

Régie de l'énergie - Dossier R-4157-2021

Intragaz - Autorisation de procéder à des investissements dans le but d'optimiser les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien et demande relative à un projet de construction de pipeline

---

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-4157-2021

---

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

AUTORISATION DE PROCÉDER À DES  
INVESTISSEMENTS DANS LE BUT  
D'OPTIMISER LES SITES DE POINTE-DU-  
LAC ET DE SAINT-FLAVIEN ET DEMANDE  
RELATIVE À UN PROJET DE  
CONSTRUCTION DE PIPELINE

---

INTRAGAZ

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE  
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE  
(AQLPA)

Intervenantes

---

**L'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS VISANT À OPTIMISER  
LES SITES DE POINTE-DU-LAC ET DE SAINT-FLAVIEN  
ET L'AUTORISATION DE LA CONSTRUCTION ET DE L'UTILISATION DU PIPELINE**

**MÉMOIRE DE SÉ-AQLPA**

Jean Schiettekatte, Consultant en énergie

André Bélisle

M<sup>e</sup> Dominique Neuman, LL.B., Procureur

Stratégies Énergétiques (S.É.)

Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 10 août 2021

---

*Pièce SÉ-AQLPA-1 - Document 1*

*L'autorisation des investissements visant à optimiser les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien  
Jean Schiettekatte, Consultant en énergie, M<sup>e</sup> Dominique Neuman, Procureur  
Stratégies Énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)*

Régie de l'énergie - Dossier R-4157-2021

Intragaz - Autorisation de procéder à des investissements dans le but d'optimiser les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien et demande relative à un projet de construction de pipeline

---

---

Pièce SÉ-AQLPA-1 - Document 1

L'autorisation des investissements visant à optimiser les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien  
Jean Schiettekatte, Consultant en énergie, M<sup>e</sup> Dominique Neuman, Procureur  
Stratégies Énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)

## TABLE DES MATIÈRES

|  |  |           |
|--|--|-----------|
| <b>PRÉSENTATION</b> .....  |  | <b>1</b>  |
| <b>1 - LES COMPOSANTES DE PROJET</b> .....   |  | <b>2</b>  |
| 1.2 <b>LES COMPRESSEURS</b> .....  |  | <b>5</b>  |
| 1.3 <b>LES SYSTÈMES DE CONTRÔLE</b> .....  |  | <b>9</b>  |
| <b>2 - LES COÛTS</b> .....   |  | <b>13</b> |
| 2.1 <b>LES COÛTS DE SÉCURITÉ INFORMATIQUE</b> .....  |  | <b>13</b> |
| 2.2 <b>LES HYPOTHÈSES DE PRÉVISIONS ÉCONOMIQUES – L'INFLATION</b> .....  |  | <b>16</b> |
| 2.3 <b>LES COÛTS POUR ÉNERGIR DE L'AJOUT DE COMPRESSEURS ÉLECTRIQUES<br/>            (ET LE MAINTIEN EN RÉSERVE DES COMPRESSEURS AU GAZ) – DES COÛTS<br/>            NETS NÉGATIFS</b> .....         |  | <b>20</b> |
| <b>3 - UNE « DÉCISION FAVORABLE » DE LA RÉGIE SUR « LA CONSTRUCTION » ET<br/>SUR « L'UTILISATION » DU PIPELINE DE POINTE-DU-LAC, SUIVANT L'ARTICLE<br/>118 DE LA LOI SUR LES HYDROCARBURES</b> ..... |  | <b>30</b> |
| <b>4 - CONCLUSION</b> .....  |  | <b>40</b> |



## SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

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

### **RECOMMANDATION NO. 1.1.1**

#### **COMPOSANTE DE PROJET : LES CONDUITES ET LES PUIITS**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir, pour le projet de PDL, qu'Intragaz fasse compléter et déposer une version révisée du rapport de la firme d'ingénierie Alphard qui comprenne le puit B-264 et sa conduite d'alimentation les références techniques nécessaires et dépose son emplacement sur la carte de localisation.

Ces informations constituent un prérequis nécessaire afin que la Régie puisse décider d'autoriser ou non l'investissement et aussi puisse décider ou non d'autoriser la construction du pipeline selon la Loi sur les hydrocarbures afin de s'assurer que présent projet est en conformité avec les meilleures pratiques généralement reconnues pour assurer la sécurité des personnes et des biens, et pour assurer la protection de l'environnement, notamment en cas d'opérations normales et en cas de sinistres.

### **RECOMMANDATION NO. 1.1.2**

#### **COMPOSANTE DE PROJET : LES COMPRESSEURS**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie, d'accepter la demande d'intragaz d'installer un compresseur électrique dans le projet de SFL tout en conservant en réserve de fiabilité et sécurité son compresseur au gaz naturel.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir à Intragaz de fournir les données permettant d'évaluer clairement une option similaire à PDL, à savoir d'y installer un compresseur électrique tout en conservant en réserve de fiabilité et sécurité son compresseur au gaz naturel. Ces données demandées comprennent notamment l'évaluation des économies de gaz naturel (et de son SPEDE) qui en résulteraient pour Énergir et la vérification auprès d'Hydro-Québec des coûts éventuels d'installation d'une alimentation de 25 kV.

Pour l'ensemble des motifs environnementaux, économiques et de sécurité contre les cyberattaques énumérés au présent mémoire, il nous semble que la décision de la Régie devrait consister à suspendre l'examen du Projet tel que déposé par Intragaz et à lui requérir plutôt de déposer pour approbation une version modifiée de son Projet comportant un compresseur électrique dans le projet de PDL aussi, tout en conservant en réserve de fiabilité et sécurité son compresseur au gaz naturel.

**RECOMMANDATION NO. 1.1.3****COMPOSANTE DE PROJET : LES SYSTÈMES DE CONTRÔLE**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie que la Régie de l'énergie requiert qu'Intragaz dépose de façon confidentielle (avec un processus d'engagement de confidentialité par les intervenants) une preuve, incluant un rapport d'un expert indépendant en sécurité informatique, qui assurera la Régie que les nouvelles installations comptent sur des investissements en équipements (et plus particulièrement des outils de contrôle de compresseur comportant une redondance) pour protéger celles-ci contre les attaques informatiques. Les installations de compression de PDL seraient particulièrement vulnérables si le compresseur au gaz naturel n'était pas doublé d'un compresseur électrique (comme ce serait le cas à SFL).

**RECOMMANDATION NO. 1.2.1****LES COÛTS DE SÉCURITÉ INFORMATIQUE**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir qu'Intragaz dépose de façon confidentielle à la Régie de l'énergie les certifications de respect des normes de sécurités de la Régie de l'énergie du Canada pour les nouvelles installations de PDL et SFL avant leur autorisation au présent dossier. Nous comprenons que plus particulièrement la section 47.1 du *Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres*, DORS/99-294 demande une mise à jour du plan de sécurité qui entraînera probablement des coûts annuels.

**RECOMMANDATION NO. 1.2.2****LES HYPOTHÈSES DE PRÉVISIONS ÉCONOMIQUES – L'INFLATION**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accueillir les sommaires financiers des projets de PDL et SFL avec une prévision inflation plus modérée de l'ordre de 2 %, ce qui est plus conservateur que les prévisions du Financial Times car Intragaz considère que la contingence de 15% qu'elle a prévue tient compte des variations éventuelles à la hausse de l'inflation.

**RECOMMANDATION NO. 1.2.3****LES COÛTS POUR ÉNERGIR DE L'AJOUT DE COMPRESSEURS ÉLECTRIQUES (ET LE MAINTIEN EN RÉSERVE DES COMPRESSEURS AU GAZ) – DES COÛTS NETS NÉGATIFS**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir qu'Intragaz, dans l'évaluation des coûts pour Énergir de l'ajout de compresseurs électriques (et le maintien en réserve des compresseurs au gaz) tienne compte tant des économies de gaz que des économies du SPEDE (qui serait prévu au même niveau que la taxe fédérale sur le carbone, ce qu'il est raisonnable de prévoir).

Le coût du compresseur du projet de SFL pour Énergir passerait ainsi de 1,475 k\$ à un gain de 3 475 k\$.

Il serait important pour Intragaz de compléter une analyse similaire pour un scénario de conversion à un compresseur électrique à PDL, ce qui rehausserait manifestement considérablement la rentabilité de ce scénario. De là, la Régie disposerait des informations requises lui permettant de décider d'autoriser ou non le Projet tel que soumis ou au contraire de demander à Intragaz de lui soumettre pour approbation un Projet modifié incluant un compresseur électrique à PDL. Pour l'ensemble des motifs environnementaux, économiques et de sécurité contre les cyberattaques énumérés au présent mémoire, c'est d'ailleurs ce que nous recommandons à la Régie.

**RECOMMANDATION NO. 1.3****UNE « DÉCISION FAVORABLE » DE LA RÉGIE SUR « LA CONSTRUCTION » ET SUR « L'UTILISATION » DU PIPELINE DE POINTE-DU-LAC, SUIVANT L'ARTICLE 118 DE LA LOI SUR LES HYDROCARBURES**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'exercer son pouvoir d'assortir sa décision favorable au Projet PDL de « construction » et d' « utilisation » de pipeline selon l'article 118 de la [Loi sur les hydrocarbures, R.L.R.Q. c. H-4.2](#) de la condition suivante selon l'article 119 de cette même *Loi* : installer un compresseur électrique à PDL (en gardant en réserve le compresseur au gaz), ce qui amènerait des avantages tant environnementaux, qu'économiques pour Énergir (le gaz et le SPEDE évités) et du point de vue de la sécurité informatique contre une cyberattaque.

De plus, tel qu'indiqué précédemment, nous recommandons à la Régie de l'énergie qu'Intragaz fasse compléter et déposer une version révisée du rapport de la firme d'ingénierie Alphard qui comprenne le puit B-264 et sa conduite d'alimentation les références techniques nécessaires et dépose son emplacement sur la carte de localisation.





## PRÉSENTATION

1 - La Régie de l'énergie, au présent dossier R-4157-2021, est saisie de la demande d'Intragaz - Demande afin d'obtenir l'autorisation de procéder à des investissements visant à optimiser les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien et sa demande relative à un projet de construction de pipeline, déposées le 26 avril 2021 sous la cote [B-0002](#).

