PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU POUR UNE STATION DE GAZ NATUREL COMPRIMÉ À LAVAL

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION 3

1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET ET JUSTIFICATION EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS 4

2 DESCRIPTION DU PROJET 5

2.1 Marché potentiel 6
2.2 Retraits et prévisions de ventes 6
2.3 Aides financières 8
2.4 Contributions gouvernementale et municipale 8
2.5 Retombées économiques 8
2.6 Principales normes techniques 8
2.7 Étude de caractérisation des sols 9

3 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES 10

4 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET 11

5 ANALYSE FINANCIÈRE 12

6 IMPACT SUR LES TARIFS INCLUANT UNE ANALYSE DE SENSIBILITÉ DU PROJET 17

7 CALENDRIER PROJETÉ 18

8 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS 19

9 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL 20

CONCLUSION 21

INTRODUCTION

Énergir, s.e.c. (« Énergir ») souhaite réaliser un projet d'investissement visant la construction d'un gazoduc à Laval afin de pouvoir alimenter une station de ravitaillement publique en gaz naturel comprimé (« GNC ») d'EBI Énergie inc. (« EBI Énergie »).

Le coût du projet est évalué à 1,66 M$. Une contribution financière de 0,16 M$ du client est requise pour réaliser ce projet d'intérêt public, tout en permettant que les coûts marginaux inhérents au service demandé soient supportés par les revenus marginaux générés par ce nouveau consommateur. Cette contribution permet de générer des baisses tarifaires pour les clients existants. Ce projet est également dans l'intérêt public, car il permet la mise en place d'infrastructures dans le secteur du transport qui est dans la mire des différents paliers gouvernementaux pour atteindre les objectifs de réduction des gaz à effet de serre (« GES »).

La présente demande vise à obtenir l'autorisation de la Régie, conformément à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie,* pour la construction d'actifs destinés au transport ou à la distribution du gaz naturel (le « Projet »). En vertu de l'article 1, al. 1, par. 1° du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »), une autorisation de la Régie est requise, pour Énergir, pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou actifs destinés à la distribution de gaz naturel dans le cadre d'un projet dont le coût est de 1,5 M$ ou plus.

Conformément au Règlement, cette demande est accompagnée des renseignements suivants :

- les objectifs du Projet, la description ainsi que la justification;
- les coûts, l'étude de faisabilité économique du Projet et l'impact sur les tarifs;
- la liste des autorisations requises; et
- l'impact sur la qualité de prestation du service de distribution du gaz naturel.

1 OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET ET JUSTIFICATION EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS

Le projet d'extension du réseau de distribution de gaz naturel d'Énergir à Laval vise à atteindre les objectifs suivants :

- permettre d'accroître l'offre de GNC pour le transport;
- favoriser la réduction des GES et des polluants atmosphériques en remplaçant le diesel par du GNC;
- consolider la relation d'affaires entre Énergir et EBI Énergie qui est le leader du marché des stations-service publiques en GNC au Québec;
- permettre à EBI Énergie d'optimiser sa route est-ouest (Lévis–Trois-Rivières–Laval); et
- permettre de bonifier le réseau de ravitaillement au Québec, essentiel au développement du marché du transport.

2 DESCRIPTION DU PROJET

EBI Énergie désire implanter une station-service publique à accès 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7 sur un terrain situé sur la montée Masson au coin de la rue Léopold-Hamelin à Laval. Située dans un nouveau parc industriel lourd en développement, cette station-service s'adresse à divers types de compagnie de transport, autant local que longue distance. La station-service offrira un ravitaillement en GNC en charge lente pour sept véhicules ainsi qu'un point de remplissage en charge rapide pour deux véhicules. La station est stratégiquement placée pour répondre à un flux de transport provenant de l'autoroute 25. Cette station sera la quatrième station publique d'EBI Énergie et deux autres projets de station publique sont présentement en cours d'analyse pour une ouverture en 2018. EBI Énergie investira environ 2,5 M$ pour sa station-service et versera une contribution de 159 900 $ à Énergir afin que les coûts marginaux inhérents au service demandé soient supportés par les revenus marginaux générés par ce nouveau consommateur et permettent des baisses tarifaires pour les clients existants.

