

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2018-070

R-4020-2017

14 juin 2018

PRÉSENT :

Bernard Houle

Régisseur

Énergir, s.e.c.

Demanderesse

Décision finale

Demande d'autorisation pour réaliser un projet d'investissement visant l'extension de réseau dans les MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan

1. DEMANDE

[1] Le 28 novembre 2017, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande afin d'obtenir l'autorisation requise pour réaliser un projet d'investissement évalué à 27,9 M\$, dont 4,5 M\$ seront assumés par Gaz Métro. Ce projet a pour objectif l'extension du réseau de distribution de gaz naturel dans la région de Thetford Mines, dans la MRC des Appalaches, et dans la région de Saint-Éphrem-de-Beauce, dans la MRC de Beauce-Sartigan (le Projet). Cette demande est présentée en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*² (le Règlement). Le Distributeur demande également à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel à l'égard des informations relatives aux coûts du Projet, lesquelles sont déposées sous pli confidentiel.

[2] Le 8 décembre 2017, Énergir dépose une demande amendée pour faire suite au changement de dénomination sociale de Société en commandite Gaz Métro par Énergir, s.e.c. (ci-après Énergir ou le Distributeur) annoncé le 29 novembre 2017.

[3] Le 11 décembre 2017, la Régie publie un avis aux personnes intéressées sur son site internet. Le 12 décembre 2017, le Distributeur confirme à la Régie qu'il a également procédé à l'affichage de cet avis sur son site internet, tel que demandé.

[4] Cet avis indique que la Régie compte procéder à l'étude du présent dossier par voie de consultation, fixe au 2 février 2018 l'échéance pour le dépôt des commentaires des personnes intéressées et au 9 février 2018 celle pour la réponse d'Énergir relative à ces commentaires. Le 3 février 2018, la Régie constate qu'elle n'a reçu aucun commentaire de personnes intéressées.

[5] Le 11 janvier 2018, la Régie transmet une demande de renseignements (la DDR n° 1) au Distributeur, en versions caviardée et confidentielle.

[6] Le 19 janvier 2018, le Distributeur dépose ses réponses à la DDR n° 1 de la Régie, en versions caviardée et confidentielle, ainsi que des pièces révisées.

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

[7] Le 9 février 2018, la Régie transmet une seconde demande de renseignements (la DDR n° 2) au Distributeur.

[8] Le 16 février 2018, le Distributeur dépose ses réponses à la DDR n° 2 de la Régie.

[9] Le 14 mars 2018, la Régie transmet une troisième demande de renseignements (la DDR n° 3) au Distributeur.

[10] Le 20 mars 2018, le Distributeur dépose ses réponses à la DDR n° 3 de la Régie et informe cette dernière qu'il sera en mesure de transmettre au début du mois d'avril 2018 les résultats de l'analyse des tests relativement à la présence de l'amiante, ainsi que les coûts selon les résultats obtenus.

[11] Le 13 avril 2018, le Distributeur dépose la mise à jour des résultats de l'analyse des tests relativement à la présence d'amiante sur le site du Projet.

[12] Le 29 mai 2018, à la suite de la décision D-2018-061 relative à l'utilisation du coût en capital prospectif dans les analyses de rentabilité et d'impact tarifaire des projets d'extension de réseau, la Régie demande au Distributeur une mise à jour des pièces conformément à la décision précitée.

[13] Le 8 juin 2018, en réponse à la demande de la Régie, le Distributeur dépose une lettre accompagnée d'une mise à jour de sa preuve. La Régie entame alors son délibéré.

[14] La présente décision porte sur les conclusions recherchées par Énergir dans sa demande amendée :

« ACCUEILLIR la présente demande;

AUTORISER Énergir à réaliser le Projet, tel que décrit aux pièces GM-1, Documents 1 à 7;

AUTORISER Énergir à créer un compte de frais reportés, portant intérêts, dans lequel seront cumulés les coûts reliés au Projet;

INTERDIRE jusqu'à la finalisation du Projet, la divulgation, la publication et la diffusion des informations caviardées relatives aux coûts du Projet contenues aux pièces GM-1, Document 1, 5 et 6 lesquelles sont déposées sous pli confidentiel »³.

2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[15] En vertu de l'article 73 de la Loi, Énergir doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, notamment pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés à la distribution de gaz naturel et pour étendre, modifier ou changer l'utilisation de son réseau de distribution de gaz naturel.

[16] Le Distributeur doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 1,5 M\$, conformément aux dispositions du Règlement.