2 - La présente constitue le mémoire de l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et de Stratégies Énergétiques (S.É.) en ce dossier. Nous y abordons les sujets suivants :

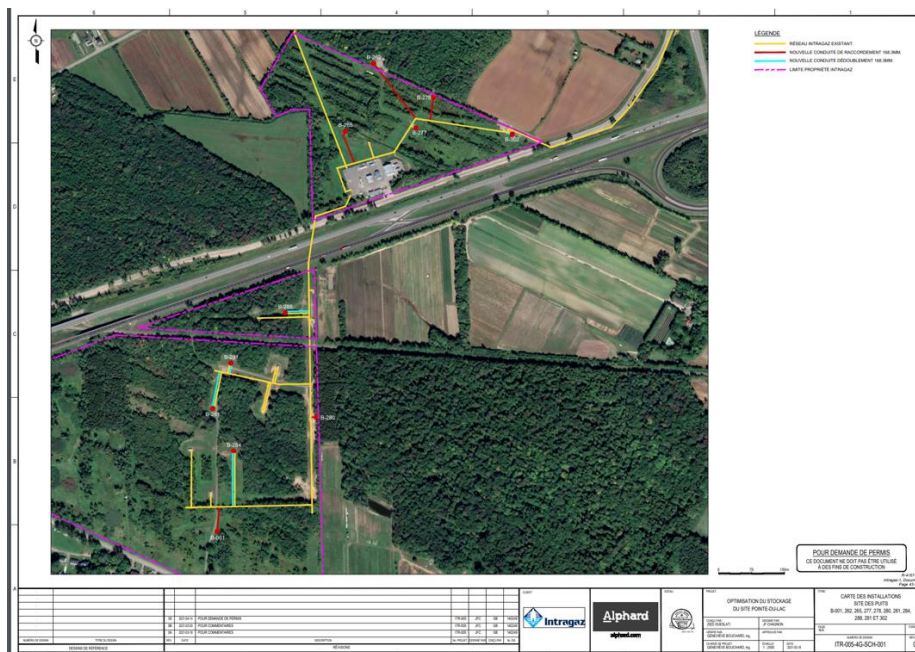
[A compléter lorsque rapport fini](#)

## 1

## LES COMPOSANTES DE PROJET

## 1.1 LES CONDUITES ET LES PUIITS

3 - A la [Pièce B-0008, Intragaz-1, Doc.3](#), page 43, et à la [Pièce B-0026, Intragaz-1, Doc.1.2](#), page 2, Intragaz présente une carte des installations du programme technique de construction pour son projet d'optimisation au site de Pointe-du-lac (« PDL ») préparé par la firme d'ingénierie Alphard :



4 - Et à la [Pièce B-0008, Intragaz-1, Doc.3](#), page 41, présente un tableau de renseignements sur les conduites de collecte pour son projet d'optimisation au site de PDL préparé par la firme d'ingénierie Alphard:

| TABLEAU DE RENSEIGNEMENTS - CONDUITES DE COLLECTE<br>PROJET D'OPTIMISATION DU SITE DE POINTE-DU-LAC |                               |         |          |                      |                    |                                       |                         |              |                           |        |
|---|-------------------------------|---------|----------|----------------------|--------------------|---------------------------------------|-------------------------|--------------|---------------------------|--------|
| RÉF. PUIITS   | LG (m)                        | OD (mm) | Ep. (mm) | Mat'L (Note 1*)      | PME (kPa)          | CE. (-)                               | PFE <sub>Min</sub> (mm) | Revêtement   | Dispositif Anti-Corrosion | Vannes |
| <b>NOUVELLES CONDUITES DE RACCORDEMENT</b>  |                               |         |          |                      |                    |                                       |                         |              |                           |        |
| B-001   | 53,3                          | 168,3   | 4,8      | Z245 - CATI, Gr. 359 | 1 890,0            | Classe 1                              | Voir Note 2*            | Polyéthylène | Cathodique                | #NA    |
| B-262   | 175,0                         | 168,3   | 4,8      | Z245 - CATI, Gr. 359 | 1 890,0            | Classe 1                              |                         | Polyéthylène | Cathodique                |        |
| B-265   | 84,0                          | 168,3   | 4,8      | Z245 - CATI, Gr. 359 | 1 890,0            | Classe 1                              |                         | Polyéthylène | Cathodique                |        |
| B-278   | 59,6                          | 168,3   | 4,8      | Z245 - CATI, Gr. 359 | 1 890,0            | Classe 1                              |                         | Polyéthylène | Cathodique                |        |
| B-280   | 10,8                          | 168,3   | 4,8      | Z245 - CATI, Gr. 359 | 1 890,0            | Classe 1                              |                         | Polyéthylène | Cathodique                |        |
| <b>NOUVELLES CONDUITES PARALLÈLES</b>   |                               |         |          |                      |                    |                                       |                         |              |                           |        |
| B-277   | 12,0                          | 168,3   | 4,8      | Z245 - CATI, Gr. 359 | 1 890,0            | Classe 1                              | Voir Note 2*            | Polyéthylène | Cathodique                | #NA    |
| B-281   | 83,9                          | 168,3   | 4,8      | Z245 - CATI, Gr. 359 | 1 890,0            | Classe 1                              |                         | Polyéthylène | Cathodique                |        |
| B-284   | 126,0                         | 168,3   | 4,8      | Z245 - CATI, Gr. 359 | 1 890,0            | Classe 1                              |                         | Polyéthylène | Cathodique                |        |
| B-288   | 55,7                          | 168,3   | 4,8      | Z245 - CATI, Gr. 359 | 1 890,0            | Classe 1                              |                         | Polyéthylène | Cathodique                |        |
| B-291   | 23,2                          | 168,3   | 4,8      | Z245 - CATI, Gr. 359 | 1 890,0            | Classe 1                              |                         | Polyéthylène | Cathodique                |        |
| B-302   | 6,7                           | 168,3   | 4,8      | Z245 - CATI, Gr. 359 | 1 890,0            | Classe 1                              |                         | Polyéthylène | Cathodique                |        |
| <b>LÉGENDE</b>  |                               |         |          |                      |                    |                                       |                         |              |                           |        |
| LG.   | : Longueur estimée du tronçon |         |          |                      | PME                | : Pression Maximale d'Exploitation    |                         |              |                           |        |
| OD  | : Diamètre ext. conduite      |         |          |                      | PFE <sub>Min</sub> | : Profondeur d'Enfouissement Minimale |                         |              |                           |        |
| Ep.   | : Epaisseur Paroi conduite    |         |          |                      | CE.                | : Classe d'Emplacement                |                         |              |                           |        |
| Mat'L   | : Matériau et Nuance          |         |          |                      |                    |                                       |                         |              |                           |        |

5 - À la [Pièce B-0006, Intragaz-1, Doc.1](#), à la page 11, lignes 11 à 17, dans sa description de projet PDL, Intragaz résume les travaux qui seront entrepris dans ce projet de PDL :

*-Nettoyage et raccordement de 6 puits existants (B-001, B-262, B-265, B-278, B-280 et B-264). Les cinq puits B-001, B-262, B-265, B-278 et B-280 nécessiteront la construction de conduites de raccordement au réseau de collecte et l'ajout de séparateurs d'eau. **Le puits B-264 est déjà physiquement raccordé au réseau de collecte mais nécessitera l'ajout d'un séparateur d'eau afin de pouvoir être utilisé comme puits de retrait/injection;***

*- Augmentation du diamètre des conduites de collecte de 6 puits (B-288, B-281, B-291, B-284, B-277 et B-302) afin d'en réduire les pertes de charge;]*

*[Souligné en caractère gras par nous]*

6 - Nous notons que les travaux au puit B-264 ne sont pas décrits dans le rapport de la firme d'ingénierie Alphard présenté à la [Pièce B-0008, Intragaz-1, Doc.3](#) ni identifié sur la carte de localisation présentée à paragraphe 3 ci-dessus.

7 - Nous recommandons donc, de façon préliminaire, à la Régie de l'énergie de requérir, pour le projet de PDL, qu'Intragaz fasse compléter et déposer une version révisée du rapport de la firme d'ingénierie Alphard qui comprenne le puit B-264 et sa conduite d'alimentation les références techniques nécessaires et dépose son emplacement sur la carte de localisation.

Ces informations constituent un prérequis nécessaire afin que la Régie puisse décider d'autoriser ou non l'investissement et aussi puisse décider ou non d'autoriser la construction du pipeline selon la Loi sur les hydrocarbures afin de s'assurer que présent projet est en conformité avec les meilleures pratiques généralement reconnues pour assurer la sécurité des personnes et des biens, et pour assurer la protection de l'environnement, notamment en cas d'opérations normales et en cas de sinistres.

8 - Nous logeons donc la recommandation suivante :

**RECOMMANDATION NO. 1.1.1****COMPOSANTE DE PROJET : LES CONDUITES ET LES PUIITS**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir, pour le projet de PDL, qu'Intragaz fasse compléter et déposer une version révisée du rapport de la firme d'ingénierie Alphard qui comprenne le puit B-264 et sa conduite d'alimentation les références techniques nécessaires et dépose son emplacement sur la carte de localisation.

Ces informations constituent un prérequis nécessaire afin que la Régie puisse décider d'autoriser ou non l'investissement et aussi puisse décider ou non d'autoriser la construction du pipeline selon la Loi sur les hydrocarbures afin de s'assurer que présent projet est en conformité avec les meilleures pratiques généralement reconnues pour assurer la sécurité des personnes et des biens, et pour assurer la protection de l'environnement, notamment en cas d'opérations normales et en cas de sinistres.