EBI Énergie est l'actuel leader du marché des stations-service publiques au Québec avec trois stations publiques. Profitant d'une force de vente d'expérience, EBI Énergie a pu, à ce jour, signer l'approvisionnement en GNC auprès d'une trentaine de compagnies au Québec. Le déploiement de trois autres stations publiques à leur réseau actuel densifiera les routes possibles de leurs clients et suscitera l'intérêt de plusieurs autres compagnies.

Les volumes de gaz qu'EBI Énergie désire contracter auprès d'Énergir proviennent de cette densification de routes par l'apport de nouvelles stations sur leur réseau ainsi que d'engagements auprès de nouveaux clients sollicités et identifiés. En addition, EBI Énergie profite de la participation financière de 1 M$ par station par le biais du programme d'infrastructure pour les énergies nouvelles du ministère des Ressources naturelles du Canada.

Le Projet est situé dans la région administrative de Laval et l'extension de réseau permettra de desservir le secteur est de la montée Masson. À cet effet, la pièce Énergir-1, Document 2 illustre le tracé global de l'extension projetée.

La conduite d'alimentation projetée de 219,1 mm de diamètre de classe 400 kPa débutera à l'intersection du boulevard Lévesque est et de l'avenue Roger-Lortie. La nouvelle conduite longera l'avenue Roger-Lortie jusqu'à l'avenue Marcel-Villeneuve et continuera sur la montée

Masson sur une longueur de 3 041 mètres. Le client sera raccordé par un branchement de 40 mètres à partir de ce point.

2.1 MARCHÉ POTENTIEL

Cette extension de réseau permettra principalement de donner accès à EBI Énergie au réseau de distribution d'Énergir.

Il existe un potentiel de croissance supplémentaire dans le secteur de la station-service d'EBI Énergie, qui sera située dans un parc industriel lourd en développement. Cette zone compte treize lots totalisant 3,7 Mpi² à développer, soit un potentiel estimé à 500 000 m³ pour Énergir. Des clients ont déjà commencé à s'y implanter. Un projet d'extension de réseau d'environ 1 km pourrait éventuellement desservir ce parc industriel.

La cimenterie Holcim prévoit transférer ses activités à son site de la montée Masson à 1,2 km en aval du Projet, ce qui représenterait un volume potentiel de 1,2 Mm³. Enfin, la Ville de Laval prévoit développer à moyen terme un nouveau parc industriel le long de la conduite projetée sur l'avenue Roger-Lortie.

2.2 RETRAITS ET PRÉVISIONS DE VENTES

EBI Énergie a signé un contrat d'une durée de 10 ans avec une OMA équivalant à 100 % des volumes projetés annuels du client et ce, pour chaque année du contrat. Une copie du contrat signé est présentée à la pièce Énergir-1, Document 3.

Les volumes de l'OMA sur la durée du contrat sont les suivants.

Tableau 1

Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5	Année 6	Années 7 à 10
400 000 m³	850 000 m³	1 300 00 m³	1 845 000 m³	2 445 000 m³	3 045 000 m³	3 645 000 m³

En fonction du profil de consommation fourni par le client et considérant le type de marché qu'une station-service représente, le contrat a été signé au tarif D_3. Selon le client, l'implantation d'une

nouvelle station-service au réseau actuel permettra une augmentation de volume dans le temps et le succès de cette station, ce qui est reflété dans la croissance des volumes de l'OMA au niveau contractuel.

Il est également à noter que le Projet s'inscrit en cohérence avec certains objectifs de la *Politique énergétique 2030* du Québec et est certainement d'intérêt public. En effet, dans le cadre de cette politique, le gouvernement québécois a clairement énoncé son intention de soutenir le développement de la filière du gaz naturel dans le secteur du transport, lequel est responsable d'une quantité importante des émissions de GES au Québec. En guise d'exemple. la *Politique énergétique 2030* du Québec fait notamment état que le gouvernement entend :

- soutenir la conversion des véhicules de transport déjà sur la route à des carburants à plus faible teneur en carbone, notamment le gaz naturel liquéfié (GNL) et le GNC;
- bonifier le programme Écocamionnage de manière à privilégier la conversion au gaz naturel des véhicules lourds;
- soutenir l'objectif d'Énergir d'augmenter de 15 % la flotte de véhicules lourds propulsés au GNL ou au GNC d'ici à 2030; et
- travailler de concert avec Énergir afin d'évaluer la possibilité d'étendre sur l'axe nord-sud la *Route Bleue*, un réseau de stations de ravitaillement en GNL pour les véhicules lourds.

