

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2018-155

R-4034-2018
Phase 1

31 octobre 2018

PRÉSENTS :

Marc Turgeon

Lise Duquette

Nicolas Roy

Régisseurs

Intragaz, société en commandite

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale - Phase 1

Demande d'autorisation de procéder à des investissements dans le but d'accroître la capacité du site d'emmagasinement de Pointe-du-Lac

Intervenants :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);

Énergir, s.e.c. (Énergir);

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA).

1. DEMANDE

[1] Le 22 mars 2018, Intragaz, société en commandite (Intragaz ou la Demanderesse) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'autorisation relative à un projet d'investissement visant à accroître la capacité du site d'emmagasinement de Pointe-du-Lac (la Demande)¹. Cette demande est présentée en vertu des articles 31 (5) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi) et découle d'une ordonnance rendue dans la décision D-2013-081³ exigeant qu'Intragaz dépose une demande d'autorisation préalable pour tout projet d'investissement excédant 2,5 M\$.

[2] Dans sa décision D-2018-050⁴ rendue le 7 mai 2018, la Régie juge qu'il est opportun de débiter l'étude de la Demande par la tenue d'une rencontre préparatoire qu'elle fixe au 11 juin 2018.

[3] Dans sa décision D-2018-064⁵ rendue le 4 juin 2018, la Régie accorde le statut d'intervenant à l'ACIG, Énergir et SÉ-AQLPA.

[4] Le 6 juin 2018, la Régie transmet l'ordre du jour de la rencontre préparatoire. Elle y soulève notamment l'opportunité de suspendre l'examen du dossier et son traitement en vertu des articles 48 et suivants de la Loi. Le 11 juin 2018, la rencontre préparatoire a lieu, comme prévu.

[5] Le 28 juin 2018, Intragaz dépose deux nouvelles pièces au dossier. La première porte sur les principales caractéristiques techniques du projet et la deuxième est une lettre d'engagement signée par les représentants d'Énergir et d'Intragaz⁶.

[6] Le 29 juin 2018, Énergir dépose une version révisée de son mémoire⁷.

¹ Pièce [B-0002](#).

² [RLRQ, c. R-6.01](#).

³ Dossiers R-3807-2012 et R-3811-2012, décision [D-2013-081](#).

⁴ Décision [D-2018-050](#).

⁵ Décision [D-2018-064](#).

⁶ Pièces [B-0015](#) et [B-0016](#).

⁷ Pièce [C-Énergir-0005](#).

[7] Dans sa décision procédurale D-2018-079⁸ rendue le 5 juillet 2018, la Régie indique être d'avis qu'il y a lieu de poursuivre l'examen du dossier et de traiter la Demande afin d'assurer le respect des objectifs visés par le projet. Elle informe également les participants que la conclusion favorable du projet est sujette à un volet tarifaire. À cette fin, la Régie demande à Intragaz de déposer, au plus tard le 6 août 2018, des compléments de preuve ainsi qu'une proposition de calendrier tenant compte de la phase 2 au présent dossier portant sur le volet tarifaire.

[8] Le 1^{er} août 2018, la Régie informe les participants qu'afin d'assurer le traitement efficace du dossier et de rendre sa décision sur la phase 1 dans les délais requis, elle procédera à l'examen de la Demande par voie de consultation. Elle dépose un calendrier révisé de traitement du dossier⁹.

[9] Le 6 août 2018, Intragaz dépose les compléments de preuve demandés par la décision D-2018-079.

[10] Entre les 17 août et 19 septembre 2018, l'ACIG, SÉ-AQLPA et la Régie transmettent des demandes de renseignements auxquelles Intragaz et Énergir répondent.

[11] Le 25 septembre 2018, Intragaz dépose son argumentation écrite ainsi qu'une demande amendée indiquant son intention de demander, dans le cadre de la seconde phase du présent dossier, la création d'un cavalier tarifaire ainsi que son entrée en vigueur à compter de la date de mise en service du projet et pendant la durée du tarif E-6. Lorsque les coûts réels du projet seront connus, elle demandera à la Régie d'approuver le calcul du cavalier tarifaire et d'en fixer le montant¹⁰.

[12] Le 1^{er} octobre 2018, Énergir et SÉ-AQLPA déposent leur argumentation écrite¹¹. L'ACIG ne présente pas d'argumentation écrite.

[13] Le 2 octobre 2018, Intragaz avise qu'elle n'entend pas déposer de réplique. La Régie entame alors son délibéré sur la phase 1 du présent dossier.

⁸ Décision [D-2018-079](#), p. 11, par. 33.

⁹ Pièce [A-0009](#).

¹⁰ Pièces [B-0037](#) et [B-0038](#).

¹¹ Pièces [C-Énergir-0011](#) et [C-SÉ-AQLPA-0013](#).

[14] La présente décision porte sur les conclusions recherchées par Intragaz dans sa demande amendée relativement au projet d'investissement (phase 1)¹² et également sur la portée tarifaire au présent dossier.

2. DESCRIPTION DU PROJET

2.1 MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS DU PROJET

[15] Le projet d'investissement a pour objectif d'accroître les capacités maximales de retrait et le volume utile contractuel au site d'emmagasiner de Pointe-du-Lac à compter du 1^{er} décembre 2019 (le Projet), selon un besoin exprimé par son unique cliente, Énergir. Les capacités découlant de la réalisation du Projet sont les suivantes¹³.

TABLEAU 1
CAPACITÉS ADDITIONNELLES DE RETRAIT
ET VOLUME UTILE AU SITE DE POINTE-DU-LAC

	Capacités existantes	Projet	Capacités après réalisation du Projet
Retrait maximal (10 ³ m ³ /jour)	1 200	400	1 600
Volume utile (10 ⁶ m ³)	22,7	13,9	36,6

[16] Le Projet consiste à réaliser les travaux portant sur l'installation de conduites afin de raccorder les puits existants B-57, B-297 et B-306 ainsi que sur l'ajout d'un compresseur de 2 500 HP et d'une unité de déshydratation. Le raccordement des puits existants nécessite la construction de conduites de collecte totalisant 2 880 mètres, incluant une conduite de 219,1 mm de diamètre et d'une longueur de 2 110 mètres, une conduite de 168,3 mm de diamètre et d'une longueur de 525 mètres ainsi qu'une conduite de 114,3 mm de diamètre et d'une longueur de 245 mètres¹⁴.

