

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
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).

Réponse :

L'analyse financière est déposée en annexe Q-1.1.

Comme indiqué à la pièce B-0006, Énergir-1, Document 1, puisque la Ville de Drummondville assumera entièrement les coûts du Projet sur la base **des coûts réels des investissements**, l'impact tarifaire est négligeable et ne dépend pas du coût réel des investissements du Projet. Peu importe que les coûts réels d'investissement soient de $\pm 15\%$, étant donné qu'ils sont à la charge de la Ville de Drummondville, ils n'ont aucun effet sur l'impact tarifaire du projet. C'est pourquoi Énergir, comme c'est toujours le cas pour les projets dont les coûts réels ne sont pas assumés par elle, n'a pas explicitement présenté d'analyse de sensibilité¹. 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.

¹ Voir également R-3922-2015, B-0013, Gaz-Métro-2, Document 1, réponses aux questions 2.1 et 2.2.

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.

Réponse :

Avec le projet proposé, la capacité résiduelle totale du réseau se situerait à environ 2 400 m³/h au point le plus éloigné du parc industriel, soit sur la rue Thérèse-Casgrain.

Les phases 2, 3 et 4 totalisent un peu moins de 4 M de pieds carrés de terrain (calculé à un taux d'implantation de 20 %), ce qui représente 600 m³/h prévisibles pour la chauffe des locaux à être construits. Les débits requis pour du procédé sont difficiles à prévoir, mais Énergir évalue qu'une capacité de 1 800 m³/h (2 400 m³/h - 600 m³/h) serait adéquate pour alimenter plusieurs dizaines de PME avec des besoins en transformation.

Néanmoins, si jamais le développement est plus important qu'anticipé par la Ville, le prolongement jusqu'à 6,5 km pourrait être requis. Toutefois, une réalisation en deux étapes ne compromet en rien la suite, car le diamètre et le tracé sont prévus en conséquence. Bien qu'actuellement aucun client ne soit formellement identifié dans les nouvelles phases du parc industriel, la présence du réseau gazier permettrait de faciliter le démarchage pour la Ville de Drummondville. Dans ce contexte, et comme la Ville assume les coûts du projet, elle a préféré retenir une approche par étape en débutant par l'extension de 3,2 km.

Enfin, les phases de développement 2, 3 et 4 s'étaleront géographiquement vers le nord-ouest, soit en direction du poste de détente à être construit. Cette réalité fait en sorte

d'amoindrir la perte de charge de référence, calculée au point le plus éloigné du parc industriel (phase 1).

- 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.

Réponse :

Les prévisions de la Ville pour le début de la construction des infrastructures sont les suivantes :

Phase 2 : 2018-2019

Phase 3 : 2019-2020

Phase 4 : 2020-2021

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.

Réponse :

De manière à apprécier globalement les réponses aux questions 3.1 à 3.9, une mise en contexte s'impose. Tout d'abord, il est important de souligner que le contrat (protocole d'entente) avec la Ville de Drummondville a été négocié plusieurs mois avant la décision D-2018-080. En effet, les discussions avec la Ville ont débuté à l'automne 2017, une entente de principe a été conclue en juin 2018, alors que le conseil municipal de la Ville de Drummondville adoptait une résolution autorisant la signature du protocole d'entente entre la Ville et Énergir le 16 juillet 2018, soit une semaine après la réception de la décision D-2018-080.

Ensuite, Énergir tient à mentionner que le protocole d'entente est utilisé depuis plusieurs années dans différents projets d'extension du réseau. Il a notamment été utilisé de manière similaire au présent projet dans le cadre de l'extension de réseau dans le parc industriel de Beauharnois (R-3922-2015). Dans ce dossier spécifique, l'information liée au protocole d'entente avait été soumise de manière transparente par Énergir à la Régie, et cette dernière avait autorisé le projet dans sa décision D-2015-070 en notant qu'elle était satisfaite des informations fournies par Énergir pour justifier sa demande d'extension de réseau².