3. PROJET

3.1 MISE EN CONTEXTE ET HISTORIQUE DU PROJET

[17] La région de Thetford Mines a accès au gaz naturel depuis 2012, mais plusieurs secteurs ne peuvent pas en bénéficier dont l'Aéroport de Thetford Mines, Black Lake et les municipalités de Sainte-Clotilde-de-Beauce (Sainte-Clotilde) et d'Adstock.

[18] Depuis, de nombreuses rencontres ont eu lieu entre les acteurs économiques de la région, les maires des municipalités visées et Énergir afin de trouver les conditions nécessaires au prolongement du réseau gazier dans ces secteurs. Selon une analyse de rentabilité du Projet, il demeure nécessaire d'obtenir une contribution externe pour rentabiliser l'extension de réseau.

³ Pièce [B-0017](#), p. 2.

[19] Au printemps 2016, à la suite de démarches auprès des instances gouvernementales, la municipalité de Saint-Éphrem avait fait une demande à Énergir afin d'être alimentée au gaz naturel. Selon les résultats d'une étude économique réalisée en août 2016, la réalisation du projet de desserte de gaz naturel représente un atout économique et un levier important pour la municipalité, notamment pour son développement industriel.

[20] Dans le cadre du Plan économique du Québec du printemps 2017, le gouvernement provincial prévoit assouplir les normes d'investissement afin d'accélérer l'extension du réseau de distribution de gaz naturel dans un plus grand nombre de régions du Québec. Une enveloppe de 20,5 M\$ est rendue disponible par l'entremise du Fonds vert pour la réalisation des projets d'extension de réseau suivants :

- Thetford Mines, dans la MRC des Appalaches;
- Saint-Éphrem, dans la MRC de Beauce-Sartigan; et
- Saint-Marc-des-Carières, dans la MRC de Portneuf.

[21] De ce fait, le Projet peut bénéficier de contributions financières importantes en provenance des gouvernements du Québec et du Canada. En juillet 2017, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) a accordé une contribution maximale de 13,2 M\$ pour le projet de prolongement de réseau dans le secteur de Thetford Mines et de 6,7 M\$ pour le secteur de Saint-Éphrem.

[22] Par ailleurs, dans le cadre de l'*Initiative canadienne de diversification économique des collectivités tributaires du chrysotile*, le Projet est admissible à une contribution financière de l'Agence de développement économique du Canada pour les régions du Québec (DEC) établie à un maximum de 4,4 M\$ pour la partie se trouvant dans la MRC des Appalaches. Le Distributeur soumet que la municipalité de Saint-Éphrem, située dans la MRC de Beauce-Sartigan, n'est pas admissible dans le cadre de cette initiative.

[23] Le coût du projet est évalué à 27,9 M\$, dont 4,5 M\$ seront assumés par Énergir.

[24] Bien que les contributions gouvernementales maximales puissent atteindre 24,3 M\$, le Distributeur soumet que le Projet peut se réaliser selon les critères de rentabilité d'un projet d'investissement approuvé par la Régie avec des contributions gouvernementales de 23,4 M\$.

3.2 OBJECTIFS DU PROJET

[25] Le Projet vise les objectifs suivants :

- desservir quatre municipalités au gaz naturel;
- raccorder 45 clients des marchés industriels, institutionnels et commerciaux dont la consommation annuelle à maturité est estimée à plus de 3 221 000 m³;
- permettre aux entreprises d'adopter le gaz naturel comme source d'énergie dans le cadre de leurs activités et contribuer à leur compétitivité en matière d'approvisionnement énergétique;
- favoriser la réduction des gaz à effet de serre et des polluants atmosphériques en remplaçant le propane et le mazout n° 2;
- assurer la réalisation d'un projet d'investissement souhaité depuis plusieurs années par les acteurs économiques de la région de manière rentable; et
- proposer un tracé d'extension du réseau gazier minimisant les impacts économiques, environnementaux et agricoles.

3.3 DESCRIPTION DU PROJET

[26] Le Projet, d'une longueur d'environ 52 km, est situé dans la MRC des Appalaches et la MRC de Beauce-Sartigan. Énergir présente un descriptif et une représentation du tracé global de l'extension projetée⁴.

[27] Dans la MRC des Appalaches, le Projet vise à construire un gazoduc permettant de desservir les municipalités de Sainte-Clotilde et d'Adstock ainsi que les secteurs de l'aéroport de Thetford Mines et de Black Lake.

[28] Dans la MRC de Beauce-Sartigan, le Projet vise à construire un gazoduc permettant de desservir la municipalité de Saint-Éphrem, dont l'alimentation est possible par l'entremise du raccordement à partir des gazoducs alimentant Sainte-Clotilde et Adstock.

⁴ Pièces [B-0022](#), p. 8, et [B-0008](#).