¹² Pièce [B-0038](#), p. 3.

¹³ Pièces [B-0005](#), réponse 3, et [B-0015](#), p. 4 et 5.

¹⁴ Pièce [B-0005](#), réponse 3.

[17] Intragaz mentionne que, bien que le Projet soit techniquement le même que celui présenté dans le cadre du dossier R-3868-2013 et rejeté par la décision D-2014-053¹⁵, il s'agit d'une demande différente. Parmi les principales différences entre la présente demande et celle de 2013, elle souligne les avantages financiers plus élevés pour sa cliente Énergir et sa clientèle, les bonifications apportées au Projet, éliminant à toutes fins pratiques les risques de performance ainsi que les travaux préparatoires effectués lui procurant une maîtrise encore plus grande du Projet¹⁶.

[18] De fait, Intragaz soumet que le Projet doit être évalué comme un nouveau projet et non en fonction des motifs et préoccupations soulevés à la décision D-2014-053.

2.2 FAISABILITÉ TECHNIQUE DU PROJET

[19] Intragaz mentionne que le Projet vise à optimiser l'exploitation du réservoir de Pointe-du-Lac en permettant d'injecter et de soutirer du gaz naturel directement dans la zone nord dont la contribution est présentement affectée par une barrière de perméabilité et l'absence de puits d'injection et de soutirage dans cette zone.

[20] À cette fin, elle mentionne qu'elle doit essentiellement faire appel à des puits situés dans la zone nord du réservoir. Elle indique que les puits B-297, B-306 et B-57 ont été choisis en fonction de leurs caractéristiques ainsi que leur localisation dans le réservoir.

[21] Intragaz soumet que les forages ont permis de connaître avec précision la porosité, la perméabilité et l'épaisseur du réservoir où se situent ces trois puits. De même, l'information recueillie au fil des ans dans ces puits permet de mesurer l'évolution du niveau d'eau.

¹⁵ Dossier R-3868-2013, décision [D-2014-053](#).

¹⁶ Pièce [B-0012](#), réponse 2.

[22] Intragaz précise que le puits B-297 sera le principal contributeur par sa localisation sur la partie plus haute du réservoir. Elle soutient que la performance anticipée de ce puits ne soulève aucune préoccupation. En effet, quatre tests effectués permettent de démontrer une amélioration de sa performance à cause de l'abaissement du niveau d'eau dans la zone nord découlant de l'injection de gaz naturel dans la zone sud du réservoir.

[23] La Demanderesse explique également que les puits B-297 et B-306 ont fait l'objet de tests de production qui consistent à mesurer le débit et la pression sur un laps de temps donné afin d'en calculer la productivité. Elle relève que les résultats de ces tests se sont améliorés selon la baisse progressive du niveau d'eau. Quant au puits B-57, elle mentionne qu'il n'a pu être testé à cause de sa production d'eau, mais son débit potentiel absolu a été déterminé lors de son forage.

[24] Intragaz est d'avis toutefois qu'il n'aurait pas été judicieux de raccorder un seul puits dans le cadre du Projet, considérant les coûts relativement faibles de raccorder les puits B-57 et B-306.

[25] En fonction de ce qui a été constaté dans la zone sud, Intragaz prévoit une augmentation de la productivité des trois puits dès l'injection directe de gaz naturel, ce qui aura pour effet de baisser le niveau d'eau. Elle explique que la baisse du niveau d'eau contribuera à l'augmentation de l'épaisseur nette en gaz naturel du réservoir, à la productivité des puits et à la diminution de la production d'eau.

[26] Intragaz soutient également que la performance globale accrue du réservoir par le raccordement de puits de la zone nord est possible par l'ajout de 2 500 HP de compression et d'un déshydrateur, en remplacement d'équipements présentement utilisés à leur plein potentiel.

[27] Elle explique que le Projet a été modélisé afin qu'il soit en mesure d'offrir une capacité de soutirage quotidienne maximale de $1\,600\,10^3\text{m}^3$ selon un profil de soutirage similaire à celui historiquement offert à Énergir. Elle mentionne que la modélisation comprend une marge de manœuvre opérationnelle de 10 %. Intragaz souligne que cette marge a fait ses preuves au cours des 28 années d'exploitation du réservoir en lui permettant d'offrir un service d'une grande fiabilité à Énergir.

[28] Intragaz soumet toutefois que la modélisation ne reflète pas les bonifications qui ont été intégrées au Projet par rapport à celui soumis 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. Elle est d'avis que ces éléments viendront accroître davantage la marge de manœuvre opérationnelle du site de Pointe-du-Lac.

[29] Conformément à la décision D-2018-079, Intragaz dépose les compléments de preuve présentant les différences entre le Projet et celui déposé au dossier R-3868-2013, au niveau technique et économique, ainsi qu'une mise à jour de l'étude de faisabilité technique et les résultats et les recommandations de l'étude d'ingénierie préliminaire qu'elle a effectuée¹⁷.

[30] Elle dépose également en preuve l'attestation d'un expert quant à la performance du site d'emmagasinage de Pointe-du-Lac, notamment en regard de l'ensemble des préoccupations et risques de performance énoncé à la décision D-2014-053, un rapport d'expert en date au 3 août 2018 préparé par monsieur James P. Werth de la firme GLJ Petroleum Consultants Ltd¹⁸ ainsi qu'un rapport final de la firme Sproule Associates Limited (Sproule) en date du 4 avril 2014¹⁹, tous mandatés par elle.

[31] En regard de la faisabilité technique du Projet, l'expert Werth conclut qu'il satisfait les capacités attendues et qu'il ne présente presque aucun risque opérationnel associé au comportement du réservoir :

« [...] 2. The project as proposed in 2018, allow enough contingency and flexibility to supply Energir with a gas delivery of 1600 E³ m³/d over a sufficient period to maintain a similar withdrawal profile.