## 1.2 LES COMPRESSEURS

9 - Nous appuyons la proposition d'Intragaz d'utiliser un compresseur électrique dans son projet de Saint-Flavien (« SFL ») tout en conservant, en réserve de fiabilité et sécurité, son compresseur au gaz naturel. Nous notons en effet que cet ajout permettra d'augmenter sa sécurité d'approvisionnement ([Pièce B-0006, Intragaz-1, Doc.1](#), page 32, lignes 3 à 8) :

*Les Projets permettront à la cliente d'Intragaz, Énergir, de réaliser d'importantes économies, tout en augmentant sa sécurité d'approvisionnement. **L'installation d'un nouveau compresseur à moteur électrique permettra de conserver les compresseurs actuels alimentés au gaz naturel qui offriront une réserve de 100 % au site de SFL en cas de panne de courant ou autres besoins, ce qui accroîtra la sécurité d'approvisionnement** tout en permettant de réduire d'environ 5 000 tonnes les émissions annuelles de GES.*

*[Souligné en caractère gras par nous]*

10 - En réponse à notre question 1.2.1 à la [Pièce B-0029, Intragaz-3, Doc.1](#), Intragaz nous confirme que l'ajout d'un deuxième générateur à PDL (en sus du maintien du compresseur au gaz naturel) contribuerait aussi à améliorer la sécurité du service, **bien qu'elle ne le propose pas, regrettablement :**

*Intragaz élabore sur les motifs pour lesquels le compresseur de Pointe-du-Lac n'est pas électrique et les décrit à sa preuve (Intragaz-1, Document 1, page 29 de 33, lignes 10 à 23). Nous reproduisons ici cette section de notre preuve :*

*« Il est à noter que l'option d'un compresseur à moteur électrique n'a pas été envisagée pour le Projet Pointe-du-Lac, principalement pour les raisons suivantes :*

*- Les avantages environnementaux auraient été bien moindres qu'à Saint-Flavien en raison du nombre d'heures de marche relativement faible des compresseurs. En effet, l'injection à Pointe-du-Lac ne requiert pas de compression, alors qu'elle s'échelonne sur environ 200 jours à Saint-Flavien. De plus, le site de Pointe-du-Lac, en raison de la faible pression de son réservoir, utilise déjà plusieurs compresseurs en mode retrait, ce qui aurait dilué*

la contribution environnementale provenant d'un seul nouveau compresseur à moteur électrique;

**- Étant donné que tous les compresseurs sont requis pour un service ferme, il n'y aurait pas eu de compresseur de secours pour le compresseur à moteur électrique en cas de panne de courant;**

- En raison des deux éléments invoqués ci-dessus, la disponibilité de la puissance de 25 KVA au site Pointe-du-Lac n'a pas été confirmée auprès d'Hydro-Québec. »

En complément à ce qui précède, Intragaz souligne que les compresseurs du site de Pointe-du-Lac ont généré en moyenne 1 730 tonnes de GES au cours des 5 dernières années, ce qui représente environ 550 tonnes par année par compresseur. Si Intragaz optait pour un moteur électrique plutôt qu'un moteur au gaz naturel dans le cadre du Projet Pointe-du-Lac, la réduction potentielle de GES annuelle serait équivalente à cette quantité, en émettant l'hypothèse que le nouveau compresseur générerait des émissions de GES similaires aux compresseurs existants.

La réduction potentielle de GES d'un compresseur à moteur électrique pour le Projet Pointe-du-Lac représenterait donc environ 10 % de la réduction de GES envisagée pour le Projet Saint-Flavien évaluée à 5 000 tonnes (Intragaz-1, Document 1, page 13 de 33, lignes 12 et 13). Le niveau relativement faible de réduction de GES réduirait toute subvention potentielle basée sur la réduction de GES tonnes (Intragaz-1, Document 1, page 23 de 33, lignes 5 et 13). De plus, le taux unitaire de l'électricité serait très élevé car la prime fixe reliée à la demande de pointe serait répartie sur une consommation d'électricité relativement faible.

Par ailleurs, l'ajout d'un compresseur à moteur électrique à Pointe-du-Lac exigerait également l'ajout d'un nouveau compresseur au gaz naturel comme équipement de secours, ce qui représente un investissement de plusieurs millions de dollars. **L'ajout d'un compresseur de secours contribuerait certes à la sécurité du service offert par Intragaz au site de Pointe-du-Lac, mais dépasse la portée de la présente demande.**

Enfin, tel qu'indiqué à la pièce Intragaz-1, Document 1, **Intragaz ne sait pas si Hydro-Québec serait en mesure d'offrir une puissance de 25 kVA au site de Pointe-du-Lac suffisante pour combler les besoins d'un compresseur à moteur électrique.**

[Souligné en caractère gras par nous]

11 - Mais nous comprenons que, dans son analyse économique sur le choix d'installer ou non un compresseur électrique à PDL (en sus du maintien en réserve de celui au gaz naturel), Intragaz ne tient pas compte des économies de gaz naturel (et de son SPEDE) qui en résulteraient pour Énergir. Nous traiterons plus spécifiquement de ces économies dans la section 1.2.3.

12 - Par ailleurs, il nous semble qu'Intragaz devrait vérifier auprès d'Hydro-Québec les coûts éventuels d'installation d'une alimentation de 25 kV si elle choisissait à PDL (comme elle le fait à SFL) d'ajouter à l'installation prévue d'un compresseur au gaz naturel, celle d'un compresseur électrique, ce qui permettrait d'évaluer clairement cette option.

13 - Nous recommandons donc à la Régie de l'énergie de requérir à Intragaz de fournir les données permettant d'évaluer clairement à PDL l'option d'y installer un compresseur électrique tout en conservant en réserve de fiabilité et sécurité son compresseur au gaz naturel. Ces données demandées comprennent notamment l'évaluation des économies de gaz naturel (et de son SPEDE) qui en résulteraient pour Énergir et la vérification auprès d'Hydro-Québec des coûts éventuels d'installation d'une alimentation de 25 kV.

Pour l'ensemble des motifs environnementaux, économiques et de sécurité contre les cyberattaques énumérés au présent mémoire, il nous semble que la décision de la Régie devrait consister à suspendre l'examen du Projet tel que déposé par Intragaz et à lui requérir plutôt de déposer pour approbation une version modifiée de son Projet comportant un compresseur électrique dans le projet de PDL aussi, tout en conservant en réserve de fiabilité et sécurité son compresseur au gaz naturel.

**RECOMMANDATION NO. 1.1.2****COMPOSANTE DE PROJET : LES COMPRESSEURS**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie, d'accepter la demande d'intragaz d'installer un compresseur électrique dans le projet de SFL tout en conservant en réserve de fiabilité et sécurité son compresseur au gaz naturel.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir à Intragaz de fournir les données permettant d'évaluer clairement une option similaire à PDL, à savoir d'y installer un compresseur électrique tout en conservant en réserve de fiabilité et sécurité son compresseur au gaz naturel. Ces données demandées comprennent notamment l'évaluation des économies de gaz naturel (et de son SPEDE) qui en résulteraient pour Énergir et la vérification auprès d'Hydro-Québec des coûts éventuels d'installation d'une alimentation de 25 kV.

Pour l'ensemble des motifs environnementaux, économiques et de sécurité contre les cyberattaques énumérés au présent mémoire, il nous semble que la décision de la Régie devrait consister à suspendre l'examen du Projet tel que déposé par Intragaz et à lui requérir plutôt de déposer pour approbation une version modifiée de son Projet comportant un compresseur électrique dans le projet de PDL aussi, tout en conservant en réserve de fiabilité et sécurité son compresseur au gaz naturel.



### 1.3 LES SYSTÈMES DE CONTRÔLE

14 - Les enjeux de sécurité informatiques sont de plus en plus présents dans tous les types d'industries et s'apparentent de plus en plus à des enjeux de sécurité nationale. Ainsi, dans son rapport de juin 2019, le *Comité permanent de la sécurité publique et nationale* de la *Chambre des communes du Canada* a identifié le secteur financier comme un enjeu de sécurité nationale.<sup>1</sup>

15 - En 2021, les enjeux de sécurité informatiques s'étendent maintenant à toutes les industries reliées aux infrastructures, dont les réseaux de gaz naturel<sup>2</sup> :

#### **Cyber networks 'merging'**

*Outside of gas price fluctuations, **experts say the cyberattack should serve as a wake-up call to critical national industrial infrastructure** — not just businesses.*

*Over the past few decades, there has been a “merging” of systems within critical infrastructure networks that has “created a whole new attack surface,” said Florian Kerschbaum, the executive director of the Cybersecurity and Privacy Institute at the University of Waterloo.*

*“Pipelines, electricity grids, water supply — they’re all now equipped with electronic network equipment. So the pipeline is controlled by equipment that ultimately has a connection to the internet,” he said.*

*“You no longer have two separate kids of networks.... It’s not fundamentally a new type of attack, what’s new is that criminals are now exploiting it.”*

*Kerschbaum said Canada is far from immune from these types of attacks. “I would say every country in the world is at risk for these types of interference,”*

<sup>1</sup> John MCKAY, [CYBERSÉCURITÉ DANS LE SECTEUR FINANCIER COMME UN ENJEU DE SÉCURITÉ NATIONALE](#), Rapport du Comité permanent de la sécurité publique et nationale de la Chambre des communes du Canada, Juin 2019.

<sup>2</sup> Rachael D'AMORE, [Gas prices and security lessons: What the U.S. pipeline hack means for Canada](#), Global News, 10 mai 2021, section « Cyber networks 'merging' »

he said. "We have hydro, nuclear power lines.... **We have lots of things in critical infrastructure we need to protect.**"

[Souligné en caractère gras par nous]

16 - En réponse à notre question 1.4.1 à la [Pièce B-0029, Intragaz-3, Doc.1](#), Intragaz considère qu'il est imprudent pour la Régie d'évaluer sa demande au présent dossier public en tenant compte des enjeux de sécurité des systèmes de contrôles faisant partie des investissements proposés par la présente demande :

*Cette question dépasse le cadre du présent dossier. Par ailleurs, Intragaz désire souligner qu'elle est bien au fait de l'enjeu de la sécurité en général, et de la cyber sécurité en particulier, et considère qu'il ne serait ni adéquat ni prudent de traiter d'un tel sujet dans le cadre d'un forum public, comme en l'espèce.*

17 - Nous ne partageons pas l'avis d'intragaz que les enjeux d'investissement en sécurité dépassent le présent dossier surtout que le présent dossier implique bel et bien des installations de compressions qui sont de plus en plus spécifiquement visées par ces attaques informatiques <sup>3</sup>:

#### *Utilities and Energy*

*The utilities and energy sector experiences as many cyberattacks as any other industry. The industrial control systems (ICS) used to manage and run the critical infrastructure for utilities and energy companies present cyber criminals with new opportunities—and this includes ransomware hackers.*

*Fortunately, in the case of one utility company overseeing electric for a large city in the Midwest of the United States, its ICS was not affected by a spear-phishing ransomware attack that forced the utility to shut down its computer server and phone lines for a week. Likely the result of an employee opening an email containing an infected file, the ransomware quickly locked the utility from its email, accounting system, printers, and other technologies. Only after a week of remediation was the utility able to bring its systems back online.*

---

<sup>3</sup> FORTINET, [Mapping the Ransomware Landscape: Understanding the Scope and Sophistication of the Threat](#), White Paper, 29 mai 2020.

**In another recent event, a ransomware attack shut down a natural gas compressor station for two full days, causing significant loss of productivity and revenue. The disruption represents a growing threat to the domestic energy sector, with more sophisticated attacks beginning to target the ICS.**

*[Souligné en caractère gras par nous]*

18 - On voit donc que les enjeux de sécurité informatique reliée aux systèmes de contrôles des conduites et compresseurs (et équipements connexes) sont de plus en plus importants.