3.4 MARCHÉ POTENTIEL

[29] Le Projet permettra le raccordement de 45 clients représentant un volume de consommation annuelle potentiel estimé à 3 221 000 m³. Le Distributeur présente une ventilation du marché potentiel, en termes du nombre de clients et du volume de consommation de gaz naturel, par secteur et par marché⁵.

[30] Le Distributeur présente également la liste des principaux clients dont les volumes associés ont été garantis contractuellement pour une période de cinq ans⁶. Énergir soumet que les volumes sous contrat de ces principaux clients totalisent 2 281 000 m³ et représentent 93 % des volumes ainsi que 90 % des revenus pour la première année du Projet⁷.

[31] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, Énergir précise que les volumes considérés pour les cinq premières années de l'analyse de rentabilité ont été obtenus à partir des informations reçues auprès des clients. Le Distributeur soumet que l'évaluation est établie au cas par cas et, parfois, en fonction d'un facteur d'efficacité⁸.

[32] Le Distributeur mentionne également que les volumes considérés dans le calcul de la rentabilité dès la première année représentent les volumes sécurisés par une obligation minimale annuelle (OMA)⁹. De même, le volume de 2 602 220 m³ correspond aux volumes sécurisés à la sixième année du Projet¹⁰.

[33] Par contre, le Distributeur indique qu'il est difficile de se prononcer actuellement sur la probabilité d'atteindre le volume de consommation potentiel de 3 221 000 m³. Énergir estime toutefois que si les volumes consommés s'avèrent supérieurs aux volumes sécurisés, tels que considéré au calcul de la rentabilité, la rentabilité du Projet s'avérera meilleure¹¹.

⁵ Pièce [B-0022](#), p. 10 et 11, Tableaux 1 et 2.

⁶ Pièce [B-0022](#), p. 12, Tableau 3.

⁷ Pièce [B-0022](#), p. 12.

⁸ Pièce [B-0020](#), question 5.1.

⁹ Pièce [B-0020](#), question 5.2.

¹⁰ Pièce [B-0020](#), question 5.3.

¹¹ Pièce [B-0020](#), question 5.3.

[34] Énergir mentionne ne pas avoir considéré ni évalué les volumes associés aux conversions résidentielles. Elle ajoute néanmoins qu'en présence de conduites de basse pression de classe 700 kPa ou 400 kPa une évaluation de la rentabilité pour le raccordement de ce type de clients peut être réalisée subséquemment sur une base individuelle.

3.5 AIDES FINANCIÈRES ET CONTRIBUTIONS GOUVERNEMENTALES

[35] Comme mentionné précédemment, le Projet bénéficie de contributions financières maximales provenant du gouvernement du Québec (19,9 M\$) et du gouvernement du Canada (4,4 M\$), pour un montant total de 24,3 M\$.

[36] Énergir dépose une copie des ententes des contributions financières accordées respectivement par le MERN et DEC¹².

[37] En réponse à une demande de renseignements de la Régie quant aux conditions pouvant permettre à Énergir d'obtenir le maximum des contributions financières accordées, le Distributeur mentionne que les contributions additionnelles seront accordées si les coûts réels du Projet dépassent 23,4 M\$, jusqu'à concurrence de 900 k\$. En tenant compte de la part du Projet qu'elle assume, Énergir précise qu'elle absorbera tout dépassement de coûts au-delà des coûts totaux d'environ 28,8 M\$¹³.

[38] Quant aux aides financières à la conversion issues du Programme de rabais à la consommation (PRC), Énergir soumet que les montants octroyés dans le cadre de ce Projet ont été déterminés afin d'assurer la rentabilité des branchements, conformément à l'article 2.3.4 du PRC.

3.6 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

[39] 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.

¹² Pièces [B-0011](#), [B-0013](#), [B-0039](#) et, sous pli confidentiel, B-0012, B0014 et B-0038.

¹³ Pièce [B-0020](#), réponse 2.3.

[40] Le Distributeur présente les données techniques des conduites au tableau ci-dessous :

TABLEAU 1
PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

Conduite	Classe de pression (kPa)	Longueur (mètres)
168,3 mm acier	2 900	20 426
114,3 mm acier	2 900	4 414
168,3 mm polyéthylène	700	2 279
219,1 mm polyéthylène	400	4 408
168,3 mm polyéthylène	400	18 599
114,3 mm polyéthylène	400	2 144
Longueur totale		52 270

[41] Énergir mentionne que la réalisation du Projet nécessitera l'installation de plus de 52 km de conduites qui seront exploitées à une pression de 2 900 kPa, pour l'alimentation, et de 400 kPa ou 700 kPa pour la distribution. Le Distributeur précise que le diamètre des conduites a été déterminé sur la base des équipements qui seront installés en tenant compte de la diversité des clients.