3. GLJ is convinced that there is virtually no risk of operations relating to reservoir behavior. There are no new wells proposed to be drilled into the reservoir that could lead to drilling related issues and the reservoir mechanisms have been proven reliable through the operation of the gas storage scheme over the period of 28 years. The risk of surface optimization is also considered to be

¹⁷ Pièces [B-0019](#), [B-0020](#) et [B-0021](#).

¹⁸ Pièce [B-0023](#).

¹⁹ Pièce [B-0024](#).

small given the past additions of compression to the facilities and the optimization of surface gathering system in 2017 »²⁰.

[32] Dans le cadre du dossier R-3868-2013, une lettre en date du 19 août 2013 de M. Frank Sorensen de la firme Sproule soulignait certains risques au projet d'alors, notamment ceux relatifs au puits B-306 qui produisait de l'eau durant les tests et au développement de la partie nord du site de Pointe-du-Lac, car les puits pouvaient produire plus d'eau qu'anticipé²¹. L'expert concluait dans sa lettre :

« In summary, various options for meeting future deliverability goals were investigated using a model that has proven track record. The results have been reviewed with Intragaz, and the risks have been identified and discussed »²².

[33] Intragaz soumet que depuis la modélisation initiale effectuée en 2013, elle a procédé à certaines initiatives afin d'améliorer la performance du Projet. En réponse à une demande de renseignements de la Régie, elle confirme que sur les deux composantes identifiées par Sproule permettant de contribuer positivement au Projet, une recommandation a déjà été mise en œuvre, soit l'injection du gaz coussin en 2015, afin de ramener le gisement à sa pression maximale de 740 kPa. Quant à la deuxième recommandation, qui consiste à l'opération de simulation des puits (nettoyage), elle a été intégrée au Projet et est prévue pour 2019²³.

[34] La Demanderesse fait état également des bonifications apportées au Projet depuis celui présenté à la Régie en 2013²⁴ :

- réduction des pertes de charge par l'augmentation du diamètre de certaines conduites;
- gain d'efficacité de l'ordre de 45 000 m³/jour imputable à l'alimentation en carburant des unités de compression existantes ainsi que la nouvelle unité de compression à partir du gaz naturel disponible à l'aspiration des compresseurs;

²⁰ Pièce [B-0023](#), p. 4.

²¹ Dossier R-3868-2013, pièce [B-0008](#), p. 52 et 53.

²² Dossier R-3868-2013, pièce [B-0008](#), p. 54.

²³ Pièce [B-0035](#), réponse 1.1.

²⁴ Pièce [B-0015](#), p. 13 et 14.

- amélioration de la gestion de la performance entre les parties nord et sud du réservoir due à l'installation d'un instrument de mesure ultrasonique des volumes de gaz naturel en soutirage et injection de la partie nord-est du réservoir;
- optimisation de la contribution des puits visés dès 2019 à la suite d'une opération de nettoyage (stimulation) de ces puits.

[35] Intragaz explique que ces bonifications contribuent à ajouter à la marge de manœuvre opérationnelle, ce qui a pour effet de réduire davantage le risque de performance²⁵.

[36] Le rapport final de Sproule en date du 4 avril 2014 concluait ainsi :

« In summary, it was concluded that the final design of the Project carried minimal risk of not achieving the targeted performance levels. The simulation model clearly indicated that the addition of the proposed compression unit was sufficient to achieve the 1 600 10³m³ maximum daily withdrawal objective while the tie-in of the three northern wells (B-57, B-297 and B-306, only two of which were included in the model forecast) enabled the desired profile by accessing a currently under exploited area of the reservoir. Increasing the peak reservoir pressure by adding cushion gas also contributed to achieving the desired performance »²⁶.

[37] Intragaz conclut que les risques techniques sont négligeables puisque le Projet vise l'optimisation du stockage d'un site existant qui est exploité avec succès depuis 28 ans²⁷. Elle est d'avis que le risque de performance identifié dans le cadre du dossier R-3868-2013 est désormais atténué par les bonifications apportées au Projet et considéré pratiquement nul par l'expert indépendant retenu pour attester de sa performance²⁸.

²⁵ Pièce [B-0035](#), réponse 1.2.

²⁶ Pièce [B-0024](#), p. 3.

²⁷ Pièce [B-0020](#), p. 26.

²⁸ Pièce [B-0030](#), réponse 4.1.

2.3 COÛTS DU PROJET

[38] Les investissements prévus en immobilisations liés au Projet s'élèvent à 10 584 M\$. Intragaz présente la répartition des coûts en immobilisations, incluant le coût en capital capitalisé, au tableau suivant.

TABLEAU 2
COÛTS DES IMMOBILISATIONS INCLUANT LE COÛT EN CAPITAL CAPITALISÉ (\$)

(1) Description Immobilisations	(2) Immobilisations avant répartition	(3) Coût en capital capitalisé ²	(4) Immobilisations incluant coût en capital ¹
Servitudes et aménagements	485 600	12 912	498 512
Équipements de puits	403 900	10 739	414 639
Conduite de collecte	2 087 300	55 500	2 142 800
Mécanique et tuyauterie station	616 300	16 387	632 687
Batiments	356 000	9 466	365 466
Électricité	468 800	12 465	481 265
Compresseur	4 371 300	116 230	4 487 530
Déshydrateur	935 400	24 872	960 272
Instrumentation	142 100	3 778	145 878
Outillage	42 600	1 133	43 733
Stimulation de puits	600 000	15 954	615 954
Frais règlementaires ⁴	75 000	1 994	76 994
Total	10 584 300	281 430³	10 865 730

(1) Annexe 2.1.1, lignes 5 à 16, colonne 2.

(2) Aux fins de simplification, le coût en capital capitalisé a été réparti au prorata de la valeur de chaque composante du Projet.

(3) Annexe 3.1.1, ligne 36, colonne 2.

(4) Frais règlementaires pour la demande d'autorisation préalable.

Source : Pièce [B-0006](#), annexe 3.1.2.

[39] Intragaz mentionne que l'estimation des coûts du Projet a été établie selon son expérience acquise depuis près de 30 ans pour la réalisation de projets d'envergure similaire.

