

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2018-114

R-4033-2018

23 août 2018

PRÉSENT :

Nicolas Roy

Régisseur

Énergir, s.e.c.

Demanderesse

Décision finale

Demande d'autorisation pour réaliser un projet d'extension de réseau pour une station de gaz naturel comprimé à Laval

1. DEMANDE

[1] Le 14 mars 2018, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande afin d'obtenir l'autorisation requise pour réaliser un projet d'investissement évalué à 1,66 M\$ visant l'extension du réseau de distribution de gaz naturel pour alimenter une station de gaz naturel comprimé à Laval (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, couvrant la période jusqu'à la finalisation du Projet, à l'égard des informations caviardées relatives aux coûts du Projet, lesquelles sont déposées sous pli confidentiel.

[2] Le 27 mars 2018, la Régie publie un avis aux personnes intéressées sur son site internet. Le Distributeur confirme à la Régie qu'il a également procédé à l'affichage de cet avis sur son site internet, tel que demandé.

[3] Cet avis indique que la Régie compte procéder à l'étude du présent dossier par voie de consultation et fixe au 18 mai 2018 l'échéance pour le dépôt des commentaires des personnes intéressées et au 25 mai 2018 celle pour la réponse d'Énergir relative à ces commentaires. La Régie constate qu'elle n'a reçu aucun commentaire de personnes intéressées.

[4] Le 30 avril 2018, la Régie transmet une première demande de renseignements (la DDR n° 1) au Distributeur. Le 4 mai 2018, elle modifie la question 6 de la DDR n° 1.

[5] Le 11 mai 2018, le Distributeur dépose ses réponses à la DDR n° 1 de la Régie.

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

[6] Le 29 mai 2018, à la suite de sa décision D-2018-061³, rendue dans le cadre du dossier générique portant sur l'allocation des coûts et de la structure tarifaire d'Énergir, relative à l'utilisation du coût en capital prospectif (CCP) dans les analyses de rentabilité et portant sur l'impact tarifaire des projets d'extension de réseau, la Régie demande au Distributeur une mise à jour des pièces, conformément à la décision précitée.

[7] 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.

[8] Le 12 juin 2018, la Régie transmet une seconde demande de renseignements (la DDR n° 2) au Distributeur.

[9] Le 19 juin 2018, le Distributeur dépose ses réponses à la DDR n° 2 de la Régie.

[10] Le 30 juillet 2018, la Régie transmet une troisième demande de renseignements (la DDR n° 3) au Distributeur.

[11] Le 8 août 2018, le Distributeur dépose ses réponses à la DDR n° 3 de la Régie. Cette dernière entame alors son délibéré.

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

« ACCUEILLIR la présente demande;

AUTORISER Énergir à réaliser le Projet, tel que décrit aux pièces Énergir-1, Documents 1 à 4;

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

³ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-061](#).

INTERDIRE jusqu'à la finalisation du Projet, la divulgation, la publication et la diffusion des informations caviardées relatives aux coûts du Projet contenues à la pièce Énergir-1, Document 1, lesquelles sont déposées sous pli confidentiel »⁴.

2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[13] 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.

[14] Énergir 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.

[15] L'examen, par la Régie, aux fins de la présente demande d'autorisation, porte sur les informations indiquées à l'article 2 du Règlement, soit :

- les objectifs visés par le projet, sa description et sa justification;
- les coûts associés au projet, l'étude de faisabilité économique et l'impact sur les tarifs, incluant une analyse de sensibilité;
- la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;
- l'impact sur la qualité de prestation du service de distribution de gaz naturel;
- le cas échéant, les autres solutions envisagées.

[16] C'est en fonction de ce cadre réglementaire que la Régie analyse la demande d'autorisation d'Énergir.

⁴ Pièce [B-0002](#), p. 2.

3. PROJET

3.1 MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS DU PROJET

[17] Énergir souhaite réaliser un projet d'extension de son réseau de distribution gazier afin d'alimenter une station de ravitaillement publique en gaz naturel comprimé (GNC) d'EBI Énergie inc. (EBI) dans la ville de Laval⁵.