3.7 ÉTUDE DE CARACTÉRISATION DES SOLS

[42] Le Distributeur souligne que les particularités de ce Projet consistent en la présence de nombreux cours d'eau et milieux humides situés dans des zones agricoles. Au total, 57 cours d'eau et 34 milieux humides sont répertoriés sur le parcours.

[43] Selon le Distributeur, les méthodes préconisées pour déterminer l'emplacement de la conduite au travers des cours d'eau et des milieux humides ont été choisies et planifiées afin de minimiser l'impact environnemental. À cet égard, Énergir mentionne avoir réalisé une analyse des sols tout au long du tracé ainsi qu'une analyse environnementale sur tout le territoire sur lequel les conduites seront installées. Le choix du tracé a permis d'éviter 7 cours d'eau et 24 milieux humides.

[44] De plus, Énergir mentionne avoir réalisé 106 puits d'exploration aux endroits où la conduite sera installée et 79 sondages aux abords des traverses de cours d'eau et de chemins de fer. Les résultats de ces sondages ont permis de connaître la nature du sol et sa

stabilité, en plus d'augmenter le niveau de précision de la quantité du roc à enlever, ainsi que des quantités d'apports de remblai.

[45] Énergir indique que, sur la base d'une évaluation visuelle réalisée lors de la reconnaissance du tracé, la présence d'amiante a été relevée dans deux secteurs soit ceux de l'Aéroport de Thetford Mines et de Black Lake.

[46] Par ailleurs, Énergir précise avoir embauché un spécialiste externe afin de l'accompagner à quantifier la teneur en amiante, déterminer les tronçons touchés et établir les méthodes de travail qui seront utilisées lors de la construction et les coûts afférents liés à la présence d'amiante. En se basant sur les échantillons de sols et des données historiques de la région, ainsi que sur les lignes directrices du protocole d'échantillonnage approuvé par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques et la Commission des normes, de l'équité, de la santé et de la sécurité du travail, Énergir indique que les résultats de ces prélèvements confirment la présence d'amiante dans les secteurs de Sainte-Clotilde, Adstock et Saint-Éphrem et que l'amiante pourrait être présente sur environ 18 km du tracé¹⁴.

3.8 COÛTS DU PROJET

[47] Le Projet nécessite des investissements évalués à 27,9 M\$, dont 4,5 M\$ seront assumés par Énergir.

[48] À la suite des analyses sur la présence d'amiante, Énergir mentionne avoir procédé par un processus d'appel d'offres et transmis un addenda aux soumissionnaires en considération des résultats de ces analyses. Les informations présentées ont permis aux entrepreneurs d'inclure, dans leurs soumissions, les coûts additionnels reliés à la présence d'amiante. Ainsi, ces coûts seront payables à l'entrepreneur sur une base unitaire et selon les quantités réelles.

[49] Le Distributeur dépose la répartition des coûts selon la nature des travaux déposés lors de la demande initiale, ainsi qu'une mise à jour de projection des coûts globaux au 31 mars 2018, tel que présenté au tableau suivant :

¹⁴ Pièces [B-0020](#), réponse 7.1, et [B-0041](#), p. 3.

TABLEAU 2
COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET (000 \$)

Activités	Budget initial	Mise à jour au 31 mars 2018	Écart
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████
██████████	██████	██████	██████

Sources : Pièces B-0023, p. 19 (sous pli confidentiel), et B-0040 (sous pli confidentiel).

[50] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, Énergir mentionne que les analyses ont permis d'inscrire une contingence de ██████ au budget initial, soit un taux de ██████ des coûts directs, selon les simulations Monte-Carlo effectuées dans le cadre du Projet¹⁵. Le Distributeur souligne que les éléments les plus à risques au Projet se rapportent aux activités suivantes : installation de la conduite et excavation de la tranchée, traverses de cours d'eau, acquisition des servitudes et frais généraux des entrepreneurs.

¹⁵ Pièce B-0021, réponse 8.1 (sous pli confidentiel).

[51] De plus, Énergir indique avoir établi et déposé une plage d'incertitude dans l'estimation des coûts prévus au budget initial pour chacune des activités du Projet¹⁶.

[52] À la suite des analyses portant sur la présence d'amiante, Énergir mentionne qu'il a refait une analyse Monte-Carlo sur la projection de l'ensemble des coûts projetés du Projet au 31 mars 2018. [REDACTED]

[REDACTED]¹⁷.