C'est ainsi que le Projet d'une nouvelle station-service publique de GNC s'inscrit dans le cadre du développement d'une filière qui devrait s'accélérer dans les prochaines années et est d'intérêt public. Conséquemment, Énergir et son client sont confiants que des volumes supplémentaires à ceux contractuellement prévus puissent se concrétiser à moyen terme, ce qui résulterait en des baisses tarifaires additionnelles pour l'ensemble de la clientèle, tout en contribuant à réduire davantage les émissions de GES.

En effet, le type d'énergie déplacée dans le Projet est le diesel. Le projet favorisera donc la réduction des GES et des polluants atmosphériques en remplaçant le diesel par du GNC.

2.3 AIDES FINANCIÈRES

En ce qui concerne les aides financières à la conversion issues du *Programme de rabais à la consommation* (PRC), aucun montant n'est nécessaire afin d'assurer la rentabilité du branchement pour ce projet et n'a donc été octroyé[1].

Comme pour tous les autres raccordements de clients au réseau d'Énergir, l'éligibilité aux programmes d'efficacité énergétique d'Énergir est évaluée pour chacun des projets individuels de la clientèle afin que les subventions favorisant l'efficacité énergétique puissent être octroyées à tous les clients admissibles.

2.4 CONTRIBUTIONS GOUVERNEMENTALE ET MUNICIPALE

Aucune contribution gouvernementale ou municipale n'est nécessaire et n'a donc été demandée pour la réalisation du Projet. Cependant, une contribution de 159 900 $ est demandée à EBI Énergie afin que les coûts marginaux inhérents au service demandé soient supportés par les revenus marginaux générés par ce nouveau consommateur et permettent des baisses tarifaires pour les clients existants.

2.5 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

L'extension du gazoduc d'Énergir permettra l'accès à un client en plus de contribuer au développement économique de la région. L'accès au gaz naturel contribuera à la compétitivité des approvisionnements énergétiques dans la région, tout en permettant d'accroître son potentiel industriel.

2.6 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

Le Projet sera réalisé conformément aux exigences de la dernière édition applicable au Québec de la norme CSA Z662, ainsi qu'au chapitre II du *Code de construction*.

Les données techniques des conduites principales sont présentées ci-dessous.

[1] Art. 2.3.4., *Programme de rabais à la consommation* (PRC), Cause tarifaire 2014, R-3837-2013, B-0339, Gaz Métro-7, Document 4, annexe 3.

Tableau 2

Conduite	Classe	Longueur en mètres
219,1 mm plastique	400 kPa	3 041
Total		**3 041**

Le branchement d'une longueur de 40 mètres sera effectué avec une conduite de plastique de 114,3 mm de diamètre.

Après avoir raccordé EBI Énergie, la capacité résiduelle sera de 3 000 m³/h dans le secteur du parc industriel.

2.7 ÉTUDE DE CARACTÉRISATION DES SOLS

Aucune caractérisation des sols n'a été effectuée puisque l'on retrouve déjà des conduites existantes à proximité de l'extension proposée et Énergir y effectue régulièrement des travaux. Il est à noter que des coûts sont inclus au Projet pour prévoir la présence de roc, de la profondeur excédentaire et des forages directionnels rotatifs dirigés.

3 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

Pour raccorder EBI Énergie selon ses besoins actuellement connus, aucune autre solution n'a été envisagée dans le cadre du Projet.

4 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

Le Projet nécessite des investissements évalués à 1,66 M$. La portion d'investissement qui sera assumée par Énergir s'élève à 1,50 M$. La répartition des coûts selon la nature des travaux est la suivante.

Ce tableau est déposé sous pli confidentiel.

5 ANALYSE FINANCIÈRE

L'analyse financière est basée sur les paramètres financiers approuvés par la Régie dans ses décisions G-285, D-90-60, D-96-21, D-97-25, D-2017-092, D-2017-094, ainsi que D-2018-61. Le tableau suivant en présente les résultats.

Tableau 4

	Rentabilité
TRI	5,01 %
Point mort tarifaire (années)	38,43
Impact tarifaire 5 ans (000 $)	347
Impact tarifaire 40 ans (000 $)	(16)

L'analyse financière détaillée est présentée à la pièce Énergir-1, Document 4.

