

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2020-007

R-4109-2019

22 janvier 2020

---

**PRÉSENT :**

Sylvie Durand  
Régisseur

---

**Énergir s.e.c.**  
Demanderesse

et

**Observateurs dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision finale et sur la demande de traitement  
confidentiel**

*Demande d'autorisation pour réaliser un projet d'extension  
de réseau entre Saint-Henri et Montmagny*



**Demanderesse :**

**Énergir, s.e.c.**  
**représentée par M<sup>e</sup> Philip Thibodeau.**

**Observateurs :**

**Environnement Vert Plus et Fondation Coule pas chez nous**  
**représentés par M. Pascal Bergeron;**

**Montmagny en transition.**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. DEMANDE .....</b>	<b>5</b>
<b>2. CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE.....</b>	<b>6</b>
<b>3. MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET .....</b>	<b>6</b>
<b>4. LE PROJET.....</b>	<b>7</b>
4.1 Description du projet .....	7
4.2 Justification du projet .....	10
4.3 Autres solutions envisagées.....	12
4.4 Coûts associés au Projet .....	12
4.5 Impact tarifaire .....	13
4.6 Impact sur la qualité et la prestation du service .....	14
4.7 Autorisations exigées en vertu d'autres lois.....	15
4.8 Commentaires des personnes intéressées .....	15
4.9 Opinion de la Régie .....	19
<b>5. CRÉATION D'UN COMPTE DE FRAIS REPORTÉS .....</b>	<b>21</b>
<b>6. DEMANDE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL .....</b>	<b>21</b>
<b>DISPOSITIF .....</b>	<b>22</b>

## 1. DEMANDE

[1] Le 22 octobre 2019, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande afin d'obtenir l'autorisation requise pour réaliser un projet d'investissement évalué à 55,2 M\$ visant l'extension du réseau gazier entre Saint-Henri et Montmagny (le Projet). Cette demande est présentée en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi) et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (le Règlement).

[2] Énergir demande également la création d'un compte de frais reportés (CFR) afin d'y inscrire les coûts reliés au Projet, jusqu'à leur intégration dans le coût de service d'Énergir pour l'année tarifaire 2020-2021. Elle demande aussi à la Régie d'interdire la divulgation des informations caviardées relatives au coût du Projet jusqu'à sa finalisation. Elle dépose les versions intégrales sous pli confidentiel<sup>3</sup>.

[3] Le 31 octobre 2019, la Régie publie un avis aux personnes intéressées sur son site internet, indiquant qu'elle compte procéder à l'étude de la demande du Distributeur par voie de consultation.

[4] Le 7 novembre 2019, la Régie transmet sa demande de renseignements n° 1 (DDR) au Distributeur. Énergir y répond le 19 novembre 2019 et demande qu'un traitement confidentiel soit ordonné à l'égard des informations caviardées<sup>4</sup>.

[5] Le 28 novembre 2019, M. Pascal Bergeron, porte-parole d'*Environnement Vert Plus* et Président du conseil d'administration de la *Fondation Coule pas chez nous* dépose ses commentaires et demande le statut d'intervenant<sup>5</sup>. Ce même jour, le comité de citoyens *Montmagny en transition* dépose ses commentaires<sup>6</sup>. Le 5 décembre 2019, Énergir répond à ces commentaires<sup>7</sup> et le 10 décembre 2019, les personnes intéressées y répliquent<sup>8</sup>.

---

<sup>1</sup> [RLRQ, c. R-6.01.](#)

<sup>2</sup> [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

<sup>3</sup> Pièce [B-0006](#) (révisée comme pièces [B-0018](#) et [B-0022](#)) et pièce [B-0010](#). Les versions intégrales sont déposées sous pli confidentiel comme pièce B-0007 (révisée comme pièces B-0019 et B-0023) et comme pièce B-0011.

<sup>4</sup> Pièce [B-0024](#), dont la version intégrale est déposée sous pli confidentiel comme pièce [B-0025](#).

<sup>5</sup> Pièces [D-0001](#), [D-0002](#) et [D-0003](#).

<sup>6</sup> Pièce [D-0004](#).

<sup>7</sup> Pièce [B-0026](#).

<sup>8</sup> Pièces [D-0005](#) et [D-0006](#).

[6] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les demandes d'autorisation du Projet et de la création d'un compte de frais reportés (CFR) et sur la demande de traitement confidentiel.

## 2. CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE

[7] Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie autorise Énergir à réaliser le Projet, tel que soumis, ainsi que la création d'un CFR.

## 3. MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[8] Le Distributeur explique que l'intérêt pour la réalisation de ce projet de prolongement du réseau gazier remonte à 2007, avec la première demande pour obtenir le gaz naturel dans la région. Énergir avait débuté l'analyse du prolongement du réseau de transmission vers l'est du Québec jusqu'à Rivière-du-Loup. Les grandes municipalités entre Lévis et Rivière-du-Loup avaient alors été consultées. Ce prolongement ne s'étant pas réalisé, les études avaient été suspendues.