Il est désormais recommandé dans la littérature favoriser la redondance de certains équipements de contrôle et sécurité informatique afin de mieux gérer le risque illustré par la récente cyberattaque pipelinière majeure aux États-Unis.

19 - Nous partageons cependant la préoccupation de confidentialité d'intragaz et en tenons compte ci-après.

20 - Nous recommandons que la Régie de l'énergie requiert qu'Intragaz dépose de façon confidentielle (avec un processus d'engagement de confidentialité par les intervenants) une preuve, incluant un rapport d'un expert indépendant en sécurité informatique, qui assurera la Régie que les nouvelles installations comptent sur des investissements en équipements (et plus particulièrement des outils de contrôle de compresseur comportant une redondance) pour protéger celles-ci contre les attaques informatiques . Les installations de compression de PDL seraient particulièrement vulnérables si le compresseur au gaz naturel n'était pas doublé d'un compresseur électrique (comme ce serait le cas à SFL).

21 - Nous logeons donc la recommandation suivante :

**RECOMMANDATION NO. 1.1.3****COMPOSANTE DE PROJET : LES SYSTÈMES DE CONTRÔLE**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie que la Régie de l'énergie requiert qu'Intragaz dépose de façon confidentielle (avec un processus d'engagement de confidentialité par les intervenants) une preuve, incluant un rapport d'un expert indépendant en sécurité informatique, qui assurera la Régie que les nouvelles installations comptent sur des investissements en équipements (et plus particulièrement des outils de contrôle de compresseur comportant une redondance) pour protéger celles-ci contre les attaques informatiques . Les installations de compression de PDL seraient particulièrement vulnérables si le compresseur au gaz naturel n'était pas doublé d'un compresseur électrique (comme ce serait le cas à SFL).

## 2

## LES COÛTS

## 2.1 LES COÛTS DE SÉCURITÉ INFORMATIQUE

22 - Les coûts d'investissements prévus des projets PDL et SFL sont déposés confidentiellement par Intragaz au dossier. Celle-ci présente à la Pièce B-0006, Intragaz-1, Doc.1, page 25, tableaux 4 et 5, ses dépenses annuelles d'opération prévues des projets PDL et SFL :

Tableau 4 – Dépenses Projet PDL

| Description                   | Dépenses estimées (\$) |
|-------------------------------|------------------------|
| Salaires et charges sociales  | 25 000                 |
| Environnement                 | 1 000                  |
| Consommables                  | 11 300                 |
| Énergie                       | 7 000                  |
| Entretien et réparations      | 41 000                 |
| Communications                | 700                    |
| Assurances, taxes, redevances | 46 000                 |
| Divers                        | 1 400                  |
| <b>Total des dépenses</b>     | <b>133 400</b>         |

Tableau 5 – Dépenses Projet SFL

| Description                   | Dépenses estimées (\$) |
|-------------------------------|------------------------|
| Salaires et charges sociales  | 25 000                 |
| Environnement                 | 11 000                 |
| Consommables                  | (23 200)               |
| Énergie                       | 5 000                  |
| Entretien et réparations      | (14 000)               |
| Roulant                       | 3 000                  |
| Communications                | 700                    |
| Assurances, taxes, redevances | 32 500                 |
| Divers                        | 1 400                  |
| <b>Total des dépenses</b>     | <b>41 400</b>          |

23 - En réponse à notre question 1.7.3 à la [Pièce B-0029, Intragaz-3, Doc.1](#), Intragaz nous confirme qu'aucune dépense marginale pour des systèmes de sécurité informatique n'est prévue dans le cadre des projets de SFL et PDL :

*Aucune dépense marginale n'est prévue relativement aux systèmes de sécurité informatique et aux mises à jour prévues dans le cadre des Projets.*

24 - Il nous semble toutefois peu probable que l'ajout de nouveaux actifs tels que ceux envisagés dans les projets de SFL et PDL et leurs systèmes de contrôle n'engendrent aucun cout additionnel quant aux systèmes de sécurité nécessaires à respecter les normes dans ce domaine ((*Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres*, DORS/99-294, <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/securite-environnement/surete/index.html>). Le Président de l'Association canadienne de pipeline d'énergie a déclaré dernièrement que c'était une course de mise à jour pour conserver une avance sur les attaques potentielles qui deviennent de plus en plus sophistiquées <sup>4</sup> :

*One of the most disruptive cyberattacks in history is drawing public attention to an issue that has long been on the radar of the Canadian pipeline industry: cybersecurity. It has been identified as one of the most serious economic and national security challenges we face, not only as an industry, but as a country.*

**Canada's pipeline industry is not only aware of this threat, it is a global leader in cyber security and has highly sophisticated protections in place to guard its infrastructure against attacks. Transmission pipeline companies have constantly evolving programs, systems and partnerships that identify and manage cyber threats. But those responsible for these criminal acts are also becoming more sophisticated and it is a race to stay ahead.**

*[Souligné en caractère gras par nous]*

---

<sup>4</sup> Chris BLOOMER, ["We're on it": Cyber security a priority for Canada's pipeline industry](#), Boereport.com, 23 juillet 2021.

25 - Il nous semble qu'Intragaz devrait déposer de façon confidentielle à la Régie de l'énergie les certifications de respect des normes de sécurités de la Régie de l'énergie du Canada pour les nouvelles installations de PDL et SFL avant leur autorisation au présent dossier. Nous comprenons que plus particulièrement que la section 47.1 de la réglementation de la Régie de l'énergie du Canada (*Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres*, DORS/99-294, a. 47, <https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-99-294/page-5.html>) demande une mise à jour du plan de sécurité qui entrainera probablement des couts annuels :

***Programme de gestion de la sécurité***

*47 La compagnie établit, met en œuvre et maintient un programme de gestion de la sécurité qui permet de prévoir, de prévenir, de gérer et d'atténuer les conditions potentiellement dangereuses et l'exposition à de telles conditions pendant les activités liées à la construction, à l'exploitation, à l'entretien, à la cessation d'exploitation ainsi qu'aux situations d'urgence.*

26 - Pour les motifs énoncés quant aux facteurs affectant les couts d'opérations, nous logeons donc la recommandation suivante :

**RECOMMANDATION NO. 1.2.1**

**LES COÛTS DE SÉCURITÉ INFORMATIQUE**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir qu'Intragaz dépose de façon confidentielle à la Régie de l'énergie les certifications de respect des normes de sécurités de la Régie de l'énergie du Canada pour les nouvelles installations de PDL et SFL avant leur autorisation au présent dossier. Nous comprenons que plus particulièrement la section 47.1 du *Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres*, DORS/99-294 demande une mise à jour du plan de sécurité qui entrainera probablement des couts annuels.

## 2.2 LES HYPOTHÈSES DE PRÉVISIONS ÉCONOMIQUES – L'INFLATION

27 - Intragaz, à la Pièce [B-0011, Intragaz-1, Doc. 6](#), page 2, présente le sommaire financier du projet de SFL :

### SOMMAIRE FINANCIER PROJET SAINT-FLAVIEN

| Hypothèses                        |       |
|-----------------------------------|-------|
| <b>Taux</b>                       |       |
| Taux d'imposition                 | 26,5% |
| Taux d'actualisation              | 6,7%  |
| Inflation présumée                | 2,0%  |
| <b>Structure du capital</b>       |       |
| Proportion de dette               | 54%   |
| Proportion d'équité               | 46%   |
| Coût de la dette                  | 5,2%  |
| Coût de l'équité                  | 8,5%  |
| Coût moyen pondéré du capital     | 6,7%  |
| <b>Taux d'amortissement</b>       |       |
| Servitudes et aménagements        | 2,5%  |
| Équipements de puits              | 3,3%  |
| Conduites de collecte             | 2,5%  |
| Mécanique et tuyauterie station   | 2,5%  |
| Bâtiments                         | 2,5%  |
| Électricité                       | 2,5%  |
| Compression                       | 3,3%  |
| Déshydratation                    | 2,5%  |
| Bouilloire                        | 5,0%  |
| Instrumentation                   | 5,0%  |
| Outillage                         | 10,0% |
| Frais réglementaires autorisation | 3,3%  |

| Résultats                                |         |
|--|---------|
| <b>Indicateurs rentabilités</b>          |         |
| Taux Rendement sur Investissements (TRI) | n/a     |
| Taux Rendement sur Équité (TRE)          | n/a     |
| PI                                       | n/a     |
| PMT                                      | >30 ans |

| Revenus requis (k\$) | Annuels | Cumulatifs | Actualisés cum. |
|----------------------|---------|------------|-----------------|
| 1 an                 | 1 213   | 1 213      | 1 136           |
| 2 ans                | 1 188   | 2 401      | 2 180           |
| 3 ans                | 1 163   | 3 564      | 3 137           |
| 4 ans                | 1 138   | 4 703      | 4 014           |
| 5 ans                | 1 114   | 5 817      | 4 819           |
| 6 ans                | 1 089   | 6 906      | 5 556           |
| 7 ans                | 1 064   | 7 970      | 6 231           |
| 8 ans                | 1 040   | 9 010      | 6 849           |
| 9 ans                | 1 015   | 10 025     | 7 414           |
| 10 ans               | 991     | 11 016     | 7 931           |
| 15 ans               | 865     | 14 720     | 9 907           |
| 20 ans               | 745     | 19 551     | 11 147          |
| 25 ans               | 737     | 23 438     | 11 878          |
| 30 ans               | 610     | 26 740     | 12 562          |



À cette même pièce [B-0012, Intragaz-1, Doc. 7](#), page 2, elle présente le sommaire financier du projet de PDL :