Les coûts d'opération au présent dossier tiennent compte des paramètres établis dans la décision D-2017-092. Ainsi, un coût de 0,59 $/mètre linéaire est inclus au Projet ainsi qu'un coût par client. Il n'y a pas d'autres coûts d'opération spécifiques inclus.

Une contribution financière de 159 900 $ a été demandée au client afin que les coûts marginaux inhérents au service demandé soient supportés par les revenus marginaux générés par ce nouveau consommateur et permettent des baisses tarifaires pour les clients existants.

Il est possible de dégager à travers les décisions passées de la Régie que de façon générale, un projet ne devrait pas avoir, à long terme, un effet à la hausse sur les tarifs. Plus récemment, dans l'Avis au MÉRN, la Régie y mentionnait :

> « *De façon générale, un projet d'extension de réseau devrait se justifier économiquement et ne devrait pas avoir à long terme un effet à la hausse sur les tarifs. La Régie s'appuie sur plusieurs principes et facteurs lorsqu'elle autorise un projet d'investissement d'un distributeur. Même si elle s'en tient généralement au critère de rentabilité économique, elle peut également considérer d'autres critères, de nature sociétale, par exemple.* »[2]

[2] Avis A-2017-01, R-3972-2016, A-0038, p.23.

À travers les années, la Régie a déterminé certaines balises en lien avec l'évaluation de la rentabilité des projets[3]. Dans le cadre de la récente décision D-2018-61, bien que la Régie reconnaît que le taux de rendement interne (« TRI ») d'un projet doit être comparé au coût en capital prospectif (« CCP ») après impôt afin d'évaluer si celui-ci est à l'avantage de la clientèle existante en permettant de générer des baisses tarifaires, elle mentionne que pour les projets actuellement à l'étude cette comparaison doit être faite avec le CCP « mixte » de 5,43 %. Toujours selon la décision D-2018-61, le fait de viser un TRI plus élevé que CCP après impôt permet de sélectionner des projets plus rentables et donc, de réduire le risque assumé par la clientèle existante.

Énergir rappelle qu'un projet ayant un TRI de 5,01 % et plus génère des baisses tarifaires à l'avantage de la clientèle existante (voir tableau 4). Conformément à l'article 4.3.4 des *Conditions de service et Tarif*, une contribution a été demandée au client, car selon les résultats de l'analyse financière, le Projet avait, à long terme, un effet à la hausse sur les tarifs. Cette contribution du client permet d'avoir un projet rentable générant des baisses tarifaires pour la clientèle existante. Énergir considère qu'il serait inéquitable de faire supporter un plus grand risque au client qui accepte, aujourd'hui, de contribuer financièrement à mettre en place une infrastructure permettant de développer, aujourd'hui et pour l'avenir, le réseau du service public dans un secteur donné.

De surcroît, Énergir tient à mentionner que le CCP après impôt (5,01 %) n'intervient en rien dans les différents calculs qui mènent d'une part à l'établissement du revenu requis, d'autre part à l'établissement du point mort tarifaire, de l'impact tarifaire et du flux monétaire. À cet égard, il faut noter que le point mort tarifaire et l'impact tarifaire du Projet ont été calculés en utilisant le CCP mixte de 5,43 %, conformément à la décision D-2017-094 et à la récente décision D-2018-061. Puisque le Projet induit une baisse tarifaire de 16 k$ sur l'horizon de 40 ans, le tout calculé en fonction du CCP mixte de 5,43 %, Énergir considère qu'il est rentable et aux bénéfices de la clientèle existante.

En lien avec la réduction des risques assumés par la clientèle, Énergir a jugé nécessaire de prévoir des mesures appropriées et de prendre en considération des éléments propres à ce Projet et à ce nouveau marché émergeant, en développement.

[3] Notamment les ordonnances G-278, G-285 et G-364 et les décisions D-90-60, D-96-21, D-97-25 et D-2014-204.