[53] Énergir confirme avoir complété l'ensemble des études techniques prévues au calendrier, y compris les analyses supplémentaires sur la présence d'amiante¹⁸. De plus, le processus d'appel d'offres ayant été complété, le Distributeur considère que les coûts associés aux « *Services entrepreneurs* » sont beaucoup plus précis qu'au moment du dépôt initial¹⁹.

3.9 ANALYSE FINANCIÈRE

[54] Énergir dépose les détails ainsi que les hypothèses retenues à l'analyse financière du Projet. Cette analyse est basée sur les paramètres financiers approuvés par la Régie dans ses décisions D-2017-092 et D-2017-094²⁰. Le tableau suivant en présente les résultats.

¹⁶ Pièce B-0021, Annexe Q 6.2 (sous pli confidentiel).

¹⁷ Pièce B-0040, p. 3 (sous pli confidentiel).

¹⁸ Pièce [B-0020](#), réponse 7.5.

¹⁹ Pièce B-0041, p. 3 (sous pli confidentiel).

²⁰ Pièce [B-0019](#).

TABLEAU 3
ANALYSE FINANCIERE DU PROJET

	Rentabilité	
	Sans contribution	Avec contribution
TRI	n/a	5,01 %
Point mort tarifaire (années)	n/a	36,32
Impact tarifaire 5 ans (000 \$)	9 604	367
Impact tarifaire 40 ans (000 \$)	29 120	(89)

[55] Selon une projection de volumes de consommation établie sur une période de 40 ans, Énergir évalue le taux de rendement interne (TRI) du Projet à 5,01 % et le point mort tarifaire à 36,32 années. Les impacts tarifaires sur 5 ans et sur 40 ans sont respectivement de 367 k\$ et de -89 k\$, en tenant compte des contributions gouvernementales²¹.

[56] Énergir explique que l'impact tarifaire sur 40 ans induit une baisse de 89 k\$. Cet impact s'illustre par des hausses tarifaires lors des premières années, lesquelles sont compensées par des baisses tarifaires. De fait, le point mort tarifaire est atteint lors de la 37^e année, année à partir de laquelle le projet commence à dégager un impact tarifaire cumulé négatif qui va se poursuivre jusqu'à la 40^e année.

[57] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur confirme qu'aux fins de l'évaluation du Projet d'investissement, il a utilisé le coût en capital prospectif (CCP) avant impôt de 5,43 % approuvé par la décision D-2017-094 pour les calculs du revenu requis, du point mort tarifaire et de l'impact tarifaire. Toutefois, Énergir soumet qu'il a utilisé le CCP après impôt de 5,01 % comme seuil afin d'évaluer la rentabilité du Projet²².

[58] De plus, le Distributeur confirme que le TRI du Projet est sensible aux contributions gouvernementales. Il précise que ces dernières ont été calibrées de manière

²¹ Pièce [B-0022](#), p. 20.

²² Pièce [B-0028](#), réponse 1.3

à ce que la rentabilité du Projet après impôt corresponde exactement au seuil de rentabilité selon le CCP après impôt²³.

[59] Dans le cadre d'une demande de renseignements²⁴, la Régie a par ailleurs demandé à Énergir de confirmer si le Projet est toujours rentable dans le cadre de l'approche retenant l'utilisation du CCP avant impôt, lorsque ce dernier est comparé au TRI généré par un flux monétaire intégrant la notion d'économie d'impôt liée aux frais financiers. Le Distributeur soumet qu'en considération de certaines conditions énoncées relatives à l'approche financière en matière d'évaluation de projet et en ajoutant, au flux monétaire, l'économie d'impôt relative aux intérêts, le TRI du Projet passe de 5,01 % à 5,37 %. Puisque le TRI est inférieur au CCP avant impôt de 5,43 %, une contribution externe additionnelle de 37 000 \$ serait requise afin de s'assurer qu'il rencontre le seuil minimal du CCP avant impôt.

[60] Par ailleurs, dans sa lettre datée du 8 juin 2018²⁵, le Distributeur réitère avoir soumis à la Régie un projet conforme à la décision D-97-25. Il réaffirme ne pas avoir eu l'intention de modifier unilatéralement les méthodes sans autorisation préalable de la Régie. Énergir comprend de la décision D-2018-061 que l'utilisation du CCP après impôt afin d'évaluer la rentabilité du Projet n'était pas conforme à la décision D-2017-094. Elle admet qu'elle aurait plutôt dû utiliser le CCP mixte (5,43 %) à des fins de comparaison avec le TRI.