SOMMAIRE FINANCIER  
PROJET POINTE-DU-LAC

| Hypothèses           |       |
|----------------------|-------|
| <b>Taux</b>          |       |
| Taux d'imposition    | 26,5% |
| Taux d'actualisation | 6,7%  |
| Inflation présumée   | 2,0%  |

| Structure du capital          |      |
|-------------------------------|------|
| Proportion de dette           | 54%  |
| Proportion d'équité           | 46%  |
| Coût de la dette              | 5,2% |
| Coût de l'équité              | 8,5% |
| Coût moyen pondéré du capital | 6,7% |

| Taux d'amortissement              |       |
|-----------------------------------|-------|
| Servitudes et aménagements        | 2,5%  |
| Équipements de puits              | 3,3%  |
| Conduites de collecte             | 2,5%  |
| Mécanique et tuyauterie station   | 2,5%  |
| Bâtiments                         | 2,5%  |
| Électricité                       | 2,5%  |
| Compression                       | 3,3%  |
| Déshydratation                    | 2,5%  |
| Bouilloire                        | 5,0%  |
| Instrumentation                   | 5,0%  |
| Outillage                         | 10,0% |
| Stimulation de puits              | 5,0%  |
| Frais réglementaires autorisation | 3,3%  |

| Résultats                                |          |
|--|----------|
| <b>Indicateurs rentabilités</b>          |          |
| Taux Rendement sur Investissements (TRI) | n/a      |
| Taux Rendement sur Équité (TRE)          | n/a      |
| PI                                       | n/a      |
| PMT                                      | > 30 ans |

| Revenus requis (k\$) | Annuels | Cumulatifs | Actualisés cum. |
|----------------------|---------|------------|-----------------|
| 1 an                 | 2 105   | 2 105      | 1 973           |
| 2 ans                | 2 061   | 4 166      | 3 782           |
| 3 ans                | 2 017   | 6 183      | 5 442           |
| 4 ans                | 1 973   | 8 157      | 6 963           |
| 5 ans                | 1 930   | 10 086     | 8 356           |
| 6 ans                | 1 886   | 11 972     | 9 633           |
| 7 ans                | 1 842   | 13 814     | 10 801          |
| 8 ans                | 1 798   | 15 612     | 11 870          |
| 9 ans                | 1 755   | 17 367     | 12 847          |
| 10 ans               | 1 711   | 19 078     | 13 739          |
| 15 ans               | 1 492   | 25 478     | 17 153          |
| 20 ans               | 1 279   | 33 791     | 19 286          |
| 25 ans               | 1 356   | 41 675     | 20 818          |
| 30 ans               | 1 139   | 47 803     | 22 085          |

28 - Nous notons que le Financial Times prévoit une croissance beaucoup plus élevée qu'Intragaz de l'inflation<sup>5</sup> :



29 - En réponse à notre question 1.3.1 à la [Pièce B-0029, Intragaz-3, Doc.1](#), Intragaz nous confirme qu'elle a utilisé un taux d'inflation de 2% et qu'elle considère des variations d'inflation dans sa contingence de 15% :

*Intragaz desire rappeler que les coûts estimés des principales composantes du Projet Pointe-du-Lac, représentant environ 50 % des coûts totaux, ont été établis à la suite d'appels d'offres auprès de trois fournisseurs (Intragaz-1, Document 1, page 22 de 33, lignes 5 à 7). Ce pourcentage est de 40 % dans le cadre du Projet Saint-Flavien (Intragaz-1, Document 1, page 23 de 33, lignes 2 à 4).*

**Intragaz a utilisé une inflation de 2 % dans ses estimations de coûts des projets. Elle a cependant inclus aux prévisions de coûts des projets une**

<sup>5</sup> Chris GILES, James POLITI, Martin ARNOLD et Robin HARDING, [Why central bankers no longer agree how to handle inflation](#), Financial Time, 2 Juin 2021.

**contingence de 15 % qui offre une protection contre les incertitudes, telles que le taux d'inflation.**

*D'autres estimés de coûts n'ont pas été considérés.*

*[Souligné en caractère gras par nous]*

**30 -** Nous considérons que la contingence de 15% est suffisante pour protéger les couts de projets contre une variation importante de l'inflation dans la mesure ou des soumissions récentes ont été obtenus pour une grande partie des couts des projets.

**31 -** Nous logeons donc la recommandation suivante :

**RECOMMANDATION NO. 1.2.2**

**LES HYPOTHÈSES DE PRÉVISIONS ÉCONOMIQUES – L'INFLATION**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accueillir les sommaires financiers des projets de PDL et SFL avec une prévision inflation plus modérée de l'ordre de 2 %, ce qui est plus conservateur que les prévisions du Financial Times car Intragaz considère que la contingence de 15% qu'elle a prévue tient compte des variations éventuelles à la hausse de l'inflation.

### 2.3 LES COÛTS POUR ÉNERGIR DE L'AJOUT DE COMPRESSEURS ÉLECTRIQUES (ET LE MAINTIEN EN RÉSERVE DES COMPRESSEURS AU GAZ) – DES COÛTS NETS NÉGATIFS

32 - À la [Pièce B-0006, Intragaz-1, Doc.1](#), à la page 5, lignes 32 à 35, Intragaz indique qu'Énergir ne tient pas compte des « économies potentielles » au niveau de la fourniture :

*Énergir estime que les Projets, combinés à son projet d'ajouter une seconde conduite reliant le site SFL au réseau gazier, généreront des économies annuelles de l'ordre de 5,2 M\$2 . **À ces économies, toujours selon Énergir, s'ajoutent des économies potentielles au niveau de la fourniture.***

*[Souligné en caractère gras par nous]*

33 - Le remplacement de compresseurs au gaz naturel à SFL par des compresseurs à l'électricité entraînera des économies de gaz naturel pour Énergir (vu qu'Énergir aurait eu à payer le gaz naturel si un compresseur au gaz naturel était utilisé à SFL plutôt que d'être seulement gardé en réserve). A cette économie s'ajoute aussi des économies du *Système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE)* payable par Énergir pour ce gaz naturel, total auquel on doit soustraire évidemment les coûts d'électricité qu'Énergir s'engage à payer pour le compresseur électrique. La Régie doit tenir compte de ces économies car tant Intragaz qu'Énergir sont des entités assujetties à la Régie de l'énergie du Québec, laquelle en supervise les coûts.

34 - En réponse à notre question 1.5.2 à la [Pièce B-0029, Intragaz-3, Doc.1](#), Intragaz indique qu'elle n'est pas assujettie au SPEDE. Cependant, nous soulignons que son unique client, Énergir y est assujetti et donc que l'on doit tenir compte de toutes les économies (en gaz naturel comme en SPEDE) résultant de l'utilisation de génératrices électriques plutôt que gazières. Les économies annuelles du projet pour Énergir seraient donc augmentées de cette économie de SPEDE.

35 - Il reste toutefois un enjeu important : quelle valeur doit-on assigner au SPEDE évité par Énergir dans le cadre d'évaluation de projets à long terme (+10 ans) comme au présent dossier.

Les présents intervenants avaient déjà critiqué Hydro-Québec dans un autre dossier de la Régie (R-4110-2019) laquelle, dans son propre Plan d'approvisionnement 2020-2029 actuellement sous étude, avait (erronément selon nous) que le coût du SPEDE, à partir de son taux réel de février de 2021 de 17,80 \$US/t. CO<sub>2</sub> (c'est-à-dire 22,6 CAD/t. CO<sub>2</sub><sup>6</sup>), n'augmentera durant la suite de la décennie que d'un taux annuel de 5 % plus l'inflation prévue des États-Unis (que le Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques – RTIEÉ - avait estimé à 2,3 % par an), ce qui représente donc une croissance du SPEDE prévue par Hydro-Québec de 7,3 %/an sur la base des projections américaines décennales alors disponibles en juillet 2021.<sup>7 8</sup>

Énergir prévoit aussi, pour les années de son plan d'approvisionnement, un coût du SPEDE faible (dans sa preuve confidentielle au dossier R-4151-2021), quoique différent de la prévision également faible d'Hydro-Québec ci-dessus.

Ces faibles prévisions du coût du SPEDE nous apparaissent irréalistes. En effet, il existe désormais une taxe sur le carbone fédérale (validée par la Cour suprême) et applicable à

---

<sup>6</sup> Taux de change USD/CAD de 1,26983.

<sup>7</sup> Source du taux d'inflation des États-Unis : <https://knoema.com/kyawad/us-inflation-forecast-2021-2022-and-long-term-to-2030-data-and-charts>, consulté le 11 juillet 2021: "Different agencies' predictions differ, but most put US CPI inflation within the range of 1,6% to 2,8% percent in 2021 and around 2% in 2022. Almost all agencies concur in predicting that CPI inflation will decrease in 2022 compared to 2021. Over the longer term, up to 2024, CPI inflation in the US is expected to be around 2,3%."

<sup>8</sup> **REGROUPEMENT POUR LA TRANSITION, L'INNOVATION ET L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES (RTIEÉ)**, Dossier R-4119-2019, Phase 1, [Pièce C-RTIEÉ-0049, RTIEÉ-1, Document 5](#), Coûts évités 2020-2029 en énergie dans les réseaux autonomes : Comparaison de deux scénarios quant à la prévision de la valeur du SPEDE, pages 1 à 4.

toutes les provinces canadiennes n'ayant pas leur propre système tel que le SPEDE québécois. Cette taxe est des montants suivants :

| Année Civile | Scénario SPEDE identique à la taxe fédérale sur le carbone ( \$CAN/t CO <sub>2</sub> ) |
|--------------|--|
| 2022         | 50   |
| 2023         | 65   |
| 2024         | 80   |
| 2025         | 95   |
| 2026         | 110  |
| 2027         | 125  |
| 2028         | 140  |
| 2029         | 155  |
| 2030         | 170  |

Il nous semble manifestement plus probable qu'improbable que le SPEDE québécois (combiné à d'autres taxes faisant partie des outils à la disposition du Québec) va nécessairement s'ajuster aux taux de la taxe fédérale. Prétendre le contraire équivaudrait à prévoir qu'une dysfonction politique, environnementale et économique majeure surviendra prochainement au Québec qui ferait basculer cette province de sa position (actuelle et continue depuis de nombreuses années) de *leader* en matière de lutte aux changements climatiques à une soudaine nouvelle position de cancre en telle matière, de sorte que le Québec deviendrait soudainement pire que toutes les autres provinces canadiennes et se transformerait en paradis des pollueurs (où le droit de polluer deviendrait moins cher que partout ailleurs au Canada). Prétendre que le SPEDE québécois sera plus faible (et même substantiellement plus faible) que la taxe fédérale sur le carbone revient à faire de la politique-fiction irréaliste.

Le gouvernement du Québec dispose en effet de tous les pouvoirs nécessaires lui permettant, dans un contexte de marché du carbone avec la Californie, de hausser le coût du SPEDE simplement en créant une rareté des droits d'émission qu'il émet périodiquement aux grands émetteurs du Québec.