[40] À la suite d'un processus d'appels d'offres auprès d'un minimum de trois fournisseurs, Intragaz mentionne avoir reçu des soumissions fermes totalisant 5 395 030 \$ pour les composantes unité de compression, fourniture de l'unité de déshydratation et installation des réseaux de collecte²⁹. Elle indique également avoir obtenu des prix fermes pour d'autres composantes du Projet. Au total, environ deux tiers des coûts d'immobilisation prévus au Projet font l'objet de prix fermes.

[41] Elle indique également avoir inclus à son estimation budgétaire une contingence globale de 10,4 % des coûts totaux³⁰ et considère que les risques financiers du Projet sont négligeables³¹.

[42] Intragaz estime que les risques pouvant nuire aux coûts du Projet sont la fluctuation du taux de change, l'imposition de tarifs douaniers sur l'acier et les matériaux, la hausse du taux d'inflation, les conditions climatiques et un retard dans la livraison de l'unité de compression. Elle évalue l'impact de l'ensemble de ces risques à 1 180 000 \$, soit une hausse potentielle des coûts de 11,15 %³². Elle estime que, même dans le scénario de dépassements de coûts de l'ordre de 11,15 %, le Projet demeurerait tout de même très avantageux pour Énergir et sa clientèle³³.

[43] La Demanderesse fait toutefois valoir que l'occurrence d'un écart de 11,15 % est improbable, puisqu'il est basé sur la matérialisation de tous les risques évoqués. De plus, il ne tient pas compte de la contingence globale prévue au Projet. Quant au risque de dépassement de coûts de plus de 15 %, elle est d'avis qu'il est négligeable.

[44] Questionnée par la Régie quant à l'éventualité de matérialisation de risques au Projet, Intragaz soumet que ces risques doivent être assumés par la clientèle, soit Énergir. À cet égard, elle réfère aux cas des distributeurs qui font assumer les risques associés aux projets d'investissement à leurs clients³⁴.

²⁹ Pièce [B-0025](#), p. 2.

³⁰ Pièce [B-0005](#), réponse 8.

³¹ Pièce [B-0020](#), p. 26.

³² Pièce [B-0025](#), p. 6.

³³ Pièce [B-0020](#), p. 26 et 27.

³⁴ Pièce [B-0030](#), réponse 4.2.

[45] Considérant que son taux de rendement sur équité autorisé par la Régie est comparable à celui des distributeurs gaziers, Intragaz est d'avis que le traitement des risques associés à ses projets d'investissement devrait être le même que pour les distributeurs.

[46] De ce fait, elle suggère que la matérialisation du risque soit traitée comme suit :

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

[47] Ainsi, en ce qui a trait à sa proposition en matière de prise en charge de l'ensemble des risques du Projet, Intragaz maintient sa position présentée dans le cadre du dossier R-3868-2013³⁵, à savoir qu'elle assume les risques associés aux dépenses d'exploitation, alors que ceux de performance et de surcoûts au niveau des investissements du Projet sont assumés par sa cliente Énergir.

2.4 FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE ET IMPACT TARIFAIRE DU PROJET

[48] Intragaz évalue que le Projet procurerait un rendement sur équité de 22,9 % sur sa durée de vie, basé sur le tarif E-6 existant. Elle dépose l'étude de faisabilité du Projet ainsi que les principales hypothèses utilisées³⁶.

[49] Considérant que la rentabilité prévue du Projet est supérieure au taux de rendement de 8,50 % autorisé par la Régie, Intragaz propose la remise de la totalité de la différence à Énergir par l'entremise d'un ajustement à la baisse du tarif applicable au site de Pointe-du-Lac, soit le tarif E-6, sous forme de cavalier tarifaire. De fait, Énergir et sa clientèle bénéficieraient, dès la mise en service du Projet et l'entrée en vigueur du cavalier tarifaire, de 100 % de la baisse de tarif découlant de la rentabilité prévue du Projet qui excède le taux de rendement autorisé.

³⁵ Pièce [B-0035](#), réponse 4.1.

³⁶ Pièce [B-0008](#), p. 3.

[50] Selon l'évaluation des coûts projetés, le revenu requis uniforme du site de Pointe-du-Lac serait en hausse de 1 371 M\$. Intragaz précise qu'il s'agit d'un calcul marginal effectué en isolant les effets du Projet pour la durée restante du tarif E-6.

[51] La Demanderesse indique que malgré cette hausse du revenu requis uniforme, le tarif E-6 diminue de 14,7 %. Elle évalue que selon les tarifs existants, les revenus du site de Pointe-du-Lac bonifiés par le Projet s'élèveraient à 6 770 128 \$ comparativement à 4 402 995 \$ pour le site existant. Intragaz remarque que ce revenu marginal de 2 367 133 \$³⁷ excède le revenu requis. Il détermine ainsi la valeur du cavalier tarifaire à -996 133 \$, soit une réduction du tarif existant³⁸.

[52] Intragaz évalue l'impact tarifaire de deux scénarios, soit une augmentation ou une diminution du coût des immobilisations de 15 %. Les résultats de cette analyse indiquent qu'une augmentation du coût de 15 % se traduirait par une baisse de tarif de 12,2 %, alors qu'une réduction du coût de 15 % accentuerait la baisse de tarif de 17,2 %³⁹.

[53] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, Intragaz dépose une analyse de faisabilité économique ainsi que de l'impact tarifaire, tenant compte des dépenses d'amortissement ainsi que des coûts de remplacement ou d'entretien majeurs des actifs selon une durée de vie de 30 ans, associée à celle du compresseur. Selon les analyses effectuées, elle note des résultats similaires au Projet, notamment un rendement sur l'équité de 22,7 % ainsi qu'un impact tarifaire se traduisant par une baisse de tarif de 17,5 %⁴⁰.

[54] En suivi de la décision D-2018-079⁴¹, Intragaz dépose les étapes à franchir si une phase 2, portant sur le volet tarifaire, était prévue au présent dossier⁴².

[55] Considérant que les coûts réels du Projet doivent être reflétés dès sa mise en service dans ses tarifs et, par conséquent, entraîner la modification du tarif E-6, Intragaz est d'avis que le traitement approprié consisterait à approuver le concept de cavalier tarifaire dans la décision à rendre dans le cadre de la présente phase. Elle demande aussi

³⁷ Pièce [B-0007](#), p. 4.