[18] Selon Énergir, EBI est l'actuel leader du marché des stations publiques en GNC au Québec. En plus de la station de ravitaillement visée par le Projet, EBI possède trois stations-service déjà en opération. Elle approvisionne en GNC une trentaine d'entreprises clientes. Les volumes de gaz qu'EBI désire contracter proviennent de cette densification des stations sur son réseau ainsi que d'engagements auprès de nouveaux clients sollicités et identifiés⁶.

[19] Selon Énergir, le Projet vise à atteindre les objectifs suivants :

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

3.2 DESCRIPTION DU PROJET

[20] Le Projet a trait à la construction d'un gazoduc visant à desservir une station-service en GNC, située dans un parc industriel en développement à Laval. Selon le Distributeur, le Projet est stratégiquement placé afin de répondre à un flux de transport provenant de l'autoroute 25.

⁵ Pièce [B-0019](#), p. 3.

⁶ Pièce [B-0019](#), p. 5.

[21] Selon le tracé global de l'extension projetée, la conduite d'alimentation prévue, d'une longueur de 3 041 mètres, débutera à l'intersection du boulevard Lévesque Est et de l'avenue Roger-Lortie par une conduite qui sera raccordée à la conduite existante d'un diamètre de 219,1 mm. La nouvelle conduite longera l'avenue Roger-Lortie jusqu'à l'avenue Marcel-Villeneuve, puis continuera sur la montée Masson, à partir de laquelle Énergir prévoit raccorder le client par un branchement de 40 mètres⁷.

3.3 MARCHÉ POTENTIEL

[22] Le Distributeur mentionne qu'il a signé un contrat avec EBI au tarif D3, pour une durée de 10 ans, avec une obligation minimale annuelle (OMA) équivalente à 100 % des volumes projetés annuels pour chaque année du contrat⁸. Les volumes de l'OMA sur la durée du contrat ont été établis en fonction du profil de consommation du client et en tenant compte du type de marché qu'une station-service représente et sont présentés au tableau suivant.

TABLEAU 1
VOLUMES DE L'OMA SUR LA DURÉE DU CONTRAT

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

Source : Pièce [B-0019](#), p. 6.

[23] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, Énergir soumet que ces volumes de consommation sont essentiellement basés sur une étude de marché conduite par une firme spécialisée pour le compte d'EBI. Elle ajoute qu'EBI est en possession de plusieurs lettres d'intention de la part de transporteurs qui appuient les projections de volumes de consommation⁹.

⁷ Pièces [B-0008](#) et [B-0019](#), p. 5.

⁸ Pièce [B-0009](#).

⁹ Pièce [B-0015](#), réponse 1.1.

[24] Énergir précise que le modèle d'affaires d'EBI est d'acheter des camions fonctionnant au GNC et de les louer à sa clientèle qui se ravitaille à ses stations GNC. De fait, EBI mettra en service, à travers une offre d'essai et de location à moyen et long termes, une partie du nombre de camions nécessaires au respect de ses engagements de volumes auprès d'Énergir. En quatre ans seulement, EBI a déjà une quarantaine de camions appartenant ou loués à une dizaine de clients différents qui se ravitaillent essentiellement à ses stations publiques de Montréal-Est et de Joliette¹⁰.

[25] Le Distributeur est d'avis que les volumes de consommation projetés sont réalistes, considérant le modèle d'affaires d'EBI quant au démarchage de sa clientèle et des succès obtenus lors des dernières années¹¹. Il considère notamment qu'EBI a retenu une moyenne conservatrice de 50 000 m³ par année par camion par station et que les volumes de consommation projetés pour les années 1 à 10 représentent un achalandage correspondant avec le marché actuel des stations-service de type diesel pour camions lourds.

[26] Le Distributeur mentionne que les équipements qui seront initialement installés par EBI permettront au départ de supporter les volumes engagés à l'OMA¹². L'architecture de la station GNC permet également l'ajout d'équipements à terme afin de tenir compte d'une croissance additionnelle des volumes de vente.

[27] Par ailleurs, Énergir a identifié, entre autres, trois options de croissance supplémentaire à proximité du Projet :

- une extension de réseau d'environ 1 km pourrait desservir le parc industriel où est située la station-service du client, représentant une capacité de 300 m³/h sur un horizon de 10 à 15 ans et une consommation potentielle de 500 000 m³;
- une cimenterie qui pourrait transférer des activités à 1,2 km en aval du Projet, pour une capacité de 1 200 m³/h sur un horizon de 10 à 15 ans et une consommation potentielle de 1 200 000 m³;

¹⁰ Pièce [B-0015](#), réponse 1.1.

