DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE 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

1. Références :
(i) Pièce B-0030, réponse 1.1;
(ii) Pièce B-0015, Section 7, p. 13 et 14;
(iii) Pièce B-0015, Section 8, p. 14;
(iv) Pièce B-0023, p. 31;
(v) Pièce B-0024;
(vi) Dossier R-3868-2013, pièce B-0008, p. 52 à 54.

Préambule :

(i) « *Intragaz commissioned GLJ Petroleum Consultants Ltd. (GLJ) to provide an expert independent assessment regarding the performance of the Pointe-du-Lac gas storage site, particularly with regard to all the concerns and performance risks raised in 2013. GLJ performed a detailed review of the 2013 documentation pertaining to the project and to the Regie application, including relevant sections of Decision D-2014-053, to understand and grasp all the different aspects of the scope. The scope of work envisioned by Intragaz was clarified in a meeting with GLJ representatives at GLJ's Calgary office on July 10, 2018.*

Primary focus of this technical assessment was to audit the reservoir simulation model of Pointe-du-Lac and analyze gas deliverability of wells B-297, B-057 and B-306 as part of the north east extension project. The scope also included the detailed review of the effect of the improvements made to the project since 2013 ». [nous soulignons]

(ii) À la section 7, Intragaz présente les bonifications au Projet par rapport à 2013.

(iii) À la section 8, Modélisation :

« *Le Projet a été modélisé afin de s'assurer qu'il serait en mesure d'offrir une capacité de soutirage quotidienne maximale de 1 600 103 m3 selon un profil de soutirage similaire à celui historiquement offert à Énergir. Il est important de noter que cette modélisation comprend une marge de manœuvre opérationnelle comparable à celle qui a été maintenue historiquement, laquelle est d'environ 10 %. Cette marge de manœuvre opérationnelle a fait ses preuves au cours des 28 années d'exploitation du réservoir en permettant à Intragaz d'offrir à Énergir un service d'une grande fiabilité.*

Il est à noter que la modélisation ne reflète pas les bonifications qui ont été intégrées au Projet, telles qu'énumérées ci-dessus, par rapport au projet qui a été soumis à l'approbation de la Régie en 2013, ni les capacités additionnelles qui ont été libérées par les travaux d'optimisation réalisés en 2017 qui ont permis de diminuer les pertes de charge des quatre meilleurs puits de la zone sud du stockage de Pointe-du-Lac. Ces éléments viendront accroître davantage la marge de manœuvre opérationnelle du site de Pointe-du-Lac ». [nous soulignons]

(iv) « *The base case gas production forecast is incapable of attaining the target gas rate. The addition of 2500 HP of additional compression in Case 1 does attain the target gas rate (plus fuel gas) of 1660 E3m3/d and the activation of the northern portion of the PDL reservoir through the addition of the B-297, B-57, and B-306 wells in the gas production forecast results in the maintenance of the duration objective of the target gas rate. The changes in working gas volume through the addition of the B-297, B-57, and B-306 are evidence in Figure 25 through the slightly shallower rate declines after the initial gas rate plateaus.*

The simulation forecast from 2013 that included additional compression and activation of the three northern wells is compared to the Base Case and Case 1 in Figures 25 and 26. The comparison of the simulation results between 2013 and 2018 shows that the modifications to the project set forth by Intragaz including de-scaling operation in 2019, compressor addition of 2500 HP, tie-in of B-297, B-306 and B-057, and gathering system modifications performed in 2017 on four wells, allow a better performance and provide a stronger contingency for Energir.

It is important to note that a safety factor exists outside of the simulation model results. During the injection phase of each yearly cycle, the additional northern wells will be de-watered opening up additional well capacity in the reservoir. Therefore, additional well deliverability will be generated over the initial production/injection cycles in the northern wells that will add to the overall flexibility and contingency of Intragaz to meet the proposed gas storage contract rates and duration into the future ». [nous soulignons]

(v) Rapport final de Sproule daté du 4 avril 2014

(vi) En conclusion de la lettre de la firme Sproule, datée au 19 août 2013 :

In summary, various options for meeting future deliverability goals were investigated using a model that has a proven track record. The results have been reviewed with Intragaz, and the risks have been identified and discussed.