³⁸ Pièce [B-0007](#), p. 3.

³⁹ Pièce [B-0007](#), p. 2, tableau 1.

⁴⁰ Pièce [B-0030](#), réponse 6.5.

⁴¹ Décision [D-2018-079](#), p. 11, par. 35.

⁴² Pièce [B-0027](#).

que le tarif E-6 existant soit déclaré provisoire à la date de mise en service du Projet prévue le 1^{er} décembre 2019.

[56] Intragaz indique que les coûts du Projet seront connus en mars 2020 et que c'est à ce moment que la Régie sera en mesure d'approuver le montant du cavalier tarifaire⁴³.

[57] La Demanderesse s'oppose à une révision complète des tarifs, dans le cadre de la présente demande d'autorisation du Projet, pour quatre raisons, soit l'équité réglementaire, le financement, les coûts, le fardeau et les risques et la portée de la présente demande.

[58] Intragaz soutient que ses tarifs sont uniformes et couvrent un horizon de 10 ans. Elle explique que pendant les premières années d'application, les revenus uniformes sont inférieurs aux revenus requis, alors que pendant les dernières années, ils sont supérieurs. Elle estime qu'une révision des tarifs avant leur échéance serait inéquitable, car les tarifs uniformes sont justes et raisonnables lorsqu'ils sont appliqués sur la durée tarifaire prévue.

[59] Intragaz indique que la révision des tarifs résulterait vraisemblablement en un besoin de refinancement impliquant des coûts évalués entre 1,5 M\$ et 2 M\$ en plus des coûts relatifs à la préparation d'un dossier tarifaire. Elle estime que la préparation d'un dossier tarifaire exigerait la mobilisation pendant plusieurs mois d'employés constituant sa petite équipe et dont certains seraient dédiés à la réalisation du Projet. Enfin, elle note qu'une révision tarifaire complète viserait aussi le site de Saint-Flavien, lequel ne fait pas l'objet du Projet.

2.5 ENGAGEMENT CONTRACTUEL

[60] À la suite de la rencontre préparatoire, Intragaz dépose une lettre d'engagement d'Énergir visant à modifier le contrat de service d'emmagasinage souterrain de gaz naturel à Pointe-du-Lac et à conclure un nouveau contrat de service d'emmagasinage souterrain de gaz naturel à Pointe-du-Lac pour une durée de 10 ans, à compter du 1^{er} mai 2023⁴⁴.

⁴³ Pièce [B-0027](#), p. 3.

⁴⁴ Pièce [B-0016](#).

[61] Intragaz soumet qu'au-delà d'avril 2023 et sujet à l'approbation par la Régie, elle est assurée de l'engagement ferme de sa cliente Énergir jusqu'en 2033.

2.6 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[62] Selon Intragaz, il n'existe pas de solutions alternatives au Projet⁴⁵. Elle indique toutefois avoir évalué, en 2013, de nombreuses variantes au Projet qui ont permis de déterminer que le scénario retenu était optimal.

[63] Parmi les variantes qui ont été évaluées, elle cite la pression du réservoir, deux niveaux de puissance du compresseur et la faisabilité de remettre en marche l'unité C-2 existante, le raccordement de zéro, un, deux, trois puits du secteur nord du réservoir ainsi que la capacité de soutirage maximale de $1\,400\,10^3\text{m}^3$, $1\,500\,10^3\text{m}^3$ ou $1\,600\,10^3\text{m}^3$.

2.7 AUTRES AUTORISATIONS REQUISES

[64] Intragaz a obtenu un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*⁴⁶, la seule autre autorisation exigée en vertu d'autres lois.

2.8 CALENDRIER DU PROJET

[65] Intragaz dépose le calendrier des principales composantes du Projet⁴⁷.

[66] Elle mentionne qu'une décision favorable de la Régie avant le 1^{er} novembre 2018 lui permettra de commander l'unité de compression en novembre 2018 et d'assurer le respect de la mise en service prévue au 1^{er} décembre 2019.

⁴⁵ Pièce [B-0035](#), réponse 2.1.

⁴⁶ [RLRQ, c. Q-2](#).

⁴⁷ Pièce [B-0005](#), annexe 2.

3. POSITION DES INTERVENANTS

ACIG

[67] En premier lieu, l'ACIG souligne qu'elle n'était pas intervenue lors de l'analyse du dossier R-3868-2013⁴⁸, mais qu'elle avait signifié son appui au projet lors de la demande en révision d'Intragaz⁴⁹.

[68] L'ACIG appuie le Projet et recommande à la Régie d'autoriser les investissements nécessaires à sa réalisation. L'intervenante est d'avis que le Projet répond à un besoin d'approvisionnement d'Énergir et lui procure flexibilité et sécurité. L'intervenante note également que le Projet permet une réduction du tarif E-6.

[69] L'ACIG considère également que les risques techniques et économiques du Projet sont moindres que ceux présents en 2013. Elle estime que l'investissement représente, à long terme, un coût largement inférieur à une alternative disponible, lorsque comparé au contrat de transport d'Énergir pour son approvisionnement de pointe pour l'hiver 2018-2019.

[70] Quant aux risques associés au Projet, l'ACIG réitère sa position formulée lors de l'audience du dossier tarifaire 2018-2019 d'Énergir :

« L'ACIG a alors confirmé que, selon elle, les risques associés au projet d'Intragaz sont similaires à ceux associés aux alternatives disponibles. Dans la mesure où cet investissement rencontre le critère du « prudemment acquis et utile pour l'exploitation du réseau » (art. 49) et qu'il est dûment approuvé par la Régie, il n'y a aucune raison que les risques inhérents y associés doivent être traités différemment des autres. [note de bas de page omise] »⁵⁰.

⁴⁸ Demande afin d'obtenir l'autorisation de procéder à des investissements dans le but d'accroître la capacité du site d'emmagasiner de Pointe-du-Lac.

⁴⁹ Pièce [C-ACIG-0007](#), p. 2.

⁵⁰ Pièce [C-ACIG-0007](#), p. 4 et 5.