Le protocole d'entente a été élaboré il y a plusieurs années de manière à faciliter la compréhension auprès des clients des paramètres utilisés pour évaluer cinq ans plus tard si une partie ou la totalité de la contribution devrait être remboursée. Pour ce faire, il avait été décidé de fixer la balise de comparaison au coût du capital prospectif (CCP) autorisé par la Régie au moment du dépôt du dossier. L'utilisation d'un critère décisionnel fixe de 5,01 %, soit le CCP après impôt applicable au moment du dépôt du présent Projet, permet d'avoir une balise comparable dans le temps pour la Ville. C'est ainsi un élément commercial transparent qui permet de rassurer les clients qui contribuent aux coûts des travaux.

Conséquemment, de manière explicite, voici comment sera effectuée l'analyse de rentabilité visant à recalculer la contribution cinq ans après la date de mise en gaz du projet :

- Le nombre de clients ayant au moins un an de consommation et les volumes réels de ces derniers seront reconduits aux années subséquentes. Pour ce qui est des clients ayant moins d'un an de consommation et ceux signés n'ayant pas encore consommé, les données contractuelles seront utilisées. La même logique

² D-2015-070, paragr. 34 à 38.

s'appliquera aux ajouts de charge. Le taux d'effritement en vigueur au moment de l'analyse de rentabilité sera également considéré.

- Les revenus seront calculés en fonction des tarifs en vigueur au moment de l'analyse de rentabilité.
- L'ensemble des coûts réels visant l'alimentation en gaz naturel des clients raccordés sur la période au sud-est du nouveau poste de détente seront également considérés dans l'analyse de rentabilité, incluant les coûts du présent Projet, ainsi que ceux liés notamment aux branchements, aux compteurs, aux aides financières, ainsi qu'aux coûts d'opération des clients qui se seront ajoutés durant la période. Pour ce qui est des clients signés, mais toujours pas raccordés au moment de l'analyse de rentabilité, les coûts contractuels seront utilisés. La même logique s'appliquera aux ajouts de charge.
- En regard de l'impact tarifaire, ce dernier sera estimé en utilisant le **CCP mixte** en vigueur au moment du dépôt (5,43 %) comme taux d'actualisation, en accord avec la décision D-2018-061 (paragr. 69).
- Enfin, l'IP sera calculé en utilisant le **CCP après impôt** au moment du dépôt (5,01 %) comme taux d'actualisation des flux monétaires, tel qu'autorisé par la Régie dans sa décision D-2018-080. En effet, un projet ayant un TRI qui est égal au CCP après impôt aura également un IP de 1, ce qui est cohérent avec la balise de rentabilité déterminée par la Régie (D-2018-061, paragr. 78 et D-2018-080, paragr. 313).
- En résumé, à la suite de l'analyse de rentabilité cinq ans après la date de mise en gaz du projet, la contribution serait entièrement remboursée seulement si la rentabilité du Projet en fonction des flux monétaires réels atteint un TRI d'au moins 5,01 % (IP>1).

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

- 3.5 Veillez déposer les intrants utilisés dans l'évaluation financière du Projet lors du dépôt du dossier (l'année 0).

Réponse :

Voir la réponse aux questions 1.1 et 3.1.

- 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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

De plus, Énergir tient à mentionner que depuis la réception de la décision D-2018-080, elle a entamé une réflexion quant au protocole d'entente incorporant une analyse de rentabilité visant à recalculer la contribution cinq ans après la date de mise en gaz d'un projet.

Ainsi, pour Énergir, il serait possible à l'avenir d'utiliser les paramètres fixés lors du dépôt du dossier (année 0), plutôt que les paramètres en vigueur au cinquième anniversaire de la mise en gaz du projet dans le cadre de l'analyse de rentabilité du protocole d'entente. Pour Énergir, l'élément central au niveau commercial est d'avoir une balise fixe de comparaison, de manière à avoir un processus transparent et comparable dans le temps qui inspire la confiance des clients. Ceci pourrait permettre également à Énergir d'être mieux alignée avec ses procédures pour le suivi des projets supérieurs à 1,5 M\$ et pour les suivis *a posteriori*.

Néanmoins, Énergir réitère que le protocole d'entente utilisé dans le présent Projet et dans d'autres auparavant est cohérent et conforme aux décisions D-2018-061 et D-2018-080. Vouloir modifier ce protocole dans le cadre du présent Projet risquerait de compromettre le Projet et minerait les relations commerciales d'Énergir avec ses clients.