¹¹ Pièce [B-0015](#), réponse 1.1.

¹² Pièce [B-0015](#), réponse 3.1.

- la Ville de Laval prévoit développer à moyen terme un nouveau parc industriel le long du tracé du Projet, sur l'avenue Roger-Lortie, pour une capacité de 200 m³/h sur un horizon de 10 à 15 ans¹³.

[28] Par ailleurs, Énergir mentionne que le projet de station-service en GNC est cohérent avec certains objectifs de la *Politique énergétique 2030 du Québec* et de la *Politique de mobilité durable 2030* ainsi qu'avec les investissements du gouvernement canadien dans l'*Initiative pour le déploiement d'infrastructures pour les véhicules électriques et les carburants de remplacement*¹⁴.

[29] Énergir met de l'avant que le gouvernement du Québec 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. Compte tenu des cibles à atteindre, le programme Écocamionnage offre, entre autres, une subvention pour couvrir une partie du surcoût d'un véhicule au gaz naturel. Énergir soumet que l'atteinte de l'objectif de 12 000 véhicules, visé par la *Politique énergétique 2030 du Québec*, passe par des actions concertées et la mise en place de conditions gagnantes, notamment celle de stations de ravitaillement¹⁵.

[30] Au titre des GES, Énergir soumet que la quantité des GES réduits dans le cadre du Projet est calculée sur le volume total de gaz naturel anticipé de chaque année. Ce résultat découle de la différence entre les émissions d'un moteur au diesel et de son équivalent au gaz naturel, en tenant compte des efficacités moteurs et des pouvoirs calorifiques inférieurs. La réduction de GES anticipée sur la période complète analysée, soit 40 années, est de 54 819 tonnes de CO₂. La réduction uniquement sur la durée de dix ans du contrat avec EBI est de 10 022 tonnes de CO₂¹⁶.

[31] Enfin, le Distributeur estime que la situation concurrentielle du GNC face au diesel dans le secteur du transport routier demeurera favorable de 2018 à 2022, avec un avantage concurrentiel entre 30 % et 43 %, selon l'année et la catégorie de camion. Dans ce contexte, il soumet que le développement de la filière du GNC pour véhicules devrait s'accélérer dans les prochaines années¹⁷.

¹³ Pièces [B-0019](#), p. 6, et [B-0015](#), réponse 4.3. Voir aussi la pièce [B-0027](#), réponse 1.1, p. 5.

¹⁴ Pièces [B-0015](#), réponse 3.2, et [B-0019](#), p. 7.

¹⁵ Pièce [B-0027](#), réponse 1.1, p. 7.

¹⁶ Pièce [B-0027](#), réponse 2.1, p. 10.

¹⁷ Pièce [B-0015](#), réponse 6.4.

3.4 AIDES FINANCIÈRES ET CONTRIBUTIONS

[32] Énergir a demandé une contribution financière de 159 900 \$ au client, en vertu de l'article 4.3.4 des *Conditions de service et Tarif*, afin d'assurer la rentabilité du Projet au CCP après impôt¹⁸.

[33] Le Distributeur soumet qu'aucune aide financière du Programme de rabais à la consommation n'est requise pour assurer la rentabilité du Projet et, de ce fait, aucune n'a donc été octroyée¹⁹.

3.5 NORMES TECHNIQUES ET ÉTUDE DE CARACTÉRISATION DES SOLS

[34] 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.

[35] Le Distributeur mentionne que le branchement d'une longueur de 40 mètres sera effectué avec une conduite de plastique de 114,3 mm de diamètre. Il présente les données techniques des conduites au tableau suivant :

TABLEAU 2
PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

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

Source : Pièce [B-0019](#), p. 9.

[36] Le Distributeur mentionne également que la capacité résiduelle sera de 3 000 m³/h sur le tronçon, après le raccordement du client. À cet égard, il mentionne que cette

¹⁸ Pièce [B-0019](#), p. 12.