Énergir

[71] Énergir appuie le Projet. Elle est d'avis qu'il s'agit d'un projet prudent et utile, tant au niveau économique, technique que de la performance.

[72] Énergir recommande à la Régie d'accueillir le Projet, selon la preuve déposée à son soutien, afin qu'elle puisse bénéficier des capacités additionnelles aux fins de répondre à ses besoins en approvisionnement ainsi que des avantages tant au niveau économique qu'en matière de sécurité d'approvisionnement et de fiabilité du service.

[73] Énergir soumet également avoir considéré, dans son plan d'approvisionnement 2019-2022⁵¹, les capacités additionnelles au site d'emménagement de Pointe-du-Lac découlant du Projet, à compter du 1^{er} décembre 2019.

[74] Quant à la viabilité technique, Énergir note que les performances générées par le Projet ont été attestées par un expert indépendant. Elle considère qu'Intragaz a démontré que le Projet comporte très peu de risques, notamment quant à la performance. Énergir est confiante que le Projet permettra d'optimiser l'exploitation du réservoir de Pointe-du-Lac.

SÉ-AQLPA

[75] L'intervention de SÉ-AQLPA porte principalement sur la question de la répartition des risques entre Intragaz et Énergir. Cet intervenant est favorable au Projet, mais à la condition que la Régie, avant de se prononcer sur l'investissement, décide simultanément, au présent dossier, des tarifs d'Intragaz applicables à ses services, incluant toutes clauses d'ajustement et cavaliers tarifaires, pour la durée d'amortissement de cet investissement, soit jusqu'en 2053⁵².

[76] De ce fait, l'intervenant invite la Régie à requérir des participants que trois aspects soient traités dès la phase 1 du présent dossier, notamment :

⁵¹ Dossier R-4018-2017 Phase 2.

⁵² Pièce [C-SÉ-AQLPA-0010](#), p. 10.

- un engagement d'Énergir à contracter avec Intragaz afin d'acquérir un service d'emmagasinage jusqu'en 2053;
- une reconnaissance d'avance que les coûts d'Énergir pour ce service jusqu'en 2053 constituent des dépenses raisonnables aux fins de l'établissement du revenu requis tarifaire d'Énergir;
- un mode de fixation des tarifs d'Intragaz en fonction de l'assumption des risques de la part d'Intragaz ou d'Énergir.

[77] Les principaux risques identifiés par SÉ-AQLPA sont le dépassement des coûts du Projet et la performance du puits. Outre le risque de dépassement de coûts évalué à 1,18 M\$ par Intragaz, l'intervenant note qu'il conviendrait d'ajouter les risques de coûts de construction excédentaires pour les situations qui n'auraient pas été contractuellement prévues, notamment des imprévus géologiques. L'intervenant conclut que l'opinion de l'expert retenu par Intragaz, M. James P. Werth, devrait satisfaire la Régie et la convaincre de la faiblesse de risque de performance du puits.

[78] Selon l'intervenant, la lettre d'engagement co-signée par Énergir et Intragaz ne fait que convenir que le contrat existant sera modifié pour la période 2019-2023 afin de tenir compte de l'augmentation de capacité de retrait et qu'un nouveau contrat sera conclu pour la période 2023-2033 « *selon des termes et conditions raisonnables à négocier de bonne foi* » et au tarif « *qui sera approuvé par la Régie en date du 1^{er} mai 2023* ».

[79] SÉ-AQLPA est d'avis que, de façon globale, l'accroissement des capacités d'entreposage au Québec est préférable du point de vue du développement durable et de l'intérêt public car il réduit les besoins de services de transport et d'entreposage hors Québec et contribue ainsi à retarder le besoin d'investissements à cet égard, particulièrement en transport.

[80] Énergir se prononce, à la suite d'une correspondance de SÉ-AQLPA adressée à la Régie et datée du 10 septembre 2018, sur deux aspects qu'elle juge d'importance, soit son engagement à contracter avec Intragaz pour les services du site de Pointe-du-Lac jusqu'en 2053 et l'attribution des risques entre elle et Intragaz.

[81] Pour ce qui est de l'engagement contractuel, Énergir affirme sa volonté ferme de se lier contractuellement à long terme avec Intragaz quant à l'utilisation du site de Pointe-du-Lac, même si elle ne s'engage pas pour le moment jusqu'en 2053. Énergir soumet que la lettre d'engagement intervenue entre elle et Intragaz visant le renouvellement du contrat pour une durée de 10 ans en est la preuve.

[82] Par ailleurs, Énergir cite certains exemples d'engagements contractuels n'exigeant pas des contrats de plus de 15 ans. Dans ce contexte, elle demande respectueusement à la Régie de ne pas donner suite à la recommandation formulée par SÉ-AQLPA.

[83] Énergir est d'avis que les risques associés au Projet ne sont pas significativement différents de ceux des alternatives et que le Projet devrait être approuvé sur la base des avantages économiques et de la sécurité d'approvisionnement accrue qu'il procure.

[84] Dans son argumentation, Intragaz mentionne être en désaccord avec la recommandation de SÉ-AQLPA quant au cadre d'analyse proposé, impliquant la suspension de la Demande.

[85] Quant à la répartition des risques entre Intragaz et Énergir, la Demanderesse soumet qu'elle ne constitue pas un enjeu dans le présent dossier et qu'elle est cohérente avec le modèle réglementaire du coût de service présentement en vigueur et approuvé par la décision D-2013-081⁵³.

[86] Quant à la question de la durée du contrat liant Intragaz à Énergir, la Demanderesse rappelle que la Régie avait établi ses tarifs pour une période de 10 ans, dans le cadre du dossier R-3807-2012, et que la preuve au soutien de la Demande a été établie en fonction de cette décision.

⁵³ Dossiers R-3807-2012 et R-3811-2012, décision [D-2013-081](#).

[87] De fait, Intragaz demande à la Régie de rejeter la recommandation de SÉ-AQLPA quant à la nécessité de choisir entre les deux modèles possibles d'attribution des risques préalablement aux fins de la détermination du rendement d'Intragaz et du tarif applicable à Énergir.