Énergir poursuivra sa réflexion, de manière à proposer un nouveau protocole d'entente dans de futurs projets, le cas échéant.

- 3.8 Veuillez 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. Veuillez également présenter une analyse financière en tenant compte uniquement des volumes annuels de consommation ainsi que des revenus annuels de ces clients.

Réponse :

Énergir confirme qu'elle a actuellement des clients à l'intérieur de la zone susmentionnée, mais soumet que cela n'a rien à voir avec le Projet soumis pour approbation. Les consommations actuelles des clients existants ne doivent pas être incluses au calcul de rentabilité, lequel doit tenir compte uniquement des coûts marginaux et des revenus marginaux et non pas de ceux existants.

En complément, voir la réponse à la question 3.1.

- 3.9 Veuillez 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. Veuillez élaborer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

Demande de création d'un compte de frais reportés

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.

Réponse :

Énergir demande la création d'un compte de frais reportés dans lequel seront cumulés tous les coûts et la contribution du client reliés au Projet jusqu'à son inclusion dans la cause tarifaire.

Ce compte de frais reportés portera intérêt seulement si les coûts réels du projet excèdent la contribution de la Ville de Drummondville et ce, jusqu'à ce qu'Énergir ait reçu la somme couvrant l'excédent des coûts de la part de la Ville.

Paramètres principaux 2017-2018	
Taux d'échiffement - Résidentiel et commercial (doit être positif)	15,0%
Amortissement comptable - Conduites	45,2 ans
Amortissement comptable - Branchements	21,0 ans
Amortissement fiscal - Conduites	6,0%
Amortissement fiscal - Branchements	6,0%
Amortissement comptable - Compteur	20,0%
Amortissement comptable et fiscal - PRC 5 ans	5,0 ans
Amortissement comptable et fiscal - PRC 10 ans	10,0 ans
Frais à l'Union des municipalités	0,0%
Frais généraux corporatifs sur projets > 1,5 MS	11,07%
Taxe sur les services publics	1,5%
Taux de redéance à la Régie de l'énergie (\$/10m ²)	0,56749
Taux de redéance à la Régie du bâtiment (\$/10m ²)	0,46200
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 1	26,73%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 2	26,63%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 3	26,53%
Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 4 et +	26,50%
Coût de la dette	2,970%
Coût de liquidité (ord. + priv.)	8,311%
Proportion de dette	54,0%
Proportion d'équité (ord. + priv.)	46,0%
Coût en capital prospectif pondéré	5,43%
Coût en capital prospectif après impôt	5,01%

Résultats		
TRI 40 ans	N/A	N/A
Indice de profitabilité	> 40 ans	> 40 ans
PMT	Annuelle	Actualisée cum.
Contribution tarifaire		
1 an	1 881	1 785
2 ans	1 881	3 477
3 ans	1 881	5 083
4 ans	1 881	6 606
5 ans	1 881	8 050
10 ans	1 881	14 230
15 ans	1 881	18 974
20 ans	1 881	22 616
30 ans	1 881	27 558
40 ans	1 882	30 470

Grille des coûts marginaux statutaires 2017-2018				
	Année 1	années 2 et +	Entretien	
			Conduites	
Résidentiel	Extension de réseau	135,26	72,90	0,59 \$/m
	Ajout de charge	56,85	0,00	0,00 \$/m
CUI	Extension de réseau	338,76	189,84	0,59 \$/m
	Ajout de charge	90,21	0,00	0,00 \$/m
VGE	Extension de réseau	1 844,53	1 780,86	0,59 \$/m
	Ajout de charge	62,79	9,31	0,00 \$/m

Section 1 - Intrants

1.1 Clients - Compteurs - Volumes de vente - Tarifs - Revenus	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Type de client	CUI														
Extension / Ajout de charge	Extension														
Nombre de mètres de conduite prévus	3 189														
Nombre de clients															
Volume de vente en m ³ (100 %)															
Taux d'échiffement (déclaration Régie)															
Volume de vente en m ³ après échiffement															
Taux de distribution (en \$/m ³)															
Revenu de distribution															
Nombre de compteur(s) - 5 ans															
Nombre de compteur(s) - 7 ans															
Nombre de compteur(s) - 12 ans															
Nombre de compteur(s) - 20 ans															

