergir au-delà de l'année 2022 :

> « *[…] après deux mille vingt-deux (2022), il n'y a plus de contrat entre Intragaz et Énergir […] est-ce que c'est responsable de la part de la Régie d'autoriser un investissement pour lequel il n'y a pas un contrat ou un engagement ferme au-delà de vingt-vingt-deux (20-22)? […] Alors s'il y avait un engagement […] si vous en avez un, produisez-le et on va être heureux de le lire […]* »[1].

Énergir mentionnait alors par le biais de son procureur qu'il existe « une volonté réelle de pouvoir renouveler au-delà d'avril deux mille vingt-trois (2023) la relation contractuelle entre les deux parties »[2].

Comme Intragaz désire accroître la capacité de son site d'emmagasinage de Pointe-du-Lac et amortir son investissement au-delà de la durée du contrat actuel se terminant en avril 2023[3], une lettre d'engagement a été conclue entre les deux parties. Cette lettre stipule notamment qu'Intragaz et Énergir s'engagent à conclure un nouveau contrat de service d'emmagasinage à l'échéance de celui présentement en vigueur qui inclura les augmentations de capacité de retrait quotidien et de volume utile découlant de l'investissement proposé par Intragaz. Ce contrat serait d'une durée de 10 ans à partir du

[1] R-4034-2018, Notes sténographiques de la rencontre préparatoire du 11 juin 2018, p. 30 et 32.
[2] R-4034-2018, Notes sténographiques de la rencontre préparatoire du 11 juin 2018, p. 83.
[3] Annexe 16 de la pièce GM-H, Document 1.

1er mai 2023. Une copie de cette lettre d'engagement signée par les deux parties est jointe comme annexe 1.

Énergir veillera à obtenir en temps utile l'approbation de la Régie à l'égard des caractéristiques du contrat de service qui découlera de la lettre d'engagement.

1. AVANTAGES ASSOCIÉS AU RENOUVELLEMENT DU CONTRAT DE SERVICE D'EMMAGASINAGE

Les avantages économiques d'un service d'emmagasinage situé sur le territoire d'Énergir sont démontrés par les analyses présentées à l'annexe 15 de la pièce GM-H, Document 1, dans la section sur les avantages à long terme de disposer d'une capacité de retrait additionnelle au site de Pointe-du-Lac. De façon générale, toute capacité de retrait sur le territoire d'Énergir permet d'éviter une quantité de transport équivalente qui doit être contractée pour les 365 jours de l'année. Si une analyse à long terme identique à celle de l'annexe 15 était effectuée, mais sur l'ensemble des capacités de retrait du site de Pointe-du-Lac et sur la durée de 10 ans du renouvellement envisagée, des bénéfices potentiels de l'ordre de 112 M$ (= 17,0 M$ (coûts de transport évités)[4] - 5,8 M$ (Revenu annuel requis suite au Projet) x 10 ans)[5] pourraient être constatés. Sur une base annuelle, cela représente une économie de 11,2 M$ pour la clientèle d'Énergir.

Par ailleurs, Énergir réitère qu'un site d'emmagasinage situé en franchise présente de nombreux avantages en termes de sécurité d'approvisionnement. Énergir réfère notamment à la pièce B-0141, GM-H, Document 6, à la section 1.2, déposée dans le cadre du présent dossier, où cette sécurité d'approvisionnement que procure un site en franchise est plus amplement exposée. Cet élément est également abordé dans le mémoire d'Énergir déposé dans le cadre du dossier R-4034-2018[6].

2. UTILISATION DU SITE DE POINTE-DU-LAC SUR LA PÉRIODE DE 10 ANS DU RENOUVELLEMENT

Le site de Pointe-du-Lac est utilisé généralement lorsque la demande augmente en raison de la température. De par le positionnement géographique du territoire d'Énergir, la variation de la température sera toujours un paramètre fondamental de la demande. Par

[4] 17,0 = 61 216 GJ/jour x 0,774 $/GJ x 365 jours.
[5] Projection d'Intragaz, R-4034, B-0007, Intragaz-1, Document 3.
[6] R-4034-2018, C-Énergir-0005, Énergir-1, Document 1.

ailleurs, dans l'ordonnancement des outils, le site de Pointe-du-Lac est utilisé avant notamment les interruptions et les retraits à l'usine LSR. Par conséquent, Énergir ne voit pas raisonnablement en quelles circonstances la capacité de retrait d'Intragaz ne serait pas pleinement utilisée.

En conséquence, l'approbation par la Régie de la lettre d'engagement apparaît justifiée.

Énergir demande donc à la Régie d'approuver les termes et conditions de ladite lettre d'engagement intervenue avec Intragaz, société apparentée à Énergir, qui sont relatifs au renouvellement de l'actuel contrat de service d'emmagasinage au site de Pointe-du-Lac.

Montréal, le 26 juin 2018

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

Objet : Emmagasinage souterrain de gaz naturel à Pointe-du-Lac

Monsieur Marois,

Intragaz, société en commandite (« **Intragaz** ») a déposé à la Régie de l'énergie (« **Régie** ») une demande (dossier R-4034-2018) afin d'obtenir l'autorisation de procéder à des investissements dans le but d'accroître la capacité du site d'emmagasinage de Pointe-du-Lac.

Énergir comprend que les investissements visent principalement à augmenter :

- le volume maximal de retrait quotidien de 1 200 10^3 m^3 par jour à 1 600 10^3 m^3 par jour ; et
- le volume utile[1] contractuel de 22 700 10^3 m^3 à 36 600 10^3 m^3.

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-4018-2017) les augmentations de volumes décrites ci-dessus.

Intragaz et Énergir visent une mise en service des nouvelles capacités pour le 1er décembre 2019 afin qu'Énergir puisse bénéficier des capacités additionnelles dès l'hiver 2019-2020.

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

- modifier le contrat de service d'emmagasinage souterrain de gaz naturel à Pointe-du-Lac intervenu entre Intragaz et Énergir le 20 juin 2013, conformément à la clause 3.2.2., afin de modifier le volume maximal de retrait quotidien et le volume utile afin de tenir compte des augmentations décrites ci-dessus. Ces modifications entreront en vigueur à la plus tardive des dates suivantes : le 1er décembre 2019 ou à la mise en service des capacités additionnelles qui aura lieu dès que possible après le 1er décembre 2019. Ces modifications demeureront en vigueur pour la durée restante du contrat, soit jusqu'au 30 avril 2023 ;

[1] Volume de gaz naturel converti à une pression absolue de 101,325 kPa et à une température de 15°C compris entre le toit du réservoir et le niveau de l'aquifère lorsque ledit réservoir est rempli à capacité maximale moins le volume de gaz coussin (tel que défini dans le contrat décrit ci-dessus intervenu le 20 juin 2013 entre Intragaz et Énergir) compris dans le même espace converti aux mêmes conditions de pression et de température.

- conclure un nouveau contrat de service d'emmagasinage souterrain de gaz naturel à Pointe-du-Lac, selon des termes et conditions raisonnables à négocier de bonne foi, pour une durée de 10 ans à compter du 1er mai 2023 incluant les augmentations de capacité de retrait quotidien et de volume utile décrites ci-dessus. Le tarif applicable sera celui qui sera approuvé par la Régie en date du 1er 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.

énergir
VL
Initiales
R40-00261
no. Dossier

Dave Rhéaume
Vice-président adjoint
Réglementation, tarification et approvisionnements gaziers

Félix Turgeon
Directeur, Affaires juridiques et contractuelles

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

Rock Marois
Président