Premièrement, Énergir a pris en considération que le TRI pourrait être plus élevé que le CCP après impôt et générer des baisses tarifaires plus importantes dans la mesure où le client actuel – EBI – consomme plus que son volume projeté au contrat et/ou que d'autres clients du secteur se raccordent au réseau gazier. L'effet sur les tarifs pourrait être de près de 1,3 M$ à la baisse si les volumes sont plus élevés et que d'autres clients sont raccordés au réseau. À titre d'information, le tableau 5 suivant comprend le revenu requis du projet EBI déposé dans ce dossier, en plus des volumes et des coûts projetés du parc industriel lourd, de la cimenterie Holcim ainsi que du nouveau parc industriel de l'avenue Roger-Lortie. Énergir a été conservatrice dans la répartition des volumes additionnels au fil des années.

Tableau 5

	Rentabilité
TRI	6,33 %
Point mort tarifaire (années)	19,41
Impact tarifaire 5 ans (000 $)	432
Impact tarifaire 40 ans (000 $)	(795)

Le tableau 6 reprend les projections du tableau 5 en y ajoutant une progression des volumes d'EBI passant de 3,345 Mm³ à l'année 7 à 5,0 Mm³ à l'année 10, ce qui représente un volume optimiste, mais réalisable.

Tableau 6

	Rentabilité
TRI	7,10 %
Point mort tarifaire (années)	14,89
Impact tarifaire 5 ans (000 $)	432
Impact tarifaire 40 ans (000 $)	(1 305)

Deuxièmement, bien qu'habituellement la durée des contrats signés dans le cadre d'extension de réseau est de cinq ans, Énergir a exigé un engagement plus long pour ce Projet. Énergir a

demandé un contrat de 10 ans à EBI avec une OMA à 100 % des volumes projetés, sécurisant 100 % de la marge brute du Projet. De façon générale, les clients cherchent à garder un niveau de flexibilité et un terme de 10 ans est déjà élevé. Énergir soumet qu'en s'engageant sur une période de 10 ans avec une OMA, le client assume une partie importante du risque.

Troisièmement, Énergir fera tous les efforts nécessaires pour que le client renouvelle son contrat au-delà de la période initiale de 10 ans. Dans l'analyse de rentabilité, l'hypothèse utilisée présume qu'en moyenne, les contrats seront renouvelés au cours de la vie utile des installations. Énergir est confiante que le client renouvellera son contrat à l'échéance du terme de 10 ans. Compte tenu de l'information fournie au dossier sur la place croissante que devraient prendre les carburants alternatifs, tels que le gaz naturel compressé dans le domaine du transport. Énergir est convaincue de livrer du gaz naturel à cette installation sur la durée de l'analyse financière. Les perspectives de ce nouveau marché sont très favorables et appuyées par les différents paliers de gouvernements. Les investissements privés du client (plus de 2,5 M$) et la prise de risques qui en découle démontrent qu'un potentiel de marché en croissance et porteur de bénéfices au niveau environnemental doit être comblé.

Énergir soutient que le Projet tel que soumis génère des baisses tarifaires et que les risques assumés pour la clientèle existante ont été mitigés.

Cela dit, la Régie a mentionné à quelques reprises[4] que le TRI d'un projet n'est pas le seul critère qu'elle doit analyser pour une demande d'investissement et qu'elle doit également tenir compte de l'intérêt public. Notamment, dans la décision D-96-21, la Régie mentionne :

> « " La Régie est d'avis que le taux de rentabilité du projet n'est pas le seul critère qu'elle doit analyser avant d'autoriser un investissement de SCGM, mais tous les critères énumérés dans sa loi, et particulièrement celui de l'intérêt public. " »

Énergir soumet que le Projet tel que soumis, en plus de générer des baisses tarifaires, est d'intérêt public. En effet, les différents paliers gouvernementaux ont des objectifs de réduction de GES et le secteur du transport est dans leur mire. Le GNC fait partie de la solution à court, moyen et long termes, tel qu'on peut le retrouver dans les différentes politiques, programmes et plan d'actions des gouvernements :

[4] G-285 p.7, D-96-21 p.20 et Avis A-2017-01, R-3972-2016, A-0038, p.23.

- Il est également à noter que le Projet s'inscrit en cohérence avec certains objectifs de la *Politique énergétique 2030* du Québec. Du côté québécois, des actions concrètes d'ici 2030 sont clairement définies dans le document de la *Politique énergétique 2030 du Québec*[5], du plan d'action[6] qui en découle ainsi que dans la *Politique de mobilité durable 2030* récemment diffusée[7]. Ceci est couvert dans la section 2.2.