1.2 Coûts d'investissement (capitalisables)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Frais de conduite - Base	1 760 196														
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	312 627														
Frais de conduites - Total	2 072 825														
Frais de branchement - Base															
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs															
Frais de branchement - Total															
Coûts de compteur(s) - 5 ans															
Coûts de compteur(s) - 7 ans															
Coûts de compteur(s) - 12 ans															
Coûts de compteur(s) - 20 ans															
Actif non amortissable (terrain)															
Frais Union des municipalités															
Frais généraux corporatifs															
PRC - 5 ans															
PRC - 10 ans															
CASEP - PRC 10 ans															
Contributions raccordement réseau															
CASEP - Immobilisations															
Subventions extérieures															
Contributions clients															
Total - Investissement EXCLUANT les renouvellements de compteurs															
Total - Investissement INCLUANT les renouvellements de compteurs															
Total - Coûts de projets pour fins d'approbation selon grille (excluant frais généraux corporatifs)	2 072 825														
Base de calcul pour frais généraux corporatifs	2 072 825														
Frais généraux corporatifs imputés	229 407														
Taux des frais généraux corporatifs	11,07%														

1.3 Coûts d'opération

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Type de client	CUI														
Type de projet	Extension														
Nombre de mètres de conduite	3 189														
Nombre de clients															
Nombre de clients année précédente															
Clients 1ère année															
Clients 2e année															

Section 2 - Grille de calcul

2.1 Coût de service	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Coûts d'opération	0														
Taxe sur les services publics	0														
Redevances volumétriques	0														
Amortissement des immobilisations	0														
Impôts	0														
Rendement	0														
Total - Coût de service	0														
2.2 Base de tarification	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Diminution de l'équité réglementaire															
Remboursement de la dette réglementaire															
Équité															
Dette															
Total - Base de tarification moyenne															
2.3 Amortissement comptable et fiscal	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Additions															
Frais de conduites - Total															
Frais de branchement - Total															
Frais de compteurs - 5 ans															
Frais de compteurs - 7 ans															
Frais de compteurs - 12 ans															
Frais de compteurs - 20 ans															
Actif non amortissable (terrain)															
PRC - 5 ans															
PRC - 10 ans															
CASEP - PRC - 10 ans															
Amortissement comptable															
Amort. - Frais de conduites - Total	45,2 ans														
Amort. - Frais de branchement - Total	21,0 ans														
Amort. - Frais de compteurs 5 ans	5,0 ans														
Amort. - Frais de compteurs 7 ans	7,0 ans														
Amort. - Frais de compteurs 12 ans	12,0 ans														
Amort. - Frais de compteurs 20 ans	20,0 ans														
Amort. - PRC 5 ans	5,0 ans														
Amort. - PRC 10 ans (incluant CASEP - PRC - 10 ans)	10,0 ans														
Immobilisations nettes comptables															
Immobilisations nettes finales pour calcul de la TSP															
FNACC - Frais de conduites - Total															
FNACC - Frais de branchement - Total															
FNACC - Coûts de compteur(s) - 5 ans															
FNACC - Coûts de compteur(s) - 7 ans															
FNACC - Coûts de compteur(s) - 12 ans															
FNACC - Coûts de compteur(s) - 20 ans															
Amortissement fiscal															
Amort. fiscal - Frais de conduites - Total	100,0%														
Amort. fiscal - Frais de branchement - Total	100,0%														
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 5 ans	100,0%														
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 7 ans	100,0%														
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 12 ans	100,0%														
Amort. fiscal - Coûts de compteur(s) - 20 ans	100,0%														
Amort. fiscal - PRC 5 ans	100,0%														
Amort. fiscal - PRC 10 ans	100,0%														
2.4 Impôts	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Bénéfice net théorique comptable															
Dépréciation comptable															
Dépréciation fiscale															
Taux d'impôt															
1 - Taux d'impôt	73,27%														
Impôts (gross up)															
Impôts sans dette															
2.5 TRI, indice de profitabilité et point mort tarifaire	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Investissement et coûts non capitalisables															
Revenu															
OPEX, taxes foncières et redevances															
Impôt sans dette															
Valeur sem. de l'économie d'impôt perpétuelle															
Valeur résiduelle (solde comptable)															
Flux monétaire du projet et TRI															
TRI projet	40,0 ans														
TRI VAN															
Tx d'actualisation															
Indice de profitabilité (IP)															
A - P	5,01%														
B - P	5,01%														
IP = -B/A															
Point mort tarifaire															
Contribution tarifaire	5,43%														
Contribution tarifaire actualisée															
Contribution tarifaire actualisée cumulée															
Indicateur de PMT	> 40 ans														