L'économiste Pierre-Olivier Pineau prévoit effectivement une telle intervention de la part du gouvernement du Québec, laquelle ferait passer l'actuel signal de prix du SPEDE basé sur un « prix plancher » à un signal de prix basé sur un « prix plafond » résultant du plafond des droits d'émission mis en circulation :

**Pierre-Olivier PINEAU, avec la collaboration de Simon LANGLOIS-BERTRAND, Équivalence du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES au Québec (SPEDE) avec les exigences du fédéral en termes de tarification du carbone, Montréal, Janvier 2018, <https://www.cirano.qc.ca/files/publications/2018RP-01.pdf> :**

Pages 3-4 : Le Québec peut cependant avoir confiance en son approche en raison de réductions moins coûteuses possibles en Californie (l'autre membre actuel du marché du carbone, auquel l'Ontario va se joindre en 2018) et d'**un prix qui pourrait augmenter de lui-même de manière à forcer des réductions, si les émissions se rapprochaient trop du plafond fixé.**

Page 4 : [L'on doit] **Faire une comparaison entre les plafonds québécois et le signal de prix fédéral et ne pas comparer uniquement le signal de prix découlant des deux mécanismes.**

Pages 16-17 : 2.5 Réductions locales et réductions régionales - **l'importance du plafond [...]**

**Dans un marché du carbone avec plafond d'émission, comme le SPEDE, deux phénomènes garantissent la réduction des émissions : soit les réductions ont lieu dans une autre sous-région participant au marché du carbone, et le prix reste relativement peu élevé ; soit le prix de la tonne de GES grimpe et devient plus dissuasif, induisant ainsi une réduction des GES et le respect de la cible.**

Page 25 : En effet, **avec son plafond ferme, le prix évoluera naturellement vers un niveau permettant d'atteindre la cible et de respecter le plafond.**

Page 28 : [L'on doit] **Reconnaître le rôle des plafonds dans le SPEDE. Les plafonds d'émissions décroissants du SPEDE sont un élément clé de l'approche québécoise, qui a le potentiel de grandement influencer le signal de prix. Simplement comparer le prix plancher, qui est une borne inférieure, et le signal de prix fédéral n'offre qu'une vision partielle de la rigueur des deux approches.**

[Souligné en caractère gras par nous]

**Pierre-Olivier PINEAU (HEC Montréal), *Marché du carbone québécois : état des lieux et perspectives 2030*, 26 novembre 2020, [https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2020/11/PPT\\_Pineau\\_SPEDE\\_26nov2020.pdf](https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2020/11/PPT_Pineau_SPEDE_26nov2020.pdf) :**

**Page 25 : Avec la décroissance des plafonds, on se dirige dans les années à venir vers une pénurie de droits d'émission. Le prix plafond va transformer le SPEDE en taxe sur le carbone – la notion de plafond d'émission sera perdue.**

*[Souligné en caractère gras par nous*

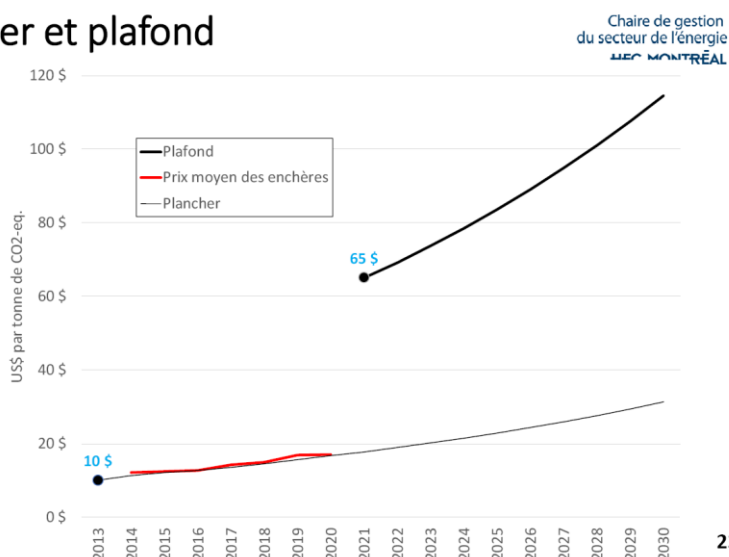
Page 23 :

### Prix plancher et plafond

Prix plancher:  
10 US\$ en 2013  
+ 5 % + inflation

Prix plafond:  
65 US\$ en 2021  
+ 5 % + inflation

*Inflation estimée à  
1,5 % à partir de 2021*



23

Et même si la présence de la Californie dans le marché du carbone restreignait la capacité du Québec, par plafonnement de ses droits d'émission mis en circulation, de hausser le prix du SPEDE, le gouvernement du Québec dispose d'autres outils de taxation supplémentaires qu'il peut moduler à sa guise afin que le total des coûts du carbone au Québec équivaille au taux de la taxe fédérale sur le carbone. L'économiste Pierre-Olivier Pineau souligne à cet égard, avec justesse, que le SPEDE et les autres outils de taxation du Québec, applicables au carbone, doivent être vus comme un tout :



Pierre-Olivier PINEAU, avec la collaboration de Simon LANGLOIS-BERTRAND, Équivalence du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES au Québec (SPEDE) avec les exigences du fédéral en termes de tarification du carbone, Montréal, Janvier 2018, <https://www.cirano.qc.ca/files/publications/2018RP-01.pdf> :

Page 3 : **Autres prix du carbone.** Au-delà du prix du carbone existant au Québec grâce au marché du carbone, **beaucoup de carburants au Québec sont davantage taxés que dans les autres provinces canadiennes.** En **réinterprétant ces taxes plus élevées sur les carburants comme une taxe sur le carbone,** spécifique aux carburants, alors le prix moyen pondéré du carbone au Québec en 2020 monte à 18,39\$/t ou même à 27,39\$/t, selon ce qu'on inclut comme coûts supplémentaires déjà présents au Québec par rapport aux autres provinces canadiennes.

Page 4 : [L'on doit] **Reconnaître le rôle que peuvent jouer certaines taxes provinciales sur les carburants comme outils de tarification du carbone.**

Pages 25-26 : **Le Québec a en effet déjà en place une série de mesures qui peuvent être qualifiées de « complémentaires » à la tarification du carbone.** Ces mesures permettent de dire qu'en réalité, par rapport aux autres provinces et à l'approche fédérale, le Québec a une approche plus rigoureuse que celle du fédéral. Parmi ces mesures complémentaires, voici celles qui **correspondent directement à un surcoût imposé sur certains carburants.**

Page 28 : **Reconnaître les taxes sur les carburants. Toute fiscalité supplémentaire sur les carburants existant au Québec devrait compter comme étant une « taxe sur le carbone » dans l'analyse comparée des approches québécoises et fédérales.** Dans les faits, le Québec taxe plusieurs produits pétroliers de manière plus importante que les autres provinces canadiennes. **C'est l'équivalent d'une taxe sur le carbone, restreinte à ce secteur qui n'existe pas ailleurs au Canada.**

Pages 30-31 : il serait judicieux de s'assurer que la couverture de l'approche fédérale soit mieux définie (choix entre la taxe ou le RTFR et choix des normes de « meilleur rendement »), que les seuils d'émission et type de GES couverts soit compatibles et **que le niveau supérieur de taxation sur les carburants, au Québec, soit pleinement reconnu comme une forme de tarification du carbone.** Il serait également pertinent de s'assurer d'effectuer une comparaison entre les plafonds

québécois et le signal de prix fédéral et ne pas comparer uniquement le signal de prix découlant des deux mécanismes

[Souligné en caractère gras par nous]

**36 -** Pour l'ensemble de ces motifs, nous croyons qu'Intragaz devrait présenter des économies supplémentaires annuelles pour son unique client Énergir qui tiennent compte à la fois des économies de gaz naturel et aussi du SPEDE étant associé (que l'on prévoirait au même niveau que la taxe fédérale sur le carbone, ce qu'il est raisonnable de prévoir). Nous avons donc calculé pour le projet de SFL ces économies additionnelles de SPEDE pour Énergir dans le cas d'une conversion à un compresseur à l'électricité qui ne garderait le compresseur au gaz qu'en réserve :

| <b>Calcul de l'économie de SPEDE pour le projet de SFL</b> |  |                   |                     |
|--|--|-------------------|---------------------|
| Année Civile   | Scénario SPEDE identique à la taxe fédérale sur le carbone ( \$CAN/t CO <sub>2</sub> ) | T CO <sub>2</sub> | Coût SPEDE          |
| 2022   | 50   | 5,000             | 250,000 \$          |
| 2023   | 65   | 5,000             | 325,000 \$          |
| 2024   | 80   | 5,000             | 400,000 \$          |
| 2025   | 95   | 5,000             | 475,000 \$          |
| 2026   | 110  | 5,000             | 550,000 \$          |
| 2027   | 125  | 5,000             | 625,000 \$          |
| 2028   | 140  | 5,000             | 700,000 \$          |
| 2029   | 155  | 5,000             | 775,000 \$          |
| 2030   | 170  | 5,000             | 850,000 \$          |
|  |  |                   | <b>4,950,000 \$</b> |

37 - Nous avons donc recalculé le tableau 7 de la [Pièce B-0006, Intragaz-1, Doc.1](#), page 29, pour y intégrer ces économies :

|   | PROJET SFL       |              |
|---|------------------|--------------|
|   | Solution retenue | Scénario gaz |
| <b>Puissance de compression</b>               | 3 800 hp         | 3 750 hp     |
| <b>Compresseurs de secours</b>                | 100 %            | 100 %        |
| <b>Réduction GES</b>                          | 5 000 tonnes     | Aucune       |
| <b>Investissements nets (k\$)</b>             | 10 578           | 13 144       |
| <b>Coût de service (k\$)</b>                  | 1 115            | 1 621        |
| <b>Coût marginal électricité ou gaz (k\$)</b> | 375              | 1919         |
| <b>Coût marginal SPEDE (k\$)</b>              | 4 950            | 0            |
| <b>Coût total pour Énergir (k\$)</b>          | (3 475)          | 1 640        |

38 - On remarque ainsi que le coût du compresseur du projet de SFL pour Énergir serait un coût négatif (un gain net), résultat de l'économie de SPEDE.

**39 -** Il serait important pour Intragaz de compléter une analyse similaire pour un scénario de conversion à un compresseur électrique à PDL, ce qui rehausserait manifestement considérablement la rentabilité de ce scénario. De là, la Régie disposerait des informations requises lui permettant de décider d'autoriser ou non le Projet tel que soumis ou au contraire de demander à Intragaz de lui soumettre pour approbation un Projet modifié incluant un compresseur électrique à PDL. Pour l'ensemble des motifs environnementaux, économiques et de sécurité contre les cyberattaques énumérés au présent mémoire, c'est d'ailleurs ce que nous recommandons à la Régie.