[61] Énergir soutient néanmoins que le fait que le TRI du projet à l'étude (5,01 %) soit inférieur au CCP de 5,43 % ne constitue pas en soi un motif justifiant le rejet de la demande d'autorisation. Énergir ajoute que le CCP ne constitue pas une « balise minimale » en dessous de laquelle un projet d'investissement ne pourrait être considéré aux fins de l'examen d'une demande formulée en vertu de l'article 73. Selon Énergir, la décision D-2018-061 ne devrait donc pas être interprétée comme imposant l'atteinte du CCP mixte ou après impôt à titre de condition *sine qua non* à l'autorisation d'un projet d'investissement.

[62] Ainsi, Énergir invite la Régie à autoriser le projet tel que soumis pour les raisons suivantes. D'abord, le Distributeur est d'avis que, bien que son analyse démontre que le TRI du projet est inférieur au CCP mixte, elle permet néanmoins de constater que le projet, s'il est autorisé, induira à terme une baisse tarifaire pour l'ensemble de la clientèle.

²³ Pièce [B-0020](#), réponse 4.5.

²⁴ Pièce [B-0028](#), réponse 1.2.

²⁵ Pièce [B-0042](#).

De plus, Énergir mentionne que l'article 5 de la Loi prévoit que la Régie doit aussi considérer l'intérêt public ainsi que le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement. Or, Énergir souligne que le projet à l'étude s'inscrit parfaitement en cohérence avec la *Politique énergétique 2030 du Québec* en permettant d'éviter l'émission annuelle de 1 383 tonnes de gaz à effet de serre, tout en contribuant à la compétitivité des entreprises et plus largement au développement économique de la région. Enfin, bien que la décision D-2018-061 affirme qu'Énergir aurait dû utiliser le CCP mixte comme balise de comparaison pour évaluer la rentabilité du projet à l'étude, cette même décision confirme que l'utilisation du CCP après impôt est appropriée et pourra être utilisée par Énergir dans l'évaluation de ses projets à venir.

[63] Le Distributeur demande, conformément à la décision D-2009-156²⁶, une autorisation pour créer un compte de frais reportés (CFR) afin d'y inscrire les coûts reliés au Projet. Ce compte sera exclu de la base de tarification jusqu'à son inclusion dans le dossier tarifaire 2019-2020, suivant l'autorisation du Projet par la Régie. Dans l'intervalle, des intérêts seront capitalisés sur le solde de ce CFR au dernier coût en capital pondéré sur la base de tarification autorisée par la Régie.

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

[64] Le tableau ci-dessous présente une analyse de sensibilité du Projet en fonction de la variation des volumes de vente et/ou des coûts de construction.

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

²⁶ Dossier [R-3690-2009](#).

TABLEAU 4
ANALYSE DE SENSIBILITE

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 %	3,31	n/a	679	1 062	1 322	1 171
100 %	5,01	36,32	367	489	394	(89)
120 %	6,55	7,24	55	(84)	(533)	(1 349)
Coûts de construction						
- 15 %	> 100	1,00	(1 254)	(2 292)	(3 804)	(5 239)
+ 15 %	0,99	n/a	1 987	3 269	4 592	5 061
Coûts + 10 % et Volumes - 20 %	-0,27	n/a	2 299	3 842	5 520	6 320

Source : Pièce B-0022, p. 21, Tableau 8.

[66] Les résultats de cette analyse indiquent que l'impact tarifaire demeure sensible à l'horizon du Projet selon les scénarios d'une hausse ou d'une baisse des coûts de 15 % du montant estimé, soit une variation de l'impact tarifaire de + 5,1 M\$ à -5,2 M\$. Toutefois, advenant le scénario d'une baisse de volumes de 20 %, l'impact tarifaire devient défavorable à + 1,2 M\$. Selon le scénario d'une baisse de volumes de 20 % combinée à une hausse de coûts de 15 %, l'impact tarifaire devient défavorable et résulte en une hausse tarifaire de 6,3 M\$.

3.11 AUTRES AUTORISATIONS REQUISES

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

- Agence canadienne d'évaluation environnementale;
- Commission de protection du territoire agricole du Québec;
- Hydro-Québec;
- ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports;
- ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques;

- permis de construction de la municipalité de Thetford Mines;
- permis de construction de la municipalité d'Adstock;
- permis de construction de la municipalité de Sainte-Clotilde-de-Beauce;
- permis de construction de la municipalité de Saint-Éphrem-de-Beauce; et
- permis de construction de la municipalité de Saint-Pierre-de-Broughton.

4. OPINION DE LA RÉGIE

[68] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver un projet d'investissement pour étendre son réseau de distribution dans les MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan. À l'horizon du Projet, il permettra de raccorder 45 clients dans les régions de Thetford Mines et de Saint-Éphrem-de-Beauce.