[9] La Ville de Montmagny, n'ayant jamais abandonné espoir d'obtenir une aide financière pour rentabiliser l'extension du réseau gazier, a accueilli favorablement les investissements des gouvernements du Québec et du Canada dans les projets d'extension du réseau gazier des régions de Thetford Mines en 2012 et de Bellechasse en 2016.

[10] Énergir a reçu une nouvelle demande pour actualiser son analyse de rentabilité de l'extension du réseau vers Montmagny. Suite aux résultats d'une analyse de classe 5 réalisée en 2017, la Ville de Montmagny a immédiatement déposé une demande de subvention auprès des gouvernements provincial et fédéral. Au printemps 2018, le Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles a accepté d'appuyer la réalisation d'une estimation des coûts de classe 3 de ce Projet par Énergir en assumant le coût de l'analyse.

[11] La réalisation du Projet permettra d'atteindre les objectifs suivants :

- desservir les municipalités en gaz naturel;
- raccorder, sur un horizon de cinq ans, près de 98 clients provenant des marchés industriels, institutionnels, commerciaux et agricoles dont la consommation annuelle à maturité est estimée à 6 148 435 m<sup>3</sup>;
- permettre aux entreprises d'adopter le gaz naturel comme source d'énergie dans le cadre de leurs activités et contribuer à leur compétitivité en matière d'approvisionnement énergétique;
- favoriser la réduction des gaz à effet de serre (GES) et des polluants atmosphériques en remplaçant l'huile usée, le propane et le mazout;
- proposer un tracé d'extension du réseau gazier minimisant les impacts économiques et environnementaux.

## 4. LE PROJET

### 4.1 DESCRIPTION DU PROJET

[12] Le Projet vise à construire et à mettre en opération un prolongement de réseau d'une longueur de 79,7 km afin d'alimenter en gaz naturel les clients situés à Saint-Charles-de-Bellechasse, Saint-Raphaël et Saint-François-de-la-Rivière-du-Sud et Montmagny.

[13] La conduite d'alimentation débutera dans la municipalité de Saint-Henri. De ce point, la conduite empruntera la route 218 et le rang Sud-Ouest pour rejoindre Saint-Charles-de-Bellechasse. Un poste de détente y sera construit afin d'alimenter le réseau de distribution pour la municipalité.

[14] La conduite d'alimentation sera prolongée vers Saint-Raphaël où un autre poste de détente sera construit. De Saint-Raphaël, la conduite empruntera la route 228 vers Saint-François où un troisième poste de détente sera construit.

[15] Le dernier segment de la conduite se rendra jusqu'au sud de Montmagny, où un dernier poste de détente sera construit. De ce point, le réseau de distribution alimentera les

parcs industriels situés près de l'autoroute 20 et les clients du centre-ville. Des conduites de distribution seront installées dans les municipalités desservies par le Projet<sup>9</sup>.

[16] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir indique être confiante de réaliser le Projet selon le tracé soumis<sup>10</sup>.

[17] Le Projet nécessitera l'installation de 79,7 km de conduites exploitées à une pression de 2 900 kPa pour l'alimentation et une pression de 400 kPa pour la distribution. Les installations seront réalisées conformément aux exigences de la dernière édition applicable au Québec de la norme CSA Z662, ainsi qu'au chapitre II du Code de construction.

[18] Les données techniques des conduites sont présentées au tableau ci-dessous.

**TABLEAU 1**  
**DONNÉES TECHNIQUES DES CONDUITES**

Conduite	Classe de pression (kPa)	Longueur (mètres)
219,1 mm acier	2 900	51 905
114,3 mm acier	2 900	2 570
219,1 mm polyéthylène	400	1 140
168,3 mm polyéthylène	400	18 005
114,3 mm polyéthylène	400	5 805
60,3 mm polyéthylène	400	300
<b>Longueur totale</b>		<b>79 725</b>

Source : Pièce [B-0022](#), p. 14.

[19] Énergir précise que le diamètre des conduites a été déterminé sur la base des équipements qui seront installés en tenant compte de la diversité des clients. Les besoins en gaz naturel de cette extension de réseau sont estimés à 6 000 m<sup>3</sup>/h en considérant les clients signés et potentiels de cette région qui serait desservie en gaz naturel.

<sup>9</sup> Énergir présente le plan du projet d'extension sous la pièce [B-0008](#).

<sup>10</sup> Pièce [B-0024](#), p. 2.