ÉNERGIR, S.E.C.
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Paramètres 2017-2018
SRR-VERSION 18.3b

Saint-Nicéphore	Type de projet Type de client Région Municipalité	Extension CII	Représentant Conseiller OTP
	Longueur en mètres linéaires	3 189	Coût en capital prospectif D-2017-094 5,43% Coût en capital prospectif après impôt 5,01%

Total		0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		0	0	0	0	0	0
Volume en m ³		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	1 760 198	1 760 198	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	312 627	312 627	0	0	0	0	0
Frais de conduite	2 072 825	2 072 825	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base		0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs		0	0	0	0	0	0
Frais de branchement		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)		0	0	0	0	0	0
Frais UMQ		0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)		0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs (11,07%)	229 406	229 406	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans		0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans		0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)		0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement		0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations		0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	(2 302 231)	#####	0	0	0	0	0
Contributions clients		0	0	0	0	0	0
Investissement total	(0)	(0)	0	0	0	0	0
Coût d'opération et coûts non capitalisables pendant la construction		0	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882
Amortissement comptable			(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Taxe sur les services publics			(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Redevances			0	0	0	0	0
Impôts			(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Rendement			(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Revenu requis			1 881	1 881	1 881	1 881	1 881
Revenus			0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m ³)			0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)			0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle		0	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881

	6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881

Contribution tarifaire (3 ans)	5 083	Contribution tarifaire (15 ans)	18 974
Contribution tarifaire (5 ans)	8 050	Contribution tarifaire (20 ans)	22 616
Contribution tarifaire (10 ans)	14 230	Contribution tarifaire (40 ans)	30 470
Point mort tarifaire (années)	> 40 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	N/A		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	N/A		

VENTES

Représentant	Date ____/____/____	Directeur Ventes	Date ____/____/____	Cadre de direction Ventes	Date ____/____/____
Vice-président Commercialisation	Date ____/____/____	Présidente	Date ____/____/____		

CONDITIONS DE RÉALISATION



ÉNERGIR, S.E.C.
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Paramètres 2017-2018
SRR-VERSION 18.3b

Saint-Nicéphore	Type de projet	Extension CII	Représentant Conseiller OTP
	Type de client Région Municipalité		
	Longueur en mètres linéaires	3 189	Coût en capital prospectif D-2017-094 Coût en capital prospectif après impôt
			5,43% 5,01%

	5	6	7	8	9	10
Nombre de clients	0	0	0	0	0	0
Volume en m³	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs (11,07%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération et coûts non capitalisables pendant la construction	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882
Amortissement comptable	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Taxe sur les services publics	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Rendement	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Revenu requis	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881

	11	12	13	14	15
Contribution tarifaire annuelle	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881

Contribution tarifaire (3 ans)	5 083	Contribution tarifaire (15 ans)	18 974
Contribution tarifaire (5 ans)	8 050	Contribution tarifaire (20 ans)	22 616
Contribution tarifaire (10 ans)	14 230	Contribution tarifaire (40 ans)	30 470
Point mort tarifaire (années)	> 40 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	N/A		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	N/A		

VENTES

Représentant	Date ____/____/____	Directeur Ventes	Date ____/____/____	Cadre de direction Ventes	Date ____/____/____
Vice-président Commercialisation	Date ____/____/____	Présidente	Date ____/____/____		

CONDITIONS DE RÉALISATION



ÉNERGIR, S.E.C.
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Paramètres 2017-2018
SRR-VERSION 18.3b

Saint-Nicéphore	Type de projet	Extension	Représentant
	Type de client Région Municipalité	Cil	Conseiller OTP
	Longueur en mètres linéaires	3 189	Coût en capital prospectif D-2017-094 Coût en capital prospectif après impôt
			5,43% 5,01%