- Le gouvernement canadien investit présentement, via *l'Initiative pour le déploiement d'infrastructures pour les véhicules électriques et les carburants de remplacement*[8], dans les infrastructures de ravitaillement publiques de gaz naturel pour véhicules. À terme, c'est plus de 40 stations publiques de GNC ou GNL, dont une quinzaine au Québec, qui pourraient voir le jour avec l'appui de ce programme, d'ici 2022. Énergir rappelle qu'EBI Énergie profite de la participation financière de 1 M$ par station par le biais du programme d'infrastructure pour les énergies nouvelles du ministère des Ressources naturelles du Canada.

Il est clair pour Énergir qu'avec tous les efforts déployés et les objectifs établis par les différents paliers gouvernementaux, le marché du GNC est en plein essor et sera appelé à se développer davantage sur l'horizon de l'analyse financière.

Selon Énergir, la conséquence d'une décision trop rigide pourrait empêcher la réalisation de bonnes opportunités de développement de marché qui se ferait au détriment des clients existants et de l'intérêt public.

[5] https://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/politique-energetique-2030.pdf
[6] https://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/Tableau-PA-PE2030_FR.pdf
[7] https://www.transports.gouv.qc.ca/fr/ministere/role_ministere/Pages/politique-mobilite-durable.aspx
[8] https://www.rncan.gc.ca/energie/carburants-remplacement/carburants-faits/ecoenergie/18353

6 IMPACT SUR LES TARIFS INCLUANT UNE ANALYSE DE SENSIBILITÉ DU PROJET

Le tableau ci-joint présente une analyse de sensibilité du Projet en fonction de la variation des volumes de vente et des coûts de construction.

Les coûts du Projet ont été évalués selon une estimation de classe 3, avec une précision de ±15 %. Comme proposé par la Régie dans le dossier R-3867-2013[9], l'analyse de sensibilité ci-dessous prend en compte le risque associé à l'estimation des coûts.

Tableau 7

Sensibilité	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 $)*
Volumes						
80 %	3,63	n/a	399,0	471,4	493,6	366,5
100 %	5,01	38,43	347,6	330,8	228,0	(16,1)
120 %	6,24	18,26	296,2	190,2	(37,6)	(398,8)
Coûts de construction						
-15 %	6,21	18,58	249,1	162,4	(25,3)	(324,7)
+15 %	4,06	n/a	446,1	499,2	481,3	292,4
Coûts +15 % et **Volumes** -20 %	2,76	n/a	497,5	639,8	746,9	675,1

[9] Voir la réponse à la question 6.1 de la pièce B-0298, Gaz Métro-9, Document 1, pages 24 et 25.

7 CALENDRIER PROJETÉ

Le calendrier ci-dessous présente les grandes étapes du Projet. Énergir aimerait obtenir l'approbation du Projet par la Régie d'ici la fin juin 2018. Le client désire obtenir une mise en gaz pour la fin octobre 2018.

Activités	Début	Fin
Signature du client et préparation dossier Régie	Janvier 2018	Février 2018
Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie	Mars 2018	Juin 2018
Obtention des permis	Janvier 2018	Août 2018
Préparation plans et devis détaillés	Février 2018	Mars 2018
Appel d'offres entrepreneurs et octroi du contrat	Mai 2018	Juin 2018
Obtention des permis de construction municipaux	Avril 2018	Août 2018
Construction	Août 2018	Octobre 2018
Mise en gaz		Octobre 2018

8 LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

Outre l'autorisation de la Régie, le Projet requiert l'obtention des autorisations suivantes :

- ministère du Développement durable, Environnement et Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC);
- Chemin de fer Québec-Gatineau inc.; et
- permis de construction de la Ville de Laval.

9 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

Le présent Projet offre à Énergir l'opportunité d'accroître sa clientèle et de favoriser le développement économique de la région sans impact sur la qualité de prestation du service de distribution du gaz naturel.

CONCLUSION

Énergir demande à la Régie de l'autoriser à procéder à l'extension de son réseau à Laval et d'autoriser la création d'un compte de frais reportés hors base, portant intérêts, dans lequel seront cumulés tous les coûts reliés au Projet jusqu'à leur inclusion dans le dossier tarifaire 2019-2020.

Elle demande également à la Régie d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion de la ventilation des coûts contenue à la section 4 du présent document.