[20] En réponse à la DDR de la Régie, le Distributeur explique qu'un projet d'extension de réseau débute par l'identification de tous les clients éventuels d'un territoire auquel un potentiel supplémentaire est ajouté. L'évaluation de ce potentiel tient compte du territoire desservi, la capacité des parcs industriels actuels et leurs développements prévus, ainsi que le type de développement et le zonage. À partir de ces éléments et des expériences passées, Énergir établit la capacité requise et détermine la taille et la pression d'opération des conduites<sup>11</sup>. Conséquemment, le Distributeur est confiant que le réseau, tel que planifié, a la capacité de répondre à une croissance éventuelle de la demande.

[21] Énergir a réalisé deux analyses géotechniques des sols le long du tracé du Projet. En 2018, 224 puits d'exploration ont été réalisés aux endroits où la conduite sera installée et 63 sondages ont été effectués aux abords des traverses de cours d'eau, de chemins de fer, de routes municipales et de routes appartenant au ministère des Transports. Ces sondages permettent à Énergir de connaître, notamment, la nature du sol et sa stabilité et augmentent la précision pour la quantité de roc à enlever ainsi que l'apport de remblai.

[22] En octobre 2019, une deuxième campagne d'investigation géotechnique a été finalisée : approximativement 30 puits d'exploration et 120 sondages ont été réalisés pour optimiser l'emplacement de la conduite et raffiner l'information géotechnique.

[23] Sur la base de ces études, le Distributeur indique être confiant de pouvoir réaliser les travaux selon les coûts estimés. De plus, avec ces informations, les entrepreneurs soumissionnaires pourront déterminer les méthodes de construction lors des travaux.

[24] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir indique que lors de la réalisation d'une estimation des coûts de classe 3, la localisation des conduites en milieu urbain et rural tient compte de la présence de toutes les autres infrastructures<sup>12</sup>.

[25] Le Distributeur présente le calendrier de réalisation du Projet.

---

<sup>11</sup> Pièce [B-0024](#), p. 12.

<sup>12</sup> Pièce [B-0024](#), p. 3.

**TABLEAU 2**  
**CALENDRIER DE RÉALISATION DU PROJET**

Activités	Début	Fin
Ententes avec le gouvernement	Avril 2019	Septembre 2019
Études techniques	Mai 2019	Septembre 2019
Finalisation de l'entente contractuelle avec l'entrepreneur	Juin 2019	Septembre 2019
Préparation plan et devis détaillés	Juin 2019	Novembre 2019
Appel d'offres et octroi du contrat	Juin 2019	Décembre 2019
Signature des clients et préparation dossier Régie	Août 2019	Octobre 2019
Dépôt de la preuve et approbation Régie	Octobre 2019	Janvier 2020
Obtention des autorisations	Octobre 2019	Mai 2020
Obtention des permis de construction municipaux	Novembre 2019	Avril 2020
Mobilisation de l'entrepreneur et Construction	Mai 2020	Décembre 2020
Mise en gaz		Décembre 2020 – Janvier 2021

Source : Énergir, pièce [B-0022](#), p. 21.

## 4.2 JUSTIFICATION DU PROJET

[26] Énergir présente une ventilation du marché potentiel selon le nombre de clients et les volumes potentiels de gaz naturel par secteur et par marché. Le Projet permettra de raccorder 98 clients dont le volume potentiel de consommation annuelle à maturité<sup>13</sup> est estimé à 6,1<sup>6</sup> m<sup>3</sup>.

[27] En plus des 22 clients signés, le Distributeur indique avoir identifié 76 clients potentiels du Projet, avec des volumes supplémentaires de 1,3<sup>6</sup> m<sup>3</sup> soit 20 % des volumes totaux, qui seront atteints à la troisième année<sup>14</sup>.

<sup>13</sup> Ce volume correspond à la somme des volumes sous contrat et des volumes connus et identifiés par le Distributeur.

<sup>14</sup> Les données présentées indiquent qu'Énergir prévoit que le volume additionnel de 1,285<sup>6</sup> m<sup>3</sup> sera atteint par une hausse de 923<sup>6</sup> m<sup>3</sup> à l'année 2 et 362<sup>6</sup> m<sup>3</sup> à l'année 3 du Projet, pièce [B-0013](#).

[28] L'information déposée révèle que l'atteinte des volumes garantis contractuellement n'est pas dépendante d'un seul client. Le volume annuel du plus important client est 666 000 m<sup>3</sup>, soit 13,4 % des volumes de gaz garantis contractuellement des 22 clients. Seuls deux autres clients ont une consommation qui, individuellement, représente plus de 10 % des volumes garantis contractuellement. Par ailleurs, le marché industriel représente environ un client sur deux et près de 75 % des volumes totaux du Projet.

[29] Le Distributeur mentionne que les suivis *a posteriori* des extensions de réseau visant le développement régional, ont permis de confirmer le pouvoir d'attraction du gaz naturel pour une région. Les volumes de gaz réels constatés dans les suivis du rapport annuel démontrent que ceux-ci sont plus élevés que ceux présentés dans la preuve initiale. Énergir mentionne les dossiers R-3767-2011, R-3937-2015, R-3958-2015 ayant fait l'objet de suivis dans les dossiers de rapport annuel R-3992-2016 et R-4079-2018<sup>15</sup>.