4. OPINION DE LA RÉGIE

[88] Dans sa décision D-2018-079, la Régie a énoncé les conditions d'examen du Projet, considérant que 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 cadre de la phase 2 du dossier tarifaire de cette dernière, R-4018-2017.

[89] Dans ce contexte, la Régie a précisé que l'étude de la Demande consiste principalement à l'examen de la prudence et de l'utilité de l'investissement relié au Projet, tant au niveau économique, technique que de sa performance.

[90] Tout d'abord, la Régie note que le Projet a pour objectif de répondre à un besoin en approvisionnement d'Énergir par l'augmentation des capacités maximales de retrait de $1\,200\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ à $1\,600\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ ainsi que du volume utile de $22,7\,10^6\text{m}^3$ à $36,6\,10^6\text{m}^3$. Elle note également les avantages associés au site de Pointe-du-Lac situé sur le territoire du droit exclusif de distribution d'Énergir, en termes de sécurité d'approvisionnement et de fiabilité du service, reconnus par l'ensemble des intervenants.

[91] Pour ce qui est de la viabilité économique, la Régie constate que le Projet présente une rentabilité de 22,9 %, établie sur la durée de vie des actifs et supérieure au taux de rendement de 8,5 % qu'elle a autorisé. À cet égard, elle note qu'Intragaz prévoit la remise de la totalité de la différence à sa cliente Énergir dès la mise en service du Projet, par l'entremise d'un ajustement à la baisse du tarif E-6 sous la forme d'un cavalier tarifaire.

[92] La Régie note que les risques financiers du Projet sont considérés comme faibles. À cet égard, elle constate que deux tiers des coûts d'immobilisation prévus au Projet dont, notamment, les composantes de coûts les plus importants, tels que l'unité de compression, l'unité de déshydratation et les conduites de collectes, font l'objet de soumissions à prix fermes.

[93] De plus, la Régie note que le Projet prévoit une contingence globale de 10,4 % des coûts totaux. Selon un scénario pessimiste de dépassement de coûts en considération de l'ensemble des risques économiques identifiés au Projet, elle note une hausse de coûts pouvant atteindre 1 180 000 \$, représentant 11,5 % des coûts totaux. À cet égard, elle constate un impact ténu sur la valeur économique et sur la rentabilité du Projet. De ce fait, la Régie considère que les risques de dépassement de coûts de plus de 15 % sont improbables.

[94] La Régie note que les revenus du Projet sont assurés par un engagement d'Énergir vis-à-vis Intragaz et signifié par une lettre d'engagement visant à modifier le contrat de service actuel et à conclure un nouveau contrat de service d'emmagasinage souterrain de gaz naturel à Pointe-du-Lac pour une durée de 10 ans, soit jusqu'en 2033.

[95] Pour ce qui est de la viabilité technique, la Régie note que le Projet ne vise pas le développement d'un nouveau site d'emmagasinage ou l'expansion d'un site existant, mais bien l'optimisation du site de Pointe-du-Lac. Elle note que l'expérience acquise au cours des 28 ans d'exploitation du réservoir ainsi que les travaux préparatoires effectués et relatifs à la modélisation contribuent à une grande maîtrise du Projet.

[96] La Régie constate que les risques techniques du Projet sont désormais faibles. Elle considère que les risques non négligeables de performance identifiés dans le cadre du dossier R-3868-2013 et pouvant avoir un impact sur la rentabilité du Projet sont désormais atténués, à la suite de la mise en œuvre et à l'inclusion au Projet des recommandations de l'expert Sproule énoncées en 2013. Également, la Régie note les bonifications apportées au Projet pouvant contribuer à la marge de manœuvre opérationnelle et réduire le risque de performance.

[97] La Régie considère que le rapport et l'attestation d'expert quant à la performance du site d'emménagement de Pointe-du-Lac permettent de conclure que les risques opérationnels et de performance associés au comportement du réservoir sont faibles. Enfin, elle note la conclusion favorable de l'expert Werth à l'effet que le Projet offre suffisamment de marge de manœuvre et de flexibilité pour fournir à Énergir les capacités maximales de retrait de $1\,600\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ sur une période suffisante aux fins de maintenir un profil de retrait similaire.

[98] Quant à la proposition d'Intragaz en matière de prise en charge de l'ensemble des risques du Projet, la Régie note qu'elle demeure la même que celle présentée dans le cadre du dossier R-3868-2013.

[99] Considérant que les risques de dépassement de coûts et de performance, ainsi que leur matérialisation, sont considérés comme faibles et improbables, la Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu de donner suite à la recommandation de SÉ-AQLPA de choisir entre les deux modèles d'attribution des risques aux fins de la détermination du rendement d'Intragaz et du tarif applicable à Énergir.

[100] La Régie considère également que l'engagement contractuel liant Intragaz à sa cliente Énergir, découlant de l'exécution de la lettre d'engagement portant sur une durée de près de 15 ans, est suffisante. Elle est d'avis qu'un engagement équivalent à la durée d'amortissement de l'investissement jusqu'en 2053 ne constitue pas une exigence réglementaire ou édictée par le marché.

[101] Pour ces motifs, la Régie est d'avis que la preuve au dossier démontre la prudence et l'utilité du Projet, tant au niveau économique, technique que de performance.

[102] En conséquence, la Régie autorise Intragaz à réaliser le Projet, tel que soumis. Intragaz ne pourra apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la nature, les coûts et la rentabilité.

[103] En ce qui a trait au volet tarifaire de la Demande, dans sa décision D-2018-079, la Régie informait les participants au dossier qu'une conclusion favorable sur le Projet est sujette à un volet tarifaire, notamment sous la forme d'un cavalier tarifaire ou de la révision complète des tarifs d'Intragaz, dont les éléments et l'échéancier seraient précisés ultérieurement. À cet égard, elle demandait à Intragaz de déposer également, en complément de preuve, une proposition de calendrier tenant compte d'une phase 2 au présent dossier, portant sur le volet tarifaire.

[104] Intragaz rappelle qu'initialement, elle considérait la Demande uniquement comme une demande d'autorisation préalable et prévoyait traiter de la création d'un cavalier tarifaire dans un dossier distinct déposé avant la date de mise en service du Projet prévue au 1^{er} décembre 2019.