¹⁹ Pièce [B-0019](#), p. 8.

capacité ne constitue pas un facteur limitant le potentiel de croissance supplémentaire sur un horizon de 10 à 15 ans et, notamment, quant aux options de croissances identifiées²⁰.

[37] Questionné par la Régie quant à la faisabilité d'une solution alternative au Projet, le Distributeur explique que bien qu'une conduite de 168,3 mm en plastique de classe 400 kPa soit présente sur la montée Masson, à l'ouest de l'autoroute 25, ce tracé ne laisserait aucune capacité résiduelle pour une expansion ou de futurs projets et aurait un impact à la hausse sur les coûts, car une traverse de l'autoroute 25 par forage dirigé serait nécessaire²¹.

[38] Enfin, aucune caractérisation des sols n'a été effectuée puisque l'on retrouve déjà des conduites existantes à proximité de l'extension proposée et qu'Énergir y effectue régulièrement des travaux.

3.6 COÛTS DU PROJET

[39] Le Projet nécessite des investissements évalués à 1,66 M\$. Le Distributeur dépose la répartition des coûts selon la nature des travaux, mais sous réserve de confidentialité, une demande à laquelle la Régie consent²².

[40] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, Énergir a établi un montant de contingence à [REDACTED], équivalent à [REDACTED] des coûts selon les résultats d'une simulation Monte-Carlo sur l'ensemble des coûts du Projet. Compte tenu de cet élément, Énergir estime que le risque d'un dépassement des coûts de plus de 15 % des coûts prévus au Projet est faible et ferait suite à des événements totalement imprévisibles²³.

[41] Le Distributeur a également évalué et inclus au Projet des coûts pour une éventuelle présence de roc, une profondeur excédentaire et des forages dirigés, de [REDACTED], [REDACTED] et [REDACTED] respectivement²⁴.

²⁰ Pièces [B-0019](#), p. 9, et [B-0015](#), réponses 4.2 et 4.3.

²¹ Pièce [B-0015](#), réponse 10.1.

²² Pièce B-0020, p. 11 (pièce confidentielle) et voir section 5 de la présente décision.

²³ Pièce B-0016, réponse 9.3 (pièce confidentielle).

²⁴ Pièce B-0016, réponse 9.2 (pièce confidentielle).

3.7 ANALYSE FINANCIÈRE

[42] Énergir dépose les détails ainsi que les hypothèses retenues aux fins de l'analyse financière du Projet. Cette analyse est basée sur les paramètres financiers approuvés par la Régie²⁵. Le tableau suivant en présente les résultats.

TABLEAU 3
ANALYSE FINANCIÈRE DU PROJET

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

Source : Pièce [B-0019](#), p. 12.

[43] Selon les volumes de consommation prévus sur la période de 40 ans et la contribution financière du client, Énergir évalue le taux de rendement interne (TRI) du Projet à 5,01 % et le point mort tarifaire à 38,43 années. Les impacts tarifaires sur cinq ans et sur 40 ans sont de 347 000 \$ et de -16 000 \$ respectivement.

[44] Énergir mentionne avoir prévu des mesures appropriées en considération des particularités du Projet dont, notamment, les volumes de consommation provenant d'un client unique et le contexte d'un marché émergent et en développement²⁶. Parmi ces mesures, Énergir souligne, notamment, la mise en place d'une contribution de la part du client, d'une OMA de 10 ans, le potentiel de croissance des volumes de consommation par les autres clients identifiés à proximité du Projet ou des autres stations publiques d'EBI.

²⁵ Décisions de la Régie : G-285, D-90-60 (dossier R-3173-89), D-96-21 (dossier R-3343-95), [D-97-25](#) (dossier R-3371-97), [D-2017-092](#) (dossier R-3867-2013 Phase 3), [D-2017-094](#) (dossier R-3987-2016 Phase 2) et [D-2018-061](#) (dossier R-3867-2013 Phase 3).

²⁶ Pièces [B-0015](#), réponse 8.4, et [B-0023](#), réponse 2.1.

[45] Le Distributeur soumet que la durée du contrat signé avec le client est supérieure à la durée habituelle de cinq ans des projets d'extension de réseau. Il est d'avis que cette durée est relativement élevée, puisque les clients requièrent un certain niveau de flexibilité pour faire face aux éventualités²⁷.