**40 -** S'il y avait conversion à un compresseur à l'électricité (qui ne garderait le compresseur au gaz) qu'en réserve également à PDL (comme à SFL), l'économie de SPEDE pour Énergir serait en effet la suivante :

| Année Civile | Scénario SPEDE identique à la taxe fédérale sur le carbone ( \$CAN/t CO <sub>2</sub> ) | T CO <sub>2</sub> | Coût SPEDE |
|--------------|--|-------------------|------------|
| 2022         | 50   | 550               | 27,500 \$  |
| 2023         | 65   | 550               | 35,750 \$  |
| 2024         | 80   | 550               | 44,000 \$  |
| 2025         | 95   | 550               | 52,250 \$  |
| 2026         | 110  | 550               | 60,500 \$  |
| 2027         | 125  | 550               | 68,750 \$  |
| 2028         | 140  | 550               | 77,000 \$  |
| 2029         | 155  | 550               | 85,250 \$  |
| 2030         | 170  | 550               | 93,500 \$  |
|              |  |                   | 544,500 \$ |

**41 -** Cette économie de SPEDE pour Énergir (conversion à un compresseur à l'électricité qui ne garderait le compresseur au gaz qu'en réserve également à PDL) s'ajouterait aux autres économies et coût en gaz pour un projet de compresseur à PDL, qu'il y aurait lieu de recalculer selon le modèle du tableau 7 de la [Pièce B-0006, Intragaz-1, Doc.1](#), page 29, tel qu'ajusté ci-haut.

42 - Nous logeons donc la recommandation suivante :

**RECOMMANDATION NO. 1.2.3****LES COÛTS POUR ÉNERGIR DE L'AJOUT DE COMPRESSEURS ÉLECTRIQUES (ET LE MAINTIEN EN RÉSERVE DES COMPRESSEURS AU GAZ) – DES COÛTS NETS NÉGATIFS**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir qu'Intragaz, dans l'évaluation des coûts pour Énergir de l'ajout de compresseurs électriques (et le maintien en réserve des compresseurs au gaz) tienne compte tant des économies de gaz que des économies du SPEDE (qui serait prévu au même niveau que la taxe fédérale sur le carbone, ce qu'il est raisonnable de prévoir).

Le coût du compresseur du projet de SFL pour Énergir passerait ainsi de 1,475 k\$ à un gain de 3 475 k\$.

Il serait important pour Intragaz de compléter une analyse similaire pour un scénario de conversion à un compresseur électrique à PDL, ce qui rehausserait manifestement considérablement la rentabilité de ce scénario. De là, la Régie disposerait des informations requises lui permettant de décider d'autoriser ou non le Projet tel que soumis ou au contraire de demander à Intragaz de lui soumettre pour approbation un Projet modifié incluant un compresseur électrique à PDL. Pour l'ensemble des motifs environnementaux, économiques et de sécurité contre les cyberattaques énumérés au présent mémoire, c'est d'ailleurs ce que nous recommandons à la Régie.

## 3

**UNE « DÉCISION FAVORABLE » DE LA RÉGIE SUR « LA CONSTRUCTION » ET SUR « L'UTILISATION » DU PIPELINE DE POINTE-DU-LAC, SUIVANT L'ARTICLE 118 DE LA LOI SUR LES HYDROCARBURES**

43 - Le présent dossier constitue le second cas d'exercice, par la Régie de l'énergie, de sa nouvelle juridiction instituée par selon les articles 118-120 de la [Loi sur les hydrocarbures, R.L.R.Q. c. H-4.2](#). Le premier cas était survenu dans la [Décision D-2019-066](#) du Dossier R-4034-2018 Phase 2.

Vu la nouveauté de cette juridiction, il est particulièrement important de s'assurer de bien poser les principes applicables.

44 - Les articles 118-120 de la [Loi sur les hydrocarbures, R.L.R.Q. c. H-4.2](#), ainsi que les articles 42 et 44 à 47 de cette même *Loi* auxquels ils réfèrent, se lisent comme suit. Nous en soulignons certains aspects pour les fins du présent mémoire :

**LOI SUR LES HYDROCARBURES, R.L.R.Q. c. H-4.2****SECTION II – DÉCISION DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**118.** *Toute personne qui désire construire ou utiliser un pipeline doit soumettre son projet à la Régie de l'énergie et obtenir une décision favorable de celle-ci.*

*La demande doit être accompagnée des renseignements et des documents que le gouvernement détermine par règlement.*

**119.** *La Régie de l'énergie rend une décision favorable lorsqu'elle estime que le projet correspond aux meilleures pratiques généralement reconnues pour assurer la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource et qu'il répond aux normes que le gouvernement détermine par règlement. Dans sa décision, elle*

**mentionne les conditions qu'elle estime nécessaires à la réalisation du projet.**

La Régie transmet sa décision au ministre.

120. Les articles 42 et 44 à 47 s'appliquent au présent chapitre, compte tenu des adaptations nécessaires.

**RÉFÉRENCE**

**42. La Régie peut, à tout moment, demander au titulaire de lui fournir des renseignements additionnels, d'approfondir certaines questions ou d'entreprendre certaines recherches qu'elle estime nécessaires afin de compléter son analyse du projet.**

44. Le gouvernement détermine, par règlement, les documents requis pour l'étude de la demande par la Régie ainsi que les éléments dont elle doit tenir compte et ceux sur lesquels elle doit se prononcer.

45. La Régie transmet sa décision au ministre qui la soumet au gouvernement afin que ce dernier puisse se prononcer sur la demande d'autorisation prévue à l'article 31.5 de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2).

46. Toute modification au projet de production ou de stockage d'hydrocarbures doit être soumise à la Régie. Si elle estime que le projet présente une modification substantielle, elle procède à son examen. La présente sous-section s'applique à ce nouvel examen, compte tenu des adaptations nécessaires.

47. Aux fins de remplir les fonctions prévues à la présente sous-section, la Régie peut exercer les pouvoirs que lui attribue la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) dans la mesure où ceux-ci ne sont pas inconciliables avec la présente loi.

[Souligné en caractère gras par SÉ-AQLPA]

45 - Les articles 118, 120 et 121 du [Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et sur l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline, R.R.Q. c. H-4.2, r. 3](#) ajoutent ce qui suit. Nous en soulignons certains aspects pour les fins du présent mémoire :

**RÈGLEMENT SUR LES LICENCES D'EXPLORATION, DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE D'HYDROCARBURES ET SUR L'AUTORISATION DE CONSTRUCTION OU D'UTILISATION D'UN PIPELINE, R.R.Q. C. H-4.2, R. 3**

*118. Celui qui désire obtenir une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline soumet à la Régie de l'énergie, pour qu'elle se prononce sur son projet de construction ou d'utilisation d'un pipeline, les documents et renseignements suivants :*

- 1° une description détaillée du projet ainsi que le contexte qui le justifie;*
- 2° pour un projet de construction, un programme technique de construction du pipeline, signé et scellé par un ingénieur, qui porte notamment sur les équipements, les outils, les matériaux d'assemblage ainsi que sur les systèmes de mesure, de contrôle et de sécurité;*
- 3° une carte à l'échelle 1: 10 000 illustrant les installations réelles ou envisagées, y compris tous ses éléments, **le tracé réel ou projeté du pipeline**, et le respect des distances prévues à l'article 131;*
- 4° **les critères employés pour déterminer le tracé projeté**, le cas échéant;*
- 5° une description de l'emplacement et de la superficie des aires de travail temporaires;*
- 6° le calendrier d'exécution des travaux de construction, **d'utilisation**, d'entretien et de mise hors service temporaire ou définitive du pipeline, incluant notamment une description détaillée de chaque activité prévue;*
- 7° une démonstration, signée et scellée par un ingénieur, que la conception du pipeline, incluant notamment la construction, l'utilisation, l'entretien et la mise hors service temporaire ou définitive, est conforme aux normes prévues à l'article 132 et qu'elle assure la sécurité des personnes et des biens, et la protection de l'environnement;*
- 8° une estimation des coûts ventilés des travaux de construction, **d'utilisation**, d'entretien et de mise hors service temporaire ou définitive, ainsi que des revenus envisagés pour l'utilisation du pipeline;*
- 9° la liste des permis, des licences et des autorisations nécessaires à la réalisation du projet;*
- 10° la liste des licences d'exploration, de production et de stockage en vigueur sur le territoire visé par le projet de pipeline et, le cas échéant, son lien d'affaires avec leurs titulaires;*
- 11° les partenaires, leurs intérêts respectifs ainsi que leurs capacités techniques et financières à réaliser le projet;*



- 12° un bilan des consultations publiques réalisées préalablement au dépôt du projet;
- 13° **la description des mesures d'atténuation envisagées pour harmoniser l'utilisation du territoire et pour minimiser les perturbations sur les communautés locales et sur l'environnement.**

Au besoin et en fonction des milieux traversés par le tracé du pipeline, la personne qui désire obtenir une autorisation peut, aux fins du paragraphe 3° du premier alinéa, soumettre plusieurs types de cartes dont notamment une carte topographique et une carte bathymétrique. [...]

120. Lors de l'examen du projet, la Régie de l'énergie doit **notamment** tenir compte des éléments suivants :

- 1° la probabilité de réalisation du projet;
- 2° **les impacts économiques positifs et négatifs;**
- 3° la conception du pipeline, incluant notamment les travaux de construction, **d'utilisation**, d'entretien et de mise hors service temporaire ou définitive;
- 4° les besoins en collecte et en transport d'hydrocarbures sur le territoire visé par le projet.

121. Lorsqu'elle rend sa décision, la Régie de l'énergie **doit notamment se prononcer** sur **la pertinence économique globale du projet** et sur **sa conformité avec les meilleures pratiques généralement reconnues.**

[Souligné en caractère gras par SÉ-AQLPA]

46 - La Régie de l'énergie, lorsqu'elle exerce sa juridiction suivant les articles 118-120 de la [Loi sur les hydrocarbures, R.L.R.Q. c. H-4.2](#), est aussi sujette à l'article 5 de la [Loi sur la Régie de l'énergie, R.L.R.Q. c. R-6.01](#), qui se lit comme suit. Nous en soulignons certains aspects pour les fins du présent mémoire :

**LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE, R.L.R.Q. c. R-6.01**

**5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.**

*[Souligné en caractère gras par SÉ-AQLPA]*

Cet article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* est applicable à notre présent dossier car il s'applique, de plein droit, à l'ensemble des fonctions de la Régie de l'énergie, quelle que soit sa source législative.