[30] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir indique demeurer confiante que le pouvoir d'attraction du gaz naturel dans le cadre du Projet pourrait être comparable à celui des dossiers cités en exemple. Elle précise qu'historiquement, un effet d'entraînement a été constaté suite à la venue du gaz naturel dans une région ciblée par le gouvernement pour son potentiel de développement économique et en raison de l'appui du milieu<sup>16</sup>.

[31] Énergir explique que l'importante contribution financière du gouvernement du Québec témoigne que le Projet est d'intérêt public. Le Distributeur rappelle, à cet égard, l'importance qu'accorde le gouvernement du Québec au Projet dans le cadre de son Plan budgétaire du Québec 2019-2020.<sup>17</sup>

[32] Le Distributeur indique que le projet permettra d'éviter des émissions de 2 201 tonnes de gaz à effet de serre (t. GES) par année avec les clients initiaux et atteignant, à terme, 2 634 t. GES par année. Le Projet permettrait de déplacer l'équivalent de plus de 350 000 litres de mazout n° 2 et 8,6 millions de litres de propane.

[33] Énergir ajoute que l'extension de son réseau permettra de créer des emplois et ouvrir de nouvelles perspectives économiques dans la région, tout en fournissant une source d'énergie abordable aux entreprises et institutions locales. En plus de favoriser le

---

<sup>15</sup> Pièce [B-0022](#), p. 18, note 4.

<sup>16</sup> Pièce [B-0024](#), p. 13.

<sup>17</sup> Pièce [B-0022](#), p. 6.

développement économique de la région par l'accroissement de son potentiel industriel, l'accès au gaz naturel contribuera à la compétitivité des approvisionnements énergétiques.

### 4.3 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[34] Énergir indique qu'aucune autre solution n'a été envisagée dans le cadre du Projet.

### 4.4 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

[35] Le Projet nécessite des investissements totaux de 55,2 M\$ sur 40 ans, dont 54,9 M\$ en coûts initiaux<sup>18</sup>. Le Projet bénéficie d'une contribution financière d'un montant maximal de 47,6 M\$ garantie par le gouvernement du Québec<sup>19</sup>. Ce montant d'aide financière représente plus de 86 % des coûts totaux du projet<sup>20</sup>.

[36] Énergir présente la liste des 22 clients et des volumes garantis contractuellement<sup>21</sup> qui totalisent 4,8<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, soit 79 % des volumes potentiels. Le Distributeur dépose une analyse financière pour ces 22 clients.

[37] Quant aux aides financières à la conversion octroyées dans le cadre du Programme de rabais à la consommation (PRC), Énergir indique que les montants consentis à ce titre dans le cadre du Projet ont été déterminés afin d'assurer la rentabilité des branchements, conformément à l'article 2.3.4 du PRC. Pour les 22 clients signés, le montant consacré au PRC s'élève à 206 180 \$. En incluant l'ensemble des clients (signés et potentiels), le montant prévu pour le PRC serait de 534 603 \$.

---

<sup>18</sup> Les coûts initiaux ne tiennent pas compte du coût de réinvestissement des compteurs qui s'élève à 0,3 M\$. Ce montant est pris en compte dans l'analyse de rentabilité du Projet, pièce [B-0024](#), p. 10.

<sup>19</sup> Le décret 932-2019 du 4 septembre 2019, autorise le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles à verser à Énergir, pour ses exercices financiers 2019-2020, 2020-2021 et 2021-2022, une aide financière maximale de 47,6 M\$ pour la réalisation du projet d'extension du réseau de distribution de gaz naturel à Montmagny. Énergir a déposé une copie de ce décret sous la pièce [B-0009](#).

<sup>20</sup> L'aide financière ne pourra pas dépasser 86,36 % des coûts totaux réellement encourus, pièce [B-0010](#), p. 3.

<sup>21</sup> En réponse à la DDR no 1 de la Régie, Énergir confirme que le client engagé formellement au moment du dépôt a signé son contrat, pièce [B-0022](#), p. 6.

[38] La répartition des coûts du Projet pour les 22 clients signés et pour les 98 clients signés et potentiels est déposée sous pli confidentiel<sup>22</sup>.

[39] Énergir indique que des plages d'incertitudes reliées à chacune des activités du Projet ont été utilisées dans les simulations Monte-Carlo afin de déterminer le montant de la contingence à allouer au Projet<sup>23</sup>.

#### 4.5 IMPACT TARIFAIRE

[40] L'analyse financière est basée sur les paramètres approuvés par la Régie dans les décisions D-2017-092 et D-2018-080.

[41] Les résultats de cette analyse financière du Projet pour les 22 clients avec un engagement contractuel sont présentés au tableau suivant.

**TABLEAU 3**  
**ANALYSE FINANCIÈRE DU PROJET**

	<b>Rentabilité</b>
IP	1,02
TRI (%)	5,31
Point mort tarifaire (années)	36,24
Impact tarifaire 5 ans (000 \$)	785
Impact tarifaire 40 ans (000 \$)	(119)

Source : Pièce [B-0022](#), p. 19.

[42] Énergir présente une analyse de sensibilité en fonction des variations des volumes de ventes de 20 % et des coûts de construction de 15 % pour les 22 clients avec un volume garanti contractuellement. Les résultats sont présentés au tableau suivant.

<sup>22</sup> Pièce [B-0024](#), p. 11 et pièce [B-0022](#), tableau 6, p. 16, respectivement.

<sup>23</sup> Cette information a été déposée sous pli confidentiel à l'annexe 1 de la pièce [B-0023](#).

**TABLEAU 4**  
**ANALYSE DE SENSIBILITÉ**

Sensibilité	IP	TRI (%)	Point mort tarifaire (années)	Effet tarifaire sur 5 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 10 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 20 ans (000 \$)	Effet tarifaire sur 40 ans (000 \$)
<b>Volumes</b>							
80 %	0,80	3,73	n/a	1 249	1 648	1 862	1 599
100 %	1,02	5,31	36,24	785	931	572	(119)
120 %	1,24	6,75	10,18	321	14	(716)	(1 837)
<b>Coûts de construction</b>							
-15 %	n/a	64,01	1,0	(2 243)	(4 448)	(7 414)	(9 903)
+15 %	0,47	0,76	n/a	3 814	6 110	8 560	9 666
<b>Coûts +15 % et Volumes -20 %</b>	0,37	(0,24)	n/a	4 278	6 927	9 848	11 384

Source : Énergir, pièce [B-0024](#), p. 20.

[43] Selon cette analyse, les variations de coûts et de volumes ont un impact tarifaire sur une période de 40 ans. Une variation de +15 % et -15 % des coûts entraîne un impact tarifaire variant entre +9,7 M\$ et -9,9 M\$, respectivement.

[44] Par ailleurs, une variation du volume de -20 % et +20 % entraînerait un impact tarifaire de +1,6 M\$ et -1,8 M\$, respectivement<sup>24</sup>.

#### 4.6 IMPACT SUR LA QUALITÉ ET LA PRESTATION DU SERVICE

[45] Le Distributeur fait valoir que le Projet offre l'opportunité d'accroître sa clientèle et favorise le développement économique de la ville de Montmagny ainsi que plusieurs

<sup>24</sup> Même si le Distributeur, présente une analyse de sensibilité qui inclut une baisse de volume de 20 %; celui-ci indique que dans ce contexte, un scénario avec 80 % des volumes est hypothétique puisque les volumes sont sécurisés par une obligation minimale annuelle. Source : Énergir, pièce [B-0024](#), p. 6.

municipalités situées dans les MRC de Bellechasse et de Montmagny. Énergir indique que le Projet sera sans impact sur la qualité de prestation du service de distribution de gaz naturel.

#### **4.7 AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS**

[46] Outre l'approbation de la Régie, Énergir doit obtenir les autorisations suivantes :

- certification d'autorisation du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) et du ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (MFFP);
- décision de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ);
- permis de construction de la municipalité de Saint-Henri;
- permis de construction de la municipalité de Saint-Charles-de-Bellechasse;
- permis de construction de la municipalité de Saint-Raphaël;
- permis de construction de la municipalité de La Durantaye;
- permis de construction de la municipalité de Saint-Vallier;
- permis de construction de la municipalité de Saint-François-de-la-Rivière-du-Sud;
- permis de construction de la municipalité de Saint-Pierre-de-la-Rivière-du-Sud;
- permis de construction de la municipalité de Montmagny;
- permission de voirie du MTQ;
- autorisation de croisement d'infrastructures d'Hydro-Québec; et,
- autorisation de croisement d'infrastructures du Canadien National (CN).

#### **4.8 COMMENTAIRES DES PERSONNES INTÉRESSÉES**

##### *Commentaires de Monsieur Bergeron*

[47] Monsieur Bergeron soulève ses préoccupations<sup>25</sup> relatives à l'impact du Projet sur le bilan environnemental, notamment à l'égard des clients qui pourraient choisir de passer de l'électricité au gaz naturel en raison de subventions et de tarifs concurrentiels, ainsi qu'à l'égard des conséquences environnementales relatives à l'exploitation du gaz naturel.

---

<sup>25</sup> Pièce [D-0001](#).

[48] Il émet également ses préoccupations quant à la transition vers un gaz naturel renouvelable.

[49] Monsieur Bergeron soumet que la Régie doit refuser le scénario de gaz constant sur une période de 40 ans, considérant notamment les objectifs de réduction de gaz à effet de serre.

[50] Il questionne également l'utilisation d'un scénario de référence qui considère un approvisionnement en gaz naturel de source fossile, afin d'établir les répercussions environnementales.

[51] Dans le cadre de ses commentaires, Monsieur Bergeron demande également à la Régie de modifier la procédure pour le traitement du dossier et de lui octroyer le statut d'intervenant. Il précise dans sa réplique ce qui suit :

*« De manière subsidiaire, si la Régie veut tenir compte dans sa décision de toute référence d'Énergir à une réduction d'émission de GES ou à un bénéfice environnemental, elle devrait ordonner à Énergir de répondre de manière substantielle aux questions soumises dans mon commentaire initial, modifier la procédure dans le dossier et m'autoriser à titre d'intervenant »<sup>26</sup>.*

### ***Commentaires de Montmagny en transition***

[52] Montmagny en transition (MET)<sup>27</sup> soutient que le Projet n'est pas dans l'intérêt public et ne devrait pas être autorisé par la Régie. Selon MET, la Régie devrait considérer les GES émis selon le type de gaz approvisionné et baser sa décision sur l'état des connaissances actuelles quant à la contribution du gaz naturel au réchauffement planétaire.

[53] Selon MET, il n'est plus légitime d'évaluer la rentabilité du projet selon un terme de 40 ans, considérant les objectifs de carboneutralité.

---

<sup>26</sup> Pièce [D-0006](#), p. 6.

<sup>27</sup> Montmagny en transition est un comité de citoyens formé en février 2018 suite à l'annonce de la MRC de Montmagny d'un projet d'extension du réseau de gaz naturel entre Saint-Henri-de-Lévis et Montmagny; source pièce [D-0004](#).

[54] En comparant les données déposées par Énergir à celles portant sur deux projets analysés par la Régie<sup>28</sup>, MET note la forte croissance du coût des projets et des volumes de gaz décroissants pour le même nombre de clients sous contrat. MET souligne aussi que la réduction des émissions de GES, tant par client potentiel que par m<sup>3</sup> de gaz naturel distribué, serait plus faible dans le cadre du Projet. MET suggère que cette diminution moins importante pourrait provenir du fait que le combustible remplacé à Montmagny émet moins de GES que ceux remplacés dans les deux autres régions.

[55] MET est d'avis que la Régie doit intégrer des critères d'analyse nouveaux qui favorisent la transition énergétique. Selon MET, l'extension du réseau de distribution du gaz naturel fait partie d'un modèle économique dépassé qui ne devrait pas être subventionné.

[56] MET indique qu'en raison de son faible gain environnemental, son coût élevé en fonds publics et sa viabilité incertaine sur une période de 40 ans, le Projet ne devrait pas être autorisé par la Régie.

[57] MET souligne enfin qu'il y a de grandes incertitudes quant à la place du gaz naturel dans les sources d'énergie du Québec, dans un contexte de réduction des GES et de changements climatiques<sup>29</sup>. MET questionne également l'utilisation d'un scénario de référence qui considère un approvisionnement en gaz naturel de source fossile, aux fins d'établir les répercussions environnementales.

### ***Commentaires d'Énergir***

[58] Énergir souligne que suivant le mode procédural déterminé par la Régie dans son *Avis aux personnes intéressées*<sup>30</sup>, le statut d'intervenant demandé par Monsieur Bergeron n'est pas requis. Énergir rappelle qu'une approbation du Projet par la Régie est requise au plus tard à la fin du mois de janvier 2020 pour respecter les échéances du Projet.

---

<sup>28</sup> Montmagny en transition compare le Projet avec la *Demande d'autorisation pour réaliser un projet d'investissement visant l'extension du réseau à partir de la municipalité de Vallée-Jonction jusqu'à la ville de Thetford Mines*; dossier R-3767-2011, approuvé par la Régie dans la décision [D-2011-149](#) et avec la *Demande d'autorisation pour réaliser un projet d'investissement visant l'extension de réseau dans la région de Bellechasse*; dossier R-3937-2015, approuvé par la Régie dans la décision D-2015-200.

<sup>29</sup> Pièce [D-0005](#), p. 2.

<sup>30</sup> Pièce [A-0003](#).

[59] Énergir indique que l'utilisation d'une période d'amortissement de 40 ans pour l'analyse de la rentabilité et de l'impact tarifaire du Projet est conforme au cadre fixé par la décision D-2018-080<sup>31</sup>.

[60] En réponse aux commentaires portant sur le faible gain environnemental du Projet, le Distributeur réitère les impacts environnementaux, incluant les réductions de GES pour la clientèle signée et les clients potentiels<sup>32</sup>. Énergir rappelle qu'en se substituant aux énergies plus polluantes, le gaz naturel contribue significativement à la réduction des émissions de GES. De plus, Énergir précise que son développement ne repose pas sur la conversion de clients alimentés à l'électricité.