	10	11	12	13	14	15
Nombre de clients	0	0	0	0	0	0
Volume en m ³	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs (11,07%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération et coûts non capitalisables pendant la construction	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882
Amortissement comptable	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Taxe sur les services publics	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Rendement	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Revenu requis	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m ³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881

	16	17	18	19	20
Contribution tarifaire annuelle	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881

Contribution tarifaire (3 ans)	5 083	Contribution tarifaire (15 ans)	18 974
Contribution tarifaire (5 ans)	8 050	Contribution tarifaire (20 ans)	22 616
Contribution tarifaire (10 ans)	14 230	Contribution tarifaire (40 ans)	30 470
Point mort tarifaire (années)	> 40 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	N/A		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	N/A		

VENTES

Représentant	Date ____/____/____	Directeur Ventes	Date ____/____/____	Cadre de direction Ventes	Date ____/____/____
Vice-président Commercialisation	Date ____/____/____	Présidente	Date ____/____/____		

CONDITIONS DE RÉALISATION



ÉNERGIR, S.E.C.
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Paramètres 2017-2018
SRR-VERSION 18.3b

Saint-Nicéphore	Type de projet	Extension CII	Représentant Conseiller OTP
	Type de client Région Municipalité		
	Longueur en mètres linéaires	3 189	Coût en capital prospectif D-2017-094 Coût en capital prospectif après impôt
			5,43% 5,01%

	15	16	17	18	19	20
Nombre de clients	0	0	0	0	0	0
Volume en m³	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs (11,07%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération et coûts non capitalisables pendant la construction	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882
Amortissement comptable	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Taxe sur les services publics	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Rendement	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Revenu requis	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (c/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881

	21	22	23	24	25
Contribution tarifaire annuelle	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881

Contribution tarifaire (3 ans)	5 083	Contribution tarifaire (15 ans)	18 974
Contribution tarifaire (5 ans)	8 050	Contribution tarifaire (20 ans)	22 616
Contribution tarifaire (10 ans)	14 230	Contribution tarifaire (40 ans)	30 470
Point mort tarifaire (années)	> 40 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	N/A		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	N/A		

VENTES

Représentant	Date ____/____/____	Directeur Ventes	Date ____/____/____	Cadre de direction Ventes	Date ____/____/____
Vice-président Commercialisation	Date ____/____/____	Présidente	Date ____/____/____		

CONDITIONS DE RÉALISATION



ÉNERGIR, S.E.C.
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Paramètres 2017-2018
SRR-VERSION 18.3b

Saint-Nicéphore	Type de projet	Extension Cil	Représentant Conseiller OTP
	Type de client Région Municipalité		
	Longueur en mètres linéaires	3 189	Coût en capital prospectif D-2017-094 5,43% Coût en capital prospectif après impôt 5,01%

	20	21	22	23	24	25
Nombre de clients	0	0	0	0	0	0
Volume en m ³	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs (11,07%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération et coûts non capitalisables pendant la construction	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882
Amortissement comptable	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Taxe sur les services publics	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Rendement	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Revenu requis	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m ³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881

	26	27	28	29	30
Contribution tarifaire annuelle	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881

Contribution tarifaire (3 ans)	5 083	Contribution tarifaire (15 ans)	18 974
Contribution tarifaire (5 ans)	8 050	Contribution tarifaire (20 ans)	22 616
Contribution tarifaire (10 ans)	14 230	Contribution tarifaire (40 ans)	30 470
Point mort tarifaire (années)	> 40 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	N/A		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	N/A		

VENTES

Représentant	Date ____/____/____	Directeur Ventes	Date ____/____/____	Cadre de direction Ventes	Date ____/____/____
Vice-président Commercialisation	Date ____/____/____	Présidente	Date ____/____/____		

CONDITIONS DE RÉALISATION



ÉNERGIR, S.E.C.
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Paramètres 2017-2018
SRR-VERSION 18.3b

Saint-Nicéphore	Type de projet	Extension Cil	Représentant Conseiller OTP
	Type de client Région Municipalité		
	Longueur en mètres linéaires	3 189	Coût en capital prospectif D-2017-094 Coût en capital prospectif après impôt
			5,43% 5,01%