Demandes formulées à l'expert James W. Werth et Intragaz, le cas échéant :

1.1 Veuillez indiquer si les bonifications apportées au Projet par rapport à 2013, telles que mentionnées à la référence (ii), correspondent aux conclusions relatives aux résultats et aux risques identifiés, tels que présenté à la référence (vi) et discutés dans la lettre de la firme Sproule au 19 août 2013. Si non, veuillez élaborer en quoi ces bonifications diffèrent des recommandations de Sproule.

1.2 Veuillez élaborer et le cas échéant, justifier le choix des bonifications apportées, telles qu'indiquées en (ii), à la lumière des conclusions et recommandations de l'expert Sproule à la référence (vi). Veuillez également élaborer votre réponse en tenant compte du rapport final de Sproule présenté à la référence (v).

1.3 Veuillez élaborer sur la modélisation dont il est question à la référence (iii) : « *Il est à noter que la modélisation ne reflète pas les bonifications qui ont été intégrées au Projet.* […] *Ces éléments viendront accroître davantage la marge de manœuvre opérationnelle du site de Pointe-du-Lac* ».

Veuillez confirmer si les bonifications du Projet, présentées à la référence (ii), ont été considérées au modèle de simulation du réservoir, soit le « *reservoir simulation model* », telles que mentionnées à la référence (i). Veuillez élaborer.

1.4 Veuillez élaborer quant à la proposition citée à la référence (iii) : « *Ces éléments viendront accroître davantage la marge de manœuvre opérationnelle du site de Pointe-du-Lac* ».

Veuillez quantifier les capacités et élaborer sur le potentiel d'accroissement de la marge de manœuvre opérationnelle du site de Pointe-du-Lac dont il est question.

1.5 Veuillez élaborer sur les résultats dont il est question à la référence (iv) : « […] *results in the maintenance of the duration objective of the target gas rate* ».

Veuillez préciser notamment quant aux résultats attendus en termes de « durée », de « maintien de la durée » et du « taux de gaz cible ».

1.6 Veuillez élaborer quant au facteur de sécurité mentionné à la proposition de la référence (iv) : « […] *safety factor exists outside of the simulation model results* ».

Veuillez élaborer en quoi le facteur de sécurité diffère de la marge de manœuvre opérationnelle, le cas échéant.

1.7 Veuillez confirmer que la proposition citée à la référence (iv) : « *allow a better performance and provide a stronger contingency for Energir* » fait allusion à Intragaz plutôt qu'à Énergir.

1.8 Veuillez indiquer si le Projet et les bonifications apportées depuis 2013 pourraient nécessiter une modification du profil d'injections et de retraits au site de Pointe-du-Lac ainsi que de la gestion des nominations pour fins de flexibilité opérationnelle, eu égard à la proposition de la référence (iv) : « […] *additional well deliverability will be generated over the initial production/injection cycles in the northern wells that will add to the overall flexibility and contingency of Intragaz to meet the proposed gas storage contract rates and duration into the future* ». Veuillez élaborer.

2. Référence : (i) Pièce B-0032, réponse A, a).

Préambule :

(i) « *Intragaz n'a pas identifié d'alternatives au Projet mais avait évalué en 2013 de nombreuses variantes du Projet qui ont permis de déterminer que le scénario retenu était optimal. Les différentes variantes qui ont été évaluées sont :*

- *Pression du réservoir (ajout ou non de gaz coussin);*
- *Deux niveaux de puissance du compresseur et la faisabilité de remettre en marche l'unité C-2 existante;*
- *Raccordement de zéro, un, deux ou trois puits du secteur nord du réservoir; - Capacité de soutirage maximale de 1 400 103 m3, 1 500 103 m3 ou 1 600 103 m3.*

Demande :

2.1 Veuillez élaborer sur les raisons pour lesquelles Intragaz n'a pas considéré identifier et évaluer des solutions alternatives au Projet.

3. Références : (i) Pièce B-0025, p. 2 et 3;
(ii) Pièce B-0019, p. 2 et 3.

Préambule :

(i) « *L'estimation budgétaire du Projet a été établie à partir de l'expérience acquise pour la réalisation de projets d'envergures similaires chez Intragaz depuis près de trente ans. Basé sur son expérience Intragaz a isolé trois composantes du Projet pour lesquelles elle a procédé à des appels d'offres auprès d'un minimum de trois fournisseurs. Les soumissions reçues étaient qualifiées de fermes et sont conformes à la description des travaux et les spécifications des appels d'offres.*

[…]

Intragaz a également inclus à son estimation budgétaire de la contingence afin de pallier aux différents imprévus pouvant survenir. La contingence globale de 10,4 % est répartie ainsi :