[105] D'entrée de jeu, la Régie croit utile d'établir le cadre juridique applicable à la Demande.

[106] En effet, Intragaz a déposé sa demande d'approbation en vertu des articles 31 (5) et 73 de la Loi.

[107] Tel qu'exprimé à la décision D-2005-50, l'article 73 de la Loi constitue un régime d'approbation préalable des investissements pour les entreprises réglementées qui y sont assujetties⁵⁴.

[108] Dans le cadre de l'examen sous cet article, la Régie porte un premier jugement sur le caractère prudent de l'investissement ainsi que sur l'utilité appréhendée du projet. Cette approbation, pour donner un sens à la Loi, permet l'application d'une présomption qui renverse le fardeau de la preuve sur les intervenants qui peuvent remettre en question l'inclusion de l'actif à la base de tarification de l'entreprise réglementée.

[109] C'est cette présomption du caractère prudent de l'investissement et de son utilité que cherche à obtenir Intragaz dans le présent dossier, particulièrement lorsqu'elle affirme qu'elle recherchera l'inclusion de cet investissement et les modifications au tarif en découlant dans un dossier subséquent. Or, le législateur n'a pas prévu d'assujettir Intragaz, au même titre que le transporteur d'électricité et les distributeurs d'électricité et de gaz naturel, aux dispositions de l'article 73 de la Loi.

⁵⁴ Dossiers R-3549-2004 et R-3557-2004, décision [D-2005-50](#), p. 50 et suivantes.

[110] C'est donc en vertu de l'article 49, al. 1 (1^o) de la Loi⁵⁵ qu'Intragaz doit effectuer ses demandes d'autorisation préalable pour tout investissement excédant 2,5 M \$, tel que la Régie le lui ordonnait dans sa décision D-2013-081. Cette ordonnance, ainsi que le dépôt à la Régie d'un rapport financier annuel comparant les résultats aux prévisions, incluant ses ajouts d'immobilisation, permettent à la Régie de vérifier notamment la juste valeur des actifs de la base de tarification d'Intragaz au cours de la période allant du 1^{er} mai 2013 au 30 avril 2023.

[111] Lors de la phase 2 du présent dossier, Intragaz a l'intention de demander à la Régie de modifier ses tarifs à partir du mois de décembre 2019, lorsque le Projet sera mis en service. Plus précisément, elle a l'intention de demander que les tarifs actuels soient déclarés provisoires à partir du mois de décembre 2019 afin de les modifier à compter de cette date lorsque les coûts réels du Projet seront connus en 2020.

[112] En vertu de l'article 49, al. 1 (7^o) de la Loi, lorsque la Régie fixe un tarif pour l'emmagasinage de gaz naturel, ce dernier doit être juste et raisonnable. Comme mentionné ci-haut, en vertu de l'article 49, al. 1 (1^o) de la Loi, la Régie doit établir la base de tarification en tenant compte de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis. Toutefois, ce tarif ne doit pas prévoir, comme l'indique l'article 51 de la Loi, des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité de l'entreprise réglementée et le développement normal des installations ou d'assurer un rendement raisonnable sur la base de tarification.

[113] En vertu de l'article 49 *in fine* de la Loi, la Régie possède une large discrétion sur les méthodes à sa disposition pour fixer des tarifs justes et raisonnables. Selon elle, l'exercice de ce large pouvoir discrétionnaire peut lui permettre de revoir immédiatement l'ensemble des rubriques de coûts d'Intragaz pour fixer un tarif qui inclurait l'ajout requis par cette dernière à sa base de tarification ou, comme elle le souhaite, établir un cavalier tarifaire une fois que les coûts du Projet seront connus.

⁵⁵ « 49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment: 1^o établir la base de tarification du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité ou d'un réseau de distribution de gaz naturel [...] » [nous soulignons].

[114] La Régie n'est pas convaincue par les arguments invoqués par Intragaz pour écarter la révision complète de ses tarifs, particulièrement celui portant sur l'équité réglementaire, compte tenu des données disponibles fournies à ce jour pour les rapports financiers annuels des années 2013 à 2017 qui montrent des écarts significatifs entre les prévisions mises de l'avant dans le cadre du dossier R-3807-2012 et les résultats réels enregistrés au cours de ces années.

[115] Cela étant dit, la Régie, comme tout tribunal, désire respecter le principe de proportionnalité et essaie de s'assurer que les démarches, procédures et méthodes qu'elle retient sont, eu égard aux coûts et au temps exigés, proportionnels à la nature et à la complexité du dossier et à la finalité de la demande.

[116] Dans le présent dossier, la Régie juge que le fait de revoir l'ensemble des rubriques de coûts aux fins de déterminer les tarifs serait excessif en vue de la détermination de tarifs justes et raisonnables. L'établissement d'un tarif juste et raisonnable peut être accompli au moyen de l'établissement d'un cavalier tarifaire et cette méthode semble proportionnelle à la nature du dossier.

[117] Pour ces motifs, la Régie juge qu'il est efficient de retenir la méthode de l'établissement d'un cavalier tarifaire, qu'elle examinera dans le cadre de la phase 2 du présent dossier. Le calendrier pour cette phase du dossier sera fixé ultérieurement. La Régie ordonne à Intragaz de déposer, au plus tard le 11 janvier 2019 à 12 h, une proposition de calendrier à cet égard.

[118] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande d'Intragaz;

AUTORISE Intragaz à réaliser le Projet, tel que soumis;

JUGE efficient de retenir la méthode de l'établissement d'un cavalier tarifaire qu'elle examinera dans le cadre de la phase 2 du présent dossier;

ORDONNE à Intragaz de déposer, au plus tard le **11 janvier 2019 à 12 h**, une proposition de calendrier pour la phase 2 du présent dossier;

ORDONNE à Intragaz de se conformer à tous les autres éléments décisionnels de la présente décision.

Marc Turgeon

Régisseur

Lise Duquette

Régisseur

Nicolas Roy

Régisseur

Représentants :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M^e Guy Sarault;

Énergir, s.e.c. (Énergir) représentée par M^e Vincent Locas;

Intragaz, société en commandite (Intragaz) représentée par M^e Louise Tremblay;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman.