

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'APPROBATION DU PROJET DE RENFORCEMENT DE RÉSEAU À DRUMMONDVILLE
(SECTEUR SAINT-NICÉPHORE)**

Analyse financière

- 1. Références :**
- (i) [Règlement sur les conditions et les cas requérant l'autorisation de la Régie de l'énergie](#), RLRQ c. R-6.01, r. 5;
 - (ii) Pièce [B-0006](#), p. 13;
 - (iii) Dossier R-3867-2013 phase 3, décision [D-2018-080](#);
 - (iv) Dossier R-3867-2013 phase 3, décision [D-2018-080R](#), p. 5, par. 7;
 - (v) Dossier R-3991-2016, pièce [B-0014](#), réponse 1.1.

Préambule :

- (i) L'article 2 du règlement mentionné en référence (i) stipule que :

« Toute demande d'autorisation en vertu du premier alinéa de l'article 1, doit être accompagnée des renseignements suivants :

- 1° les objectifs visés par le projet;*
- 2° la description du projet;*
- 3° la justification du projet en relation avec les objectifs visés;*
- 4° les coûts associés au projet;*
- 5° l'étude de faisabilité économique du projet;*
- 6° la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;*
- 7° l'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité;*
- 8° l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel;*
- 9° le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents ».*

- (ii) *« Puisque la Ville de Drummondville assumera entièrement les coûts du Projet sur la base des coûts réels des investissements, l'impact tarifaire est négligeable. L'impact tarifaire sur 40 ans est estimé à 30 470 \$ et s'explique par les coûts actualisés de 0,59 \$/mètre linéaire par année établis dans les décisions D-2017-092 et D-2018-080 ».*

- (iii) Décision finale relative au sujet B de la phase 3 portant sur la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau.

- (iv) *« [7] Après considération des éléments soulevés par le Distributeur et après relecture des paragraphes 422 et 423 de la décision D-2018-080, la Régie est d'avis qu'il y a lieu de corriger*

une imprécision dans l'écriture de ces deux paragraphes. Ainsi, ces deux paragraphes doivent plutôt se lire comme suit, afin de refléter correctement le point de décision de la Régie :

[422] La Régie ordonne que la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau établie par la présente décision s'applique à tout nouveau projet d'extension de réseau à compter de la date de la présente décision, à l'exception des projets déjà déposés dans des dossiers spécifiques ou des projets découlant du Plan de développement 2018-2019 ».

(v) Au dossier R-3991-2016, Énergir dépose une analyse financière détaillée à l'annexe 1.

Demande :

1.1 Veuillez déposer une analyse financière détaillée à l'appui de l'impact tarifaire présenté en référence (ii), incluant les calculs ainsi que les hypothèses considérées, selon le même format que celui présenté à la référence (v) et conformément aux décisions D-2018-080 et D-2018-080R, tel que cité aux références (iii) et (iv).

Veuillez également déposer une analyse de sensibilité, tel que requis par la référence (i).

Autres solutions envisagées

2. **Référence :** Pièce [B-0006](#), p. 11.

Préambule :

« Une deuxième option a été envisagée afin d'augmenter la capacité du 1 réseau. Celle-ci consistait en une extension de 6,5 km de conduite en acier (plutôt que de 3,2 km) qui aurait aussi été exploitée à une pression de 1 200 kPa. En ajoutant un poste de détente à cet endroit, la capacité aurait été augmentée de 6 300 m³/h plutôt que de 1 900 m³/h dans l'option privilégiée. Toutefois, le coût de cette deuxième option est estimé à plus de 5 M\$ comparativement à 2,3 M\$. Énergir rappelle que la capacité supplémentaire de 1 900 m³/h qu'engendrerait l'option privilégiée serait suffisante pour approvisionner les phases 2, 3 et 4 du parc industriel. De plus, advenant un besoin additionnel de capacité dans le secteur de Saint-Nicéphore, le cas échéant, Énergir précise qu'elle pourrait prolonger la conduite en acier de 3,2 km pour augmenter la capacité du réseau ».

Demandes :

2.1 Veuillez présenter les hypothèses de volume permettant de supporter l'affirmation selon laquelle la capacité supplémentaire de 1 900 m³/h qu'engendrerait l'option privilégiée serait suffisante pour approvisionner les phases 2, 3 et 4 du parc industriel. Veuillez élaborer.

- 2.2 Veuillez élaborer quant à l'échéancier du déploiement anticipé des phases 2, 3 et 4 du parc industriel tel que mentionné à la référence.

Analyse de rentabilité

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 9;
 - (ii) Pièce [B-0010](#), p. 1;
 - (iii) Pièce [B-0010](#), p. 2;
 - (iv) Dossier R-3867-2013 phase 3, décision [D-2018-061](#), p. 17 à 19, par. 65, 67, 69 et 78;
 - (v) Dossier R-3867-2013 phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 71 et 72;
 - (vi) Dossier R-3867-2013 phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 29, par. 78.

Préambule :

(i) « Selon le protocole, une analyse de rentabilité sera effectuée cinq ans après la date de mise en gaz du Projet. Cette analyse sera faite en fonction des paramètres en vigueur et autorisés par la Régie à ce moment. Si, à la suite de l'analyse de rentabilité, le taux de rendement interne (TRI) réel du Projet s'avère supérieur à 5,01 %, Énergir remboursera à la Ville de Drummondville une partie de sa contribution afin de ramener le TRI à 5,01 %, et ce, jusqu'à concurrence du remboursement complet de la contribution versée originalement par la municipalité ». [nous soulignons]

(ii) « 1. En considération des obligations et engagements d'Énergir aux fins de la réalisation du Projet et vu la rentabilité du Projet, la Municipalité s'engage à verser à Énergir une contribution financière équivalant au coût total du Projet afin de rentabiliser le Projet. Ce coût total est estimé à 2 302 231 \$ plus les taxes applicables ».

(iii) « 6. Une analyse de rentabilité du Projet sera effectuée cinq (5) ans après la date de mise en gaz du Projet. Cette analyse, préparée à l'aide de l'outil de calcul du revenu requis d'Énergir, se fera sur la base de paramètres suivants considérant l'ensemble des clients raccordés sur le Projet entre la date de signature du présent protocole et le 5^e anniversaire de la mise en gaz du Projet :

a. Revenus réels engendrés par tous les clients raccordés au sud-est du nouveau poste de détente soit dans la zone visée par le renforcement dans le cadre du Projet et identifiée à l'Annexe B;

b. Coûts réels de construction pour l'ensemble des infrastructures détenues par Énergir pour l'alimentation en gaz naturel des clients raccordés au sud-est du nouveau poste de détente soit dans la zone visée par l'Annexe B;

c. Les montants d'aide financière versés aux clients;

d. Les paramètres financiers en vigueur lors de l'analyse de rentabilité;

e. Les données réelles de volume et le nombre de clients seront reconduits aux années subséquentes pour fins de calcul de la rentabilité selon les paramètres contractuels des clients signés. Pour ces clients, le taux de distribution qui sera utilisé pour les années subséquentes sera celui calculé à partir des tarifs en vigueur lors de l'analyse de rentabilité ».

(iv) À la décision D-2018-061 :

« [65] *Les questions relatives à l'utilisation du CCP dans le cadre d'évaluations de la rentabilité de projets d'extension de réseau d'Énergir sont les suivantes :*

- 1. Le CCP mixte est-il le taux d'actualisation approprié à utiliser dans l'évaluation de l'impact tarifaire d'un projet?*
- 2. Le CCP après impôt est-il le taux approprié à utiliser comme balise minimale de rentabilité à laquelle doit être comparé le TRI généré par un projet?*

[...]

[67] La mesure de l'impact tarifaire d'un projet consiste à comparer, en valeur actualisée, le revenu marginal au coût de service marginal qui lui sont attribuables. Le CCP mixte, utilisé comme taux d'actualisation, est de la même composition que le taux de rendement sur la base de tarification qui est utilisé pour évaluer le coût de service de l'ensemble du réseau existant. Ainsi, tous les participants conviennent que les montants, qui doivent être actualisés pour mesurer l'impact tarifaire, intègrent des éléments du coût de service, telles la charge d'amortissement ou la provision pour impôt payable, qui commandent l'utilisation du CCP mixte.

[...]

[69] Par conséquent, la Régie répond à la première question par l'affirmative : le taux d'actualisation qui doit être utilisé dans l'évaluation de l'impact tarifaire d'un projet est le CCP mixte ».

[...]

[78] Cela dit, par souci de cohérence avec le cadre réglementaire en vigueur pour Gazifère, la Régie répond à la seconde question par l'affirmative : le CCP après impôt est approprié comme balise minimale de rentabilité à laquelle doit être comparé le TRI généré par un projet ».

(v) « [284] *La Régie approuve l'utilisation de la mesure de l'IP par projet et de l'IP du portefeuille, pour les projets inférieurs au seuil.*

[285] Cependant, pour les prochaines années, la Régie ordonne à Énergir de maintenir, à titre informatif, la présentation du TRI pour la rentabilité globale du Plan de développement présenté

dans les dossiers tarifaires annuels, ainsi que pour tout projet supérieur au seuil, soumis pour son autorisation en vertu de l'article 73 de la Loi ».

(vi) « [78] *Dans la présente section, la Régie traite des paramètres et sujets suivants :*

- *la période d'évaluation;*
- *les coûts directs suivants :*
 - *le coût de réinvestissement des compteurs;*
 - *l'amortissement et la valeur résiduelle;*
 - *les coûts des services FTÉ.*
- *des coûts indirects suivants :*
 - *les frais généraux corporatifs (FGC);*
 - *les frais généraux entrepreneur (FGE);*
 - *les coûts de renforcement du réseau de distribution (Renforcement);*
 - *les coûts d'entretien correctif et préventif de Renforcement.*
- *la gestion du risque dans l'estimation des coûts;*
- *les revenus et facteurs d'effritement;*
- *les contributions ».* [nous soulignons].

Demandes :

3.1 Au paragraphe 284 de sa décision D-2018-080, présenté en référence (v), la Régie approuve, entre autres, l'utilisation de la mesure de l'IP par projet. À la référence (i), Énergir mentionne que l'analyse de rentabilité sera effectuée cinq ans après la mise en gaz du projet en fonction des paramètres en vigueur et autorisés par la Régie à ce moment.

Veillez préciser de quelle façon Énergir prévoit comparer la rentabilité du projet en fonction de l'utilisation de la mesure de l'IP et du taux de rendement interne (TRI) de 5,01 %, taux servant de barème au calcul de la rentabilité du projet cinq ans après la mise en gaz du projet.

3.2 Veuillez indiquer le taux d'actualisation à être utilisé dans le cadre de l'analyse de rentabilité prévue cinq ans après la date de mise en gaz du Projet, dont il est question à la référence (i). Veuillez indiquer si ce taux d'actualisation est conforme à la décision D-2018-061, présenté à la référence (iv). Veuillez élaborer.

3.3 À la référence (iii), Énergir indique que les données réelles de volume et le nombre de clients seront reconduits aux fins de calcul de la rentabilité selon les paramètres contractuels des clients signés.

Veillez expliquer la méthodologie prévue aux fins de l'analyse financière mentionnée aux références (i) et (vi) ainsi que les hypothèses qui seront utilisées afin d'établir les volumes et les revenus pour les années subséquentes. Veillez notamment indiquer si un facteur d'effritement a été pris en compte.

- 3.4 Veillez expliquer et justifier l'utilisation du taux de 5,01 % en tant que balise à laquelle doit être comparé le TRI généré par le projet et, notamment, aux fins des calculs permettant d'établir le remboursement à la Ville de Drummondville, en tout ou en partie, le cas échéant, dont il est question à la référence (i). Veillez élaborer.
- 3.5 Veillez déposer les intrants utilisés dans l'évaluation financière du Projet lors du dépôt du dossier (l'année 0).
- 3.6 Veillez présenter les intrants qui seront utilisés dans l'analyse de rentabilité prévue cinq ans après la date de mise en gaz (l'année 5).
- 3.7 Veillez élaborer et justifier l'utilisation des paramètres financiers en vigueur lors de l'analyse de rentabilité effectuée cinq ans après la date de mise en gaz du Projet, tel que présenté à la référence (i), par rapport aux paramètres financiers utilisés lors du dépôt du dossier (année 0).

Veillez élaborer votre réponse et indiquer s'il serait approprié d'utiliser les paramètres fixés lors du dépôt du dossier (année 0) plutôt que les paramètres en vigueur au 5e anniversaire de la mise en gaz du Projet dans le cadre de l'analyse de rentabilité du protocole d'entente.

- 3.8 Veillez indiquer si le Distributeur a présentement des clients à l'intérieur de la zone mentionnée au point « a. » de la référence (iii). Dans l'affirmative, veuillez présenter les consommations de ces clients. Veillez également présenter une analyse financière en tenant compte uniquement des volumes annuels de consommation ainsi que des revenus annuels de ces clients.
- 3.9 Veillez préciser si les coûts tel que décrit au point « b » de la référence (iii) inclus uniquement les infrastructures du projet ou s'il pourrait inclure des infrastructures non incluses au présent projet. Veillez élaborer.

Demande de création d'un compte de frais reporté

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 9;
 - (ii) Pièce [B-0006](#), p. 13;
 - (iii) Pièce [B-0006](#), p. 17.

Préambule :

(i) « *Le protocole, signé le 31 juillet 2018, prévoit une contribution de l'ordre de 2,3 M\$ de la Ville, payable en quatre versements. Le protocole est déposé à la pièce Énergir-1, Document 4.*

Comme mentionné dans ce protocole, dans les 90 jours suivant la fin des travaux, Énergir informera la Ville des coûts réels des travaux. Si les coûts réels sont inférieurs aux coûts estimés et déjà payés par la Ville, Énergir émettra un chèque à la Ville dans les 30 jours suivant l'avis pour le montant versé en trop par cette dernière. Si, à l'inverse, les coûts réels sont supérieurs aux coûts estimés, la Ville s'engage à faire parvenir à Énergir, dans les 30 jours suivant l'avis, un chèque couvrant l'excédent des coûts ». [nous soulignons]

(ii) « *Puisque la Ville de Drummondville assumera entièrement les coûts du Projet sur la base des coûts réels des investissements, l'impact tarifaire est négligeable. L'impact tarifaire sur 40 ans est estimé à 30 470 \$ et s'explique par les coûts actualisés de 0,59 \$/mètre linéaire par année établis dans les décisions D-2017-092 et D-2018-080* ». [nous soulignons]

(iii) « *Énergir demande à la Régie de l'autoriser à procéder au renforcement de son réseau dans le secteur Saint-Nicéphore de la Ville de Drummondville et d'autoriser la création d'un compte de frais reportés hors base, portant intérêts, advenant que les coûts réels du Projet soient supérieurs à la contribution de la Ville de Drummondville, et dans lequel seront cumulés tous les coûts reliés au Projet jusqu'à leur inclusion dans le dossier tarifaire 2019-2020* » [nous soulignons]

Demande :

- 4.1 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez justifier la nécessité de la création d'un compte de frais reportés tel que demandé à la référence (iii). Veuillez commenter.