- *Fourniture du compresseur 5 %;*
- *Installation des conduites de collecte 10 %;*
- *Matériaux, équipements et autres installations 15 %* ». [nous soulignons]

(ii) « *Le tableau 2 présente le coût des composantes du dossier R-3868-2013 en comparaison au présent dossier.*

Tableau 2

	R-3868-2013	R-4034-2018	Différences
Servitudes et aménagements	471 800 $	485 600 $	13 800 $
Équipements de puits	44 600 $	403 900 $	359 300 $
Conduites de collecte	1 792 700 $	2 087 300 $	294 600 $
Mécanique et tuyauterie station	422 100 $	616 300 $	194 200 $
Batiments	299 800 $	356 000 $	56 200 $
Électricité	402 600 $	468 800 $	66 200 $
Compresseur	3 382 700 $	4 371 300 $	988 600 $
Déshydrateur	787 700 $	935 400 $	147 700 $
Instrumentation	129 600 $	142 100 $	12 500 $
Outillage	34 700 $	42 600 $	7 900 $
Stimulation de puits	- $	600 000 $	600 000 $
Demande d'autorisation préalable	- $	75 000 $	75 000 $
	7 768 300 $	**10 584 300 $**	**2 816 000 $**

»

Demandes :

3.1 Veuillez indiquer si Intragaz a effectué des simulations Monte-Carlo aux fins de la détermination de la contingence en fonction des risques du Projet.

Dans l'affirmative, veuillez déposer ces analyses et fournir une explication des résultats. Si non, veuillez élaborer.

3.2 Veuillez indiquer si Intragaz a établi pour chacune des composantes du Projet et des coûts de celles-ci, tel que présenté à la colonne « *R-4034-2018* » de la référence (ii), une plage d'incertitude dans l'estimation des coûts.

Le cas échéant, veuillez déposer ces données.

4. Références : (i) Pièce B-0030, réponse 4.2;
(ii) Dossier R-3868-2013, pièce B-0008, réponse 1.4.

Préambule :

(i) « *Intragaz souhaite d'abord préciser que les risques du Projet doivent être supportés par la clientèle, c'est-à-dire Énergir dans ce cas-ci. Notre position est basée sur le fait que, tout comme pour les distributeurs, les associés d'Intragaz ne sont pas rémunérés pour supporter de tels risques.*

Dans le cas des distributeurs, ce sont les clients qui supportent les risques associés aux projets d'investissement. Par exemple, lors de projets d'extension de réseau où un impact à la baisse sur les tarifs des clients est prévu au moment de la demande d'autorisation à la Régie, un dépassement de coûts ou une baisse des volumes par rapport aux prévisions réduit la baisse anticipée de tarifs ou peut même entraîner une hausse des tarifs.

Étant donné que le taux de rendement sur équité autorisé par la Régie pour Intragaz est comparable à ceux des distributeurs gaziers, le traitement des risques associés aux projets d'investissement d'Intragaz devrait être le même que pour les distributeurs.

De plus, étant donné que c'est la clientèle du service d'emmagasinage qui bénéficiera de la réalisation du Projet, il nous apparaît tout à fait normal que ce soit elle qui supporte les risques liés à sa réalisation. Dans un tel cas et dans la mesure où le Projet se déroulerait comme prévu, les clients d'Énergir profiteraient pleinement des bénéfices anticipés. Toutefois, dans la mesure où Intragaz rencontrerait des éléments imprévus pendant la réalisation du Projet, comme un dépassement de coûts ou une capacité inférieure aux prévisions, c'est la clientèle qui devrait normalement assumer ce risque.

Dans ce contexte, la matérialisation du risque serait traitée ainsi :

- *Intragaz offrirait à Énergir le niveau de service rendu disponible par le Projet;*
- *Énergir devrait payer à Intragaz le plein revenu requis du Projet basé sur les coûts réels prudemment encourus* ».

(ii) Au dossier R-3868-2013, Intragaz présente sa proposition en matière de traitement des risques du Projet :

Demande :

4.1 Veuillez commenter la proposition d'Intragaz en matière de prise en charge de l'ensemble des risques du Projet. Veuillez prendre en considération la réponse fournie à la référence (i) et la proposition formulée dans le cadre du dossier R-3868-2013 en matière de traitement des risques du Projet, tel que présenté à la référence (ii). Veuillez élaborer.