[61] Le Distributeur rappelle que la contribution financière pour l'extension du réseau de distribution de gaz naturel a été octroyée par le gouvernement à la suite de la demande des citoyens et entreprises de la région, démontrant ainsi que le Projet est d'intérêt public. Par son faible coût en comparaison aux autres énergies, le gaz naturel est compétitif et constitue un facteur d'attractivité pour plusieurs entreprises et régions au Québec.

[62] De plus, Énergir rappelle que la Politique énergétique du Québec 2030 spécifie que le gaz naturel est une énergie de transition profitable pour le Québec et qu'il jouera un rôle important au cours des prochaines décennies dans le soutien au développement économique et la compétitivité des entreprises québécoises sur la scène internationale.

[63] Énergir mentionne que selon la Politique énergétique du Québec 2030, le gouvernement compte assurer aux ménages et aux entreprises québécoises un accès fiable, sécuritaire et stable en gaz naturel partout sur le territoire où la demande et la rentabilité économique seront au rendez-vous.

[64] Le Distributeur indique être disposé à échanger dans un cadre approprié avec Monsieur Bergeron et les représentants de MET des avenues possibles pour lutter contre les changements climatiques dans le cadre de ses activités. Le Distributeur ajoute être sensible aux commentaires formulés par ces derniers et réitère vouloir maintenir les canaux de communications ouverts.

---

<sup>31</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), par. 93 et 95, p. [31](#) et [32](#).

<sup>32</sup> Énergir indique que ce scénario est basé sur un approvisionnement de gaz naturel de source conventionnelle. Le Distributeur indique la substitution progressive de gaz de source naturel de source conventionnelle par du gaz naturel renouvelable (GNR) conformément au *Règlement concernant la quantité de GNR devant être livré par un distributeur* qui exige qu'un minimum de 5 % de GNR soit utilisé dans le réseau, permet d'anticiper des réductions des émissions de GES supérieures à celles prévues dans le scénario de base.

#### 4.9 OPINION DE LA RÉGIE

[65] La Régie est satisfaite des renseignements fournis par Énergir au soutien de la réalisation du Projet, conformément au Règlement.

[66] La Régie note que l'évaluation de la rentabilité du Projet respecte les paramètres d'évaluation énoncés dans la décision D-2018-080.

[67] La Régie constate qu'Énergir base ses analyses de rentabilité et de sensibilité sur les clients dont les volumes sont assujettis à un engagement contractuel ainsi que sur les clients et volumes potentiels.

[68] La Régie rappelle que conformément à sa décision D-2018-080, chacun des projets supérieurs au seuil de 4,0 M\$ doit satisfaire un seuil minimal de rentabilité *a priori*, soit l'atteinte d'un indice de profitabilité (IP) de 1,0 tenant compte uniquement des volumes pour lesquels un engagement contractuel est signé.

[69] Dans le cadre du Projet, l'analyse de rentabilité effectuée pour les clients ayant signé des engagements contractuels, présente une valeur de l'IP de 1,02. Par conséquent, la Régie est d'avis que le Projet satisfait au critère de rentabilité minimal.

[70] Tenant compte de l'analyse de sensibilité, la Régie constate par ailleurs que des variations de coûts et de volumes de consommation pourraient avoir un impact significatif sur la rentabilité du Projet et donc sur les tarifs.

[71] Cependant, quant aux risques associés aux dépassements des coûts anticipés, la Régie prend note du nombre d'études de caractérisation des sols effectué par le Distributeur. Elle considère que ces études devraient augmenter la précision de l'estimation des coûts anticipés et par conséquent mitiger les risques quant aux dépassements de coûts.

[72] Quant aux risques associés à la diminution des volumes, la Régie note que les volumes de gaz naturel garantis contractuellement par les 22 clients représentent près de 80 % du volume potentiel. La Régie considère que cette proportion élevée du volume signé par rapport aux volumes potentiels permet, dans une certaine mesure, de mitiger également le risque associé à la non matérialisation des volumes.

[73] Par ailleurs, la Régie note que le Projet vise à répondre à la demande des communautés des régions de Montmagny et de Bellechasse et qu'il bénéficie de l'appui du gouvernement du Québec qui y contribue financièrement de manière importante.

[74] La Régie note également que le Projet contribuera au développement économique de la région et à la compétitivité des entreprises et des approvisionnements énergétiques.

[75] La Régie prend note des commentaires des personnes intéressées. Cependant, la Régie souligne que certains de ces commentaires ont trait à l'examen des paramètres et du modèle d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension du réseau, comme par exemple la durée d'amortissement des investissements sur une période de 40 ans.

[76] La Régie rappelle qu'elle a procédé récemment à une réévaluation complète du modèle et de ses paramètres. Au cours de cet examen, le recours à des périodes d'évaluation inférieures à 40 ans, notamment pour des considérations environnementales, a été examiné par la Régie. C'est au terme de cet examen que la Régie a rendu la décision D-2018-080.