[46] Questionnée par la Régie quant aux risques en termes de volumes de consommation et de revenus moindres pour la période ultérieure à la 10^e année du Projet, terme de l'OMA signée avec le client, et des impacts tarifaires défavorables possibles pour la clientèle, Énergir soumet être confiante que le client renouvellera son contrat à l'échéance²⁸. De plus, les investissements privés et la prise de risques par le client démontrent un potentiel de marché en croissance.

[47] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, Énergir fait valoir que :

« [...] bien que la rentabilité du projet présentée à la Régie inclut les projections d'un seul client sous contrat, la preuve au dossier démontre très clairement que le projet d'extension du réseau, dans lequel se retrouve notamment un parc industriel lourd en développement à Laval, permettra de desservir un nouveau secteur et de raccorder plusieurs autres nouveaux clients au réseau. Énergir estime le potentiel probable de volumes supplémentaires à plus de 1,9 Mm³ (1,5 Mm³ à 80 % de maturation). Le raccordement de clients additionnels permettra ainsi d'augmenter la rentabilité de cette extension de réseau. [...] Énergir est d'avis que ce projet ne constituera pas à terme une extension desservant un client unique, mais bien qu'il s'agira d'un projet structurant permettant à d'autres clients d'accroître leur compétitivité avec une source d'énergie peu coûteuse et peu polluante »²⁹.

[48] Énergir mentionne avoir été conservatrice quant à la répartition des volumes additionnels au fil des années du Projet. À cet égard, elle évalue le TRI du Projet à 6,33 % et le point mort tarifaire à 19,41 années, selon le scénario, incluant les volumes et les coûts estimés du parc industriel, de la cimenterie et du nouveau parc industriel de l'avenue Roger-Lortie à l'analyse financière du Projet³⁰.

²⁷ Pièce [B-0015](#), réponse 8.4.

²⁸ Pièce [B-0015](#), réponse 8.4.

²⁹ Pièce [B-0027](#), réponse 1.1, p. 3 et 4.

³⁰ Pièce [B-0019](#), p. 14.

[49] Au scénario prenant en compte le potentiel de développement de clients additionnels, Énergir fait état d'une progression additionnelle des volumes d'EBI, basé sur le potentiel de croissance des volumes d'EBI³¹, passant de 3,345 Mm³ à l'année 7 à 5,0 Mm³ à l'année 10. Énergir évalue le TRI de ce scénario à 7,10 % et le point mort tarifaire à 14,89 années³².

[50] Le Distributeur dépose les analyses permettant d'évaluer la probabilité des risques de non-matérialisation des revenus, selon plusieurs scénarios qui tiennent compte de la variation des volumes de consommation en fonction d'un taux de maturation (effritement) et du non-remplacement des équipements à la fin de vie utile de la station de GNC³³. Énergir soutient que ses analyses de rentabilité démontrent qu'il est probable que le Projet présente une rentabilité plus élevée³⁴ car « [s]ur la base de l'ensemble des éléments au dossier, selon Énergir, il est plus probable qu'à terme le projet se situe à l'intérieur des balises données par les scénarios favorables (scénarios 1, 3, 5, 7 et 8) que dans un scénario défavorable (scénarios 4 et 6) »³⁵.

[51] Par ailleurs, dans sa lettre datée du 8 juin 2018³⁶, le Distributeur réitère avoir soumis à la Régie un projet conforme à sa décision D-97-25. Il réaffirme ne pas avoir eu l'intention de modifier unilatéralement les méthodes, sans autorisation préalable de la Régie. Il 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. Il admet qu'il aurait plutôt dû utiliser le CCP mixte (5,43 %) à des fins de comparaison avec le TRI.

[52] Énergir soutient néanmoins que le fait que le TRI du Projet (5,01 %) soit inférieur au CCP de 5,43 % ne constitue pas en soi un motif justifiant le rejet de la demande d'autorisation. Elle 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.

³¹ Pièce [B-0019](#), p. 14.

³² Pièce [B-0019](#), p. 14.

³³ Pièce [B-0027](#), réponse 1.1, p. 3.