[69] La Régie constate que le Projet bénéficie de subventions importantes atteignant un montant maximal de 19,9 M\$ de la part du MERN, ainsi qu'une participation financière maximale de 4,4 M\$ par DEC. La Régie note que Énergir assumera 4,5 M\$ des coûts prévus au Projet.

[70] La Régie note que Énergir a considéré dans son analyse financière une contribution totale de la part des gouvernements de 23,4 M\$, à laquelle pourrait s'ajouter une contribution additionnelle de 900 k\$, dans l'éventualité où les coûts réels du Projet s'avéreraient supérieurs à ceux prévus. Au-delà du montant maximal de subventions gouvernementales (24,3 M\$), la Régie constate qu'Énergir devra assumer les dépassements de coûts.

[71] Selon les hypothèses retenues par Énergir et l'analyse de rentabilité selon les paramètres financiers approuvés par la Régie dans sa décision D-2017-094²⁷, la Régie note que le Projet génère un TRI de 5,01 %, soit un taux équivalent au CCP après impôt, soit le seuil minimal retenu par Énergir aux fins d'évaluation de la rentabilité de l'investissement. La Régie observe également une baisse tarifaire équivalente à 89 k\$ à l'horizon du Projet et un point mort tarifaire à la 37^e année.

²⁷ Décision [D-2017-094](#).

[72] La Régie constate que, selon l'approche en vigueur basée sur l'utilisation du CCP avant impôt de 5,43 %, tel qu'approuvé par la décision D-2017-094, en comparant ce dernier au TRI généré par un flux monétaire intégrant la notion d'économie d'impôt reliée aux frais financiers, le TRI du Projet passe de 5,01 % à 5,37 %. Considérant que le TRI est inférieur au CCP avant impôt, une contribution externe de 37 000 \$ est requise afin d'assurer la rentabilité du Projet. De ce fait, la Régie considère que, tel qu'il a été déposé, le Projet ne rencontre pas le critère de rentabilité puisque le TRI du Projet n'atteint pas le seuil du CCP avant impôt tel qu'approuvé par la décision D-2017-094.

[73] La Régie est néanmoins d'avis que le Projet demeure d'intérêt public et que sa réalisation est souhaitable puisque, non seulement il induira une baisse tarifaire sur sa période de réalisation, mais également il bénéficie d'un important soutien des gouvernements fédéral et provincial. Enfin, elle prend en considération sa réception favorable dans le milieu et son rôle dans le développement économique de la région.

[74] **Par conséquent, la Régie autorise le Distributeur à réaliser le Projet selon les conditions suivantes :**

- **dans la mesure où celui-ci se conforme à la décision D-2017-094, aux fins de l'évaluation des projets d'investissement prévus par le Distributeur au cours de l'année tarifaire 2017-2018. Plus particulièrement, elle demande au Distributeur de réaliser le Projet selon la condition que le TRI du Projet rencontre le seuil de rentabilité du CCP avant impôt de 5,43 %, tel qu'approuvé par la décision D-2017-094.**

[75] La Régie constate de plus que le Projet demeure sensible aux dépassements de coûts selon les résultats des simulations Monte Carlo, des analyses des risques ainsi que des analyses de sensibilité effectués par le Distributeur.

[76] À cet égard, la Régie considère que les évaluations des coûts déposées, en considération des soumissions obtenues à la suite du processus d'appel d'offres du Distributeur, ainsi que la complétion des études techniques du Projet, nécessitent des précisions additionnelles quant à certains coûts du Projet et, notamment, pour l'activité « *Services entrepreneurs* ».

[77] La Régie note que les volumes projetés considérés dans l'analyse financière reflètent les volumes sécurisés au Projet. La Régie est d'avis qu'advenant le raccordement de clients potentiels additionnels à la conduite, la rentabilité du Projet s'avérera meilleure.

[78] La Régie constate que la rentabilité du Projet et l'impact sur les tarifs dans leur ensemble demeurent sensibles à la variation des coûts et des volumes de consommation. **De ce fait, elle demande à Énergir de déposer en suivi, lors des prochains dossiers de rapport annuel, les données nécessaires à l'examen des coûts réels en fonction des coûts prévus ainsi que de la rentabilité et de l'impact tarifaire du Projet.**

[79] **La Régie demande également à Énergir de l'informer, dans les meilleurs délais, de l'éventualité d'une hausse des coûts totaux du Projet supérieure à 15 %.**

[80] **La Régie autorise Énergir à créer un compte de frais reportés, portant intérêt au taux du dernier coût en capital pondéré sur la base de tarification autorisé par la Régie, dans lequel seront accumulés les coûts liés au Projet jusqu'à ce qu'il soit complété.**

5. DEMANDE DE CONFIDENTIALITÉ

[81] Le Distributeur demande à la Régie d'interdire, jusqu'à la finalisation du projet, la divulgation, la publication et la diffusion des informations caviardées contenues aux pièces B-0006, B-0011, B-0013, B-0022 et B-0039, lesquelles ont respectivement été déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0007, B-0012, B-0014, B-0023 et B-0038. Il s'agit de documents concernant les informations relatives aux coûts du Projet d'investissement visant l'extension de réseau dans les MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan et des ententes intervenues avec le MERN et DEC.