[77] La Régie considère que le Projet ne présente pas de caractéristiques particulières justifiant de déroger aux paramètres retenus dans cette décision<sup>33</sup>. Par ailleurs, le présent dossier n'est pas le forum approprié afin de réviser le modèle d'évaluation établi dans la décision D-2018-080.

**[78] Pour ces considérations, la Régie ne juge pas requis de modifier la procédure déterminée pour le traitement du présent dossier. En conséquence, elle n'accorde pas le statut d'intervenant à Monsieur Bergeron.**

**[79] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie autorise Énergir à réaliser le Projet, tel que soumis.**

**[80] La Régie demande à Énergir de déposer, lors des prochains dossiers de rapport annuel, les données nécessaires à l'examen du suivi des coûts et de l'impact tarifaire du Projet.**

---

<sup>33</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), par. 93 à 97, p. [31](#) à p. [32](#).

[81] **Par ailleurs, elle ordonne à Énergir de l'informer dans les meilleurs délais de l'éventualité d'une hausse des coûts totaux du Projet supérieure à 15 %.**

## 5. CRÉATION D'UN COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

[82] Conformément à la décision D-2009-156<sup>34</sup>, Énergir demande également l'autorisation de créer un CFR, portant intérêts, dans lequel seront cumulés les coûts reliés au Projet. Elle précise que ce compte sera exclu de la base de tarification jusqu'au dossier tarifaire 2020-2021, suivant l'autorisation du Projet par la Régie. Dans l'intervalle, des intérêts seront capitalisés sur le solde de ce CFR, au dernier coût en capital pondéré autorisé par la Régie<sup>35</sup>.

[83] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir indique que l'aide financière en fonction des dates indiquées à la Convention d'aide financière, au même titre que les investissements, est comptabilisée dans le compte de frais reportés jusqu'à la date d'inclusion du compte de frais reportés à la base de tarification<sup>36</sup>.

[84] **La Régie autorise Énergir à créer un CFR, portant intérêt au taux du dernier coût en capital pondéré autorisé, dans lequel seront cumulés les coûts reliés au Projet, jusqu'à son inclusion dans la base de tarification au dossier tarifaire 2020-2021.**

## 6. DEMANDE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[85] Énergir demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, applicable jusqu'à la finalisation du Projet, à l'égard des informations caviardées relatives aux coûts du Projet, lesquelles ont été déposées sous pli confidentiel.

---

<sup>34</sup> Dossier R-3690-2009, décision [D-2009-156](#).

<sup>35</sup> Pièce [B-0002](#), p. 1.

<sup>36</sup> Pièce [B-0024](#), p. 8.

[86] Le Distributeur demande ainsi d'interdire, pour cette période, la divulgation, la publication et la diffusion des informations caviardées des pièces B-0006 (révisée comme pièces B-0018 et B-0022) et B-0010. Les versions intégrales sont déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0007 (révisée comme pièces B-0019 et B-0023) et B-0011.

[87] Au soutien de sa demande, Énergir dépose une déclaration sous serment de Monsieur Renault-François Lortie, vice-président, Clients chez Énergir. Ce dernier mentionne que la divulgation, la publication ou la diffusion des informations relatives aux coûts du Projet nuirait à la saine gestion du processus d'appel d'offres qu'Énergir entend lancer, notamment en permettant aux soumissionnaires d'ajuster leur offre en conséquence, et serait de nature à l'empêcher de bénéficier du meilleur prix possible, au détriment et au préjudice de l'ensemble de la clientèle de l'activité réglementée.

[88] **En conséquence, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur relative à ces informations, jusqu'à ce que le Projet soit finalisé et demande à Énergir de l'informer dès que le Projet sera complété.**

[89] **Considérant ce qui précède,**

### La Régie de l'énergie :

**REJETTE** la demande de reconnaissance de statut d'intervenant de Monsieur Pascal Bergeron;

**AUTORISE** Énergir à réaliser le Projet tel que soumis dans le présent dossier;

**AUTORISE** la création d'un compte de frais reportés aux fins du Projet;

**DEMANDE** à Énergir de soumettre les données nécessaires au suivi du Projet lors des prochains dossiers de rapport annuel;

**ORDONNE** à Énergir de l'aviser, dans les meilleurs délais, de tout dépassement anticipé des coûts totaux du Projet égal ou supérieur à 15 %;

**ACCUEILLE** la demande de traitement confidentiel d'Énergir;

**INTERDIT**, jusqu'à la finalisation du Projet, la divulgation, la publication et la diffusion des informations relatives au Projet déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0007 (révisée comme pièces B-0019 et B-0023), B-0011 et B-0025, lesquelles sont également caviardées aux pièces B-0006 (révisée comme pièces B-0018 et B-0022), B-0010 et B-0024;

**DEMANDE** à Énergir de l'informer dès que le Projet sera complété.

Sylvie Durand

Régisseur