	25	26	27	28	29	30
Nombre de clients	0	0	0	0	0	0
Volume en m ³	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs (11,07%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération et coûts non capitalisables pendant la construction	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882
Amortissement comptable	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Taxe sur les services publics	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Rendement	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Revenu requis	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m ³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881

	31	32	33	34	35
Contribution tarifaire annuelle	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881

Contribution tarifaire (3 ans)	5 083	Contribution tarifaire (15 ans)	18 974
Contribution tarifaire (5 ans)	8 050	Contribution tarifaire (20 ans)	22 616
Contribution tarifaire (10 ans)	14 230	Contribution tarifaire (40 ans)	30 470
Point mort tarifaire (années)	> 40 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	N/A		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	N/A		

VENTES

Représentant	Date ____/____/____	Directeur Ventes	Date ____/____/____	Cadre de direction Ventes	Date ____/____/____
Vice-président Commercialisation	Date ____/____/____	Présidente	Date ____/____/____		

CONDITIONS DE RÉALISATION



ÉNERGIR, S.E.C.
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Paramètres 2017-2018
SRR-VERSION 18.3b

Saint-Nicéphore	Type de projet	Extension CII	Représentant Conseiller OTP
	Type de client Région Municipalité		
	Longueur en mètres linéaires	3 189	Coût en capital prospectif D-2017-094 Coût en capital prospectif après impôt
			5,43% 5,01%

	30	31	32	33	34	35
Nombre de clients	0	0	0	0	0	0
Volume en m ³	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs (11,07%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération et coûts non capitalisables pendant la construction	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882
Amortissement comptable	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Taxe sur les services publics	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Rendement	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Revenu requis	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m ³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881	1 881

	36	37	38	39	40
Contribution tarifaire annuelle	1 881	1 881	1 882	1 882	1 882

Contribution tarifaire (3 ans)	5 083	Contribution tarifaire (15 ans)	18 974
Contribution tarifaire (5 ans)	8 050	Contribution tarifaire (20 ans)	22 616
Contribution tarifaire (10 ans)	14 230	Contribution tarifaire (40 ans)	30 470
Point mort tarifaire (années)	> 40 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	N/A		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	N/A		

VENTES

Représentant	Date ____/____/____	Directeur Ventes	Date ____/____/____	Cadre de direction Ventes	Date ____/____/____
Vice-président Commercialisation	Date ____/____/____	Présidente	Date ____/____/____		

CONDITIONS DE RÉALISATION



ÉNERGIR, S.E.C.
CALCUL DU REVENU REQUIS
BUDGET

REVENU REQUIS
Paramètres 2017-2018
SRR-VERSION 18.3b

Saint-Nicéphore	Type de projet	Extension Cil	Représentant Conseiller OTP
	Type de client Région Municipalité		
	Longueur en mètres linéaires	3 189	Coût en capital prospectif D-2017-094 Coût en capital prospectif après impôt
			5,43% 5,01%

	35	36	37	38	39	40
Nombre de clients	0	0	0	0	0	0
Volume en m ³	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de conduite	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	0	0	0	0	0	0
Frais de branchement	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans	0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs (11,07%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération et coûts non capitalisables pendant la construction	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882	1 882
Amortissement comptable	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Taxe sur les services publics	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Rendement	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Revenu requis	1 881	1 881	1 881	1 882	1 882	1 882
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m ³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	1 881	1 881	1 881	1 882	1 882	1 882

Contribution tarifaire annuelle						
---------------------------------	--	--	--	--	--	--

Contribution tarifaire (3 ans)	5 083	Contribution tarifaire (15 ans)	18 974
Contribution tarifaire (5 ans)	8 050	Contribution tarifaire (20 ans)	22 616
Contribution tarifaire (10 ans)	14 230	Contribution tarifaire (40 ans)	30 470
Point mort tarifaire (années)	> 40 ans		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	N/A		
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	N/A		

VENTES

Représentant	Date ____/____/____	Directeur Ventes	Date ____/____/____	Cadre de direction Ventes	Date ____/____/____
Vice-président Commercialisation	Date ____/____/____	Présidente	Date ____/____/____		

CONDITIONS DE RÉALISATION