[82] Énergir indique que la divulgation, la publication ou la diffusion des informations caviardées relatives aux coûts du Projet contenues aux pièces B-0006, B-0011, B-0013, B-0022 et B-0039, déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0007, B-0012, B-0014, B-0023 et B-0038 nuirait à la saine gestion du processus d'appel d'offres qu'elle entend lancer, notamment en permettant aux soumissionnaires d'ajuster leur offre en conséquence.

[83] Énergir soutient également que la divulgation, la publication ou la diffusion des informations caviardées relatives aux coûts du Projet contenues aux pièces B-0006 et B-0011, déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0007 et B-0012, serait de nature à l'empêcher de bénéficier du meilleur prix possible, au détriment et au préjudice de l'ensemble de la clientèle de l'activité réglementée.

[84] Énergir dépose donc ces pièces sous pli confidentiel et demande à la Régie d'émettre une ordonnance en vertu de l'article 30 de la Loi afin d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements qui y sont contenus et d'ordonner leur traitement confidentiel jusqu'à la finalisation du projet.

[85] Après examen de l'affirmation solennelle, la Régie juge que les motifs qui y sont invoqués justifient l'émission de l'ordonnance demandée à l'égard des informations caviardées contenues aux pièces B-0006, B-0011, B-0013, B-0022 et B-0039 déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0007, B-0012, B-0014, B-0023 et B-0038.

[86] Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignements de la Régie portant sur les informations caviardées de la pièce B-0006 déposées sous pli confidentiel à la pièce B-0007, Énergir fournit les informations caviardées de la pièce B-0020, déposées sous pli confidentiel à la pièce B-0021. Énergir fournit également les informations caviardées de la pièce B-0041, découlant d'une mise à jour des résultats de l'analyse de tests relativement à la présence d'amiante et des coûts en résultant, déposées sous pli confidentiel à la pièce B-0040. Le 8 juin 2018, Énergir dépose les informations caviardées de la pièce B-0043, mise à jour de sa preuve, également déposées sous pli confidentiel à la pièce B-0044.

[87] La Régie accueille, en conséquence, la demande d'ordonnance de traitement confidentiel d'Énergir relativement aux informations caviardées contenues aux pièces B-0006, B-0011, B-0013, B-0020, B-0022, B-0039, B-0041 et B-0043 déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0007, B-0012, B-0014, B-0021, B-0023, B-0038, B-0040 et B-0044, jusqu'à la finalisation du projet.

[88] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande d'Énergir;

AUTORISE Énergir à réaliser le Projet tel que décrit dans le présent dossier selon les conditions que le TRI du Projet rencontre le seuil de rentabilité du CCP avant impôt de 5,43 %, tel qu'approuvé par la décision D-2017-094;

DEMANDE à Énergir d'aviser la Régie de l'éventualité d'un dépassement des coûts du Projet égal ou supérieur à 15 %, selon les modalités précisées dans la présente décision;

DEMANDE à Énergir de déposer en suivi, lors des prochains rapports annuels, les données nécessaires à l'examen des coûts réels en fonction des coûts prévus ainsi que de la rentabilité et de l'impact tarifaire du Projet;

AUTORISE Énergir à créer un compte de frais reportés hors base, portant intérêts, dans lequel seront accumulés les coûts reliés au Projet;

ACCUEILLE la demande de traitement confidentiel d'Énergir à l'égard des informations caviardées contenues aux pièces B-0006, B-0011, B-0013, B-0020, B-0022, B-0039, B-0041 et B-0043, lesquelles sont également déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0007, B-0012, B-0014, B-0021, B-0023, B0038, B-0040 et B-0044;

INTERDIT, jusqu'à la finalisation du Projet, la divulgation, la publication et la diffusion des informations caviardées contenues aux pièces B-0006, B-0011, B-0013, B-0020, B-0022, B-0039, B-0041 et B-0043, lesquelles sont également déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0007, B-0012, B-0014, B-0021, B-0023, B0038, B-0040 et B-0044;

ORDONNE à Énergir de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Bernard Houle
Régisseur

Énergir s.e.c (Énergir) représentée par M^e Philip Thibodeau.