De plus, nous notons que, suivant l'article 47 de la [Loi sur les hydrocarbures, R.L.R.Q. c. H-4.2](#) (applicable ici par l'effet de l'article 120 de cette dernière *Loi*), la Régie peut exercer « les pouvoirs que lui attribue la [Loi sur la Régie de l'énergie \(chapitre R-6.01\)](#) dans la mesure où ceux-ci ne sont pas inconciliables avec la [*Loi sur les hydrocarbures*] ». Or le mot « pouvoir » de cet article 47 désigne ici manifestement non seulement les juridictions substantives de la Régie (ce que l'article 5 LRÉ n'est pas, selon la jurisprudence) mais aussi les « pouvoirs dans l'exercice de ses fonctions », tel que par exemple l'exercice des « pouvoirs » des commissaires nommés en vertu de la [Loi sur les commissions d'enquête, R.L.R.Q., c. C-37](#), applicables selon l'article 35 de la [Loi sur la Régie de l'énergie, R.L.R.Q. c. R-6.01](#). Entendu dans ce sens, l'article 5 de la [Loi sur la Régie de l'énergie, R.L.R.Q. c. R-6.01](#) constitue donc manifestement un des « pouvoirs dans l'exercice de ses fonctions » visé par l'article 47 de la [Loi sur les hydrocarbures, R.L.R.Q. c. H-4.2](#). Mais de toute manière, il n'est pas nécessaire qu'il le soit, puisque, tel qu'énoncé plus haut, l'article 5 de la [Loi sur la Régie de l'énergie, R.L.R.Q. c. R-6.01](#) s'applique déjà de plein droit à l'ensemble de ses fonctions.

47 - Il ressort des textes législatifs et réglementaires susdits les aspects suivants :

- **Il ne suffit pas pour la Régie de vérifier que le Projet respecte les normes applicables** (ce dont traite le [Rapport Alphard, B-0008, Intragaz-1, Doc.3](#), page 8 Page Adobe 13). La Régie doit aussi s'assurer de « *la pertinence économique globale du projet et sur sa conformité avec les **meilleures pratiques généralement reconnues*** » (selon l'article 121 précité du *Règlement*) **pour assurer la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement** » (article 119 de la Loi), ces pratiques comprenant notamment « *la description des mesures d'atténuation envisagées pour harmoniser l'utilisation du territoire et pour minimiser les perturbations sur les communautés locales et sur l'environnement* » (selon l'article 118 al. 1 (13<sup>o</sup>) précité du *Règlement*).
- Même lorsque la Régie de l'énergie rend une « *décision favorable* » au Projet, elle peut ainsi l'assortir de « **conditions** », suivant l'article 119 précité de la [Loi sur les hydrocarbures, R.L.R.Q. c. H-4.2](#), ce qui permet de tenir compte de l'ensemble de ces considérations.

48 - À ces sujets, le rapport Alphard rapport la firme d'ingénierie Alphard ( [Pièce B-0008, Intragaz-1, Doc.3](#) )fournit les renseignements suivants :

Page 4 :

#### **4. CRITÈRES DE DÉTERMINATION DU TRACÉ**

*Le tracé projeté se trouve en quasi-totalité sur la propriété d'INTRAGAZ, sur des terrains qui sont présentement utilisés à des fins industrielles suite à une autorisation de la CPTAQ permettant une utilisation autre que l'agriculture depuis 1990. Il est composé de plusieurs petits tronçons. Les critères suivants ont été utilisés pour la détermination du tracé des conduites :*

- Évitement des cours d'eau, des milieux humides de la bande riveraine pour minimiser l'impact sur l'environnement et simplifier les travaux de construction et d'entretien.
- Tracé parallèle aux conduites existantes. Par souci de simplicité et lorsqu'applicable, chaque nouveau tronçon de 168 mm aura un tracé identique (parallèle) à la conduite existante de 114,3 mm reliant le même puits à la conduite principale.
- Tracé le plus court respectant les critères ci-dessus pour chaque tronçon.
- Les tracés sont considérés comme sécuritaires.

Page 14 :

### **13. MESURES D'ATTÉNUATION**

Le Projet mobilisera plusieurs fournisseurs et entrepreneurs du Québec et de la région. Il est prévu que son exécution aura un impact socioéconomique positif. Le tracé des conduites se trouve sur des terrains utilisés à des fins industrielles, faisant l'objet d'une autorisation par la CPTAQ et appartenant en très grande partie à INTRAGAZ. Les mesures d'atténuation suivantes seront mises en place pour harmoniser l'utilisation du territoire et pour minimiser les perturbations sur les communautés locales et sur l'environnement.

#### **13.1 Choix du tracé des conduites**

##### **13.1.1 Évitement des traverses de cours d'eau et des milieux humides**

Le tracé a été conçu pour éviter les traverses de cours d'eau, les milieux humides et minimiser les travaux à l'intérieur de la bande riveraine des cours d'eaux

##### **13.1.2 Propriété des terrains**

Le tracé des conduites souterraines visées par la présente demande d'examen se trouve sur des terrains dont INTRAGAZ est propriétaire, sauf une petite portion reliant le puits B-262. Ce puits se trouve sur un droit de superficie qu'Intragaz détient avec un cédant. La servitude de raccordement a été autorisée par la CPTAQ mais n'a jamais été exercée.

##### **13.1.3 Tracé le plus court**

Le tracé choisi pour chaque tronçon est le plus court respectant les critères énumérés ci-dessus. De cette façon, la durée et l'étendue des travaux sont minimisées, réduisant l'impact sur la communauté et sur l'environnement. Le tracé ne traverse aucune voie de circulation publique ni aucun cours d'eau.

### **13.2 Séquence de construction**

Les travaux seront exécutés en sections subséquentes, afin de réduire le temps entre le début des travaux et la remise en état des aires de travail à chaque point du tracé.

### **13.3 Communications**

Le propriétaire du terrain pour le raccordement du puits B-262 sera avisé avant le début des travaux. La durée prévue des travaux lui sera communiquée et un numéro de rappel sera mis à sa disposition pour lui permettre d'obtenir plus d'informations.

49 - Ces informations dénotent un souci par Intragaz de respecter les meilleures pratiques généralement reconnues pour assurer la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement. Nous nous en déclarons satisfaits.

50 - Il demeure cependant un élément majeur non couvert par le Rapport Alphard et dont nous avons traité plus haut au présent rapport : la proposition d'Intragaz de ne pas installer de compresseur électrique à PDL (en gardant en réserve le compresseur au gaz), ce qui amènerait des avantages tant environnementaux, qu'économiques pour Énergir (le gaz et le SPEDE évités) et du point de vue de la sécurité informatique contre une cyberattaque.

Nous nous sommes demandés si ces aspects faisaient partie ou non de ce que la Régie a le devoir d'évaluer, du point de vue des « *meilleures pratiques* » en vertu des articles 118-120 de la [Loi sur les hydrocarbures, R.L.R.Q. c. H-4.2](#) et des articles 118, 120 et 121 du [Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et sur l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline, R.R.Q. c. H-4.2, r. 3](#).

Nous en arrivons à la conclusion que ces aspects font partie de l'examen par la Régie a le devoir d'évaluer, du point de vue des « *meilleures pratiques* ». En effet :

- Ce n'est pas seulement l'activité de construction du pipeline qui requiert une autorisation par la Régie articles 118-120 de la [Loi sur les hydrocarbures, R.L.R.Q.](#)

- c. H-4.2. C'est aussi l'**activité distincte d'utilisation** d'un tel pipeline. Suivant l'article 118 de cette *Loi*. Les articles 118 al. 1 (6<sup>o</sup>) et (8<sup>o</sup>) et 120 du [Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et sur l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline, R.R.Q. c. H-4.2, r. 3](#) font aussi référence à l'**utilisation**.
- Vu que l'**utilisation** fait partie du champ d'examen de la Régie, il nous semble par ailleurs, que les meilleures pratiques généralement reconnues pour assurer la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement selon l'article 119 de cette *Loi* (incluant « *la description des mesures d'atténuation envisagées pour [...] minimiser les perturbations sur les communautés locales et sur l'environnement* » selon l'article 118 al. 1 (13<sup>o</sup>) précité du *Règlement*) incluent notamment **la réduction des GES et la sécurité accrue contre une cyberattaque qu'amènerait un compresseur électrique (avec maintien en réserve du compresseur au gaz)**.
  - Enfin, suivant les articles 120 et 121 du [Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et sur l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline, R.R.Q. c. H-4.2, r. 3](#), le champ d'examen de la Régie inclut aussi « **les impacts économiques positifs et négatifs** » et « **la pertinence économique globale du projet** ». Il n'est d'ailleurs pas rare qu'un examen à base environnementale inclut les aspects économiques; c'est le cas dans tous les dossiers du BAPE, suivant les principes d'intérêt public et de développement durable. Cela inclut donc ici les économies pour Énergir résultant des coûts de gaz et SPEDE évités par un compresseur électrique.

51 - Pour l'ensemble de ces motifs, nous recommandons à la Régie de l'énergie d'exercer son pouvoir d'assortir sa décision favorable au Projet PDL de « construction » et d' « utilisation » de pipeline selon l'article 118 de la [Loi sur les hydrocarbures, R.L.R.Q. c. H-4.2](#) de la condition suivante selon l'article 119 de cette même *Loi*: installer un

compresseur électrique à PDL (en gardant en réserve le compresseur au gaz), ce qui amènerait des avantages tant environnementaux, qu'économiques pour Énergir (le gaz et le SPEDE évités) et du point de vue de la sécurité informatique contre une cyberattaque.

52 - De plus, tel qu'indiqué précédemment, nous recommandons à la Régie de l'énergie qu'Intragaz fasse compléter et déposer une version révisée du rapport de la firme d'ingénierie Alphard qui comprenne le puit B-264 et sa conduite d'alimentation les références techniques nécessaires et dépose son emplacement sur la carte de localisation.

**RECOMMANDATION NO. 1.3****UNE « DÉCISION FAVORABLE » DE LA RÉGIE SUR « LA CONSTRUCTION » ET SUR « L'UTILISATION » DU PIPELINE DE POINTE-DU-LAC, SUIVANT L'ARTICLE 118 DE LA LOI SUR LES HYDROCARBURES**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'exercer son pouvoir d'assortir sa décision favorable au Projet PDL de « construction » et d' « utilisation » de pipeline selon l'article 118 de la [Loi sur les hydrocarbures, R.L.R.Q. c. H-4.2](#) de la condition suivante selon l'article 119 de cette même *Loi* : installer un compresseur électrique à PDL (en gardant en réserve le compresseur au gaz), ce qui amènerait des avantages tant environnementaux, qu'économiques pour Énergir (le gaz et le SPEDE évités) et du point de vue de la sécurité informatique contre une cyberattaque.

De plus, tel qu'indiqué précédemment, nous recommandons à la Régie de l'énergie qu'Intragaz fasse compléter et déposer une version révisée du rapport de la firme d'ingénierie Alphard qui comprenne le puit B-264 et sa conduite d'alimentation les références techniques nécessaires et dépose son emplacement sur la carte de localisation.

4

**CONCLUSION**

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

54 - Le tout, respectueusement soumis.

---