³⁴ Pièce [B-0027](#), réponse 1.1, p. 5. Énergir réfère aux huit scénarios analysés en tenant compte des volumes de consommation potentiel, du taux de maturation et en considération de l'éventualité du non-remplacement des équipements à la fin de vie utile de la station raccordée.

³⁵ Pièce [B-0027](#), réponse 1.1, p. 8.

³⁶ Pièce [B-0018](#).

[53] Selon Énergir, la décision D-2018-061 ne doit 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'investissement³⁷.

[54] Ainsi, Énergir invite la Régie à autoriser le Projet tel que soumis, pour les raisons suivantes. D'abord, elle 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. 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.

[55] 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, 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.

[56] En réponse à une demande de renseignements de la Régie³⁸, Énergir indique que le Projet n'est pas rentable selon l'approche retenant l'utilisation du CCP mixte de 5,43 %, 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 5,33 %. Puisque le TRI est légèrement inférieur au CCP mixte de 5,43 %, une contribution externe additionnelle de 23 700 \$ serait requise afin de s'assurer qu'il rencontre le seuil minimal du CCP mixte. Le Distributeur dépose un fichier Excel présentant les hypothèses et les résultats de l'approche intégrant l'économie d'impôt relative aux intérêts de la dette dans le flux monétaire du Projet³⁹.

[57] Le Distributeur demande, conformément à la décision D-2009-156⁴⁰, une autorisation pour créer un compte de frais reportés (CFR) afin d'y inscrire les coûts liés

³⁷ Pièce [B-0018](#).

³⁸ Pièce [B-0023](#), réponse 1.1.

³⁹ Pièce [B-0023](#), annexe Q-1.1.

⁴⁰ Dossier R-3690-2009, décision [D-2009-156](#).

au Projet⁴¹. 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 taux du coût en capital pondéré sur la base de tarification autorisée par la Régie.

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

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

[59] 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.

TABLEAU 4
ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Sensibilité	TRI (%)	Point mort tarifaire (années)	Effet tarifaire sur 5 ans (k\$)	Effet tarifaire sur 10 ans (k\$)	Effet tarifaire sur 20 ans (k\$)	Effet tarifaire sur 40 ans (k\$)
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

Source : Pièce [B-0019](#), p. 17.

⁴¹ Pièce [B-0002](#), p. 2, par. 11.

[60] 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 +292 400 \$ à -324 700 \$. Toutefois, advenant les scénarios d'une hausse ou d'une baisse de volumes de 20 %, l'impact tarifaire varie entre -398 800 \$ et +366 500 \$. 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 675 100 \$.

3.9 AUTRES AUTORISATIONS REQUISES

[61] 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;
- permis de construction de la Ville de Laval.

4. OPINION DE LA RÉGIE

[62] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver un projet d'investissement pour étendre son réseau de distribution, afin d'alimenter une station de ravitaillement publique en GNC située dans la ville de Laval. À court terme, le Projet lui permettra de raccorder EBI.

Décisions récentes de la Régie

[63] Il est à souligner que la Régie a émis récemment des décisions d'importance en matière de projets d'extension de réseau, dans le cadre du dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire d'Énergir⁴².

⁴² Dossier R-3867-2013 Phase 3.

[64] Dans sa décision D-2018-061⁴³ en date du 29 mai 2018, la Régie a traité de l'utilisation du CCP dans les analyses de rentabilité et d'impact tarifaire des projets d'extension de réseau. En suivi de cette décision, Énergir a fourni à la Régie, à sa demande, pour l'examen du présent dossier d'investissement, les informations pertinentes quant à la rentabilité du Projet, selon l'approche alors en vigueur, basée sur l'utilisation d'un CCP avant impôt de 5,43 %.

[65] Dans sa décision D-2018-080⁴⁴, telle que rectifiée⁴⁵, la Régie a approuvé et fixé la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension. Elle a confirmé l'application immédiate de cette décision quant à tout nouveau projet d'extension de réseau, tout en précisant, quant aux projets déjà sous examen, incluant le dossier faisant l'objet de la présente décision, qu'ils doivent être évalués en fonction des paramètres de la méthode existante⁴⁶.

Le Projet

[66] La Régie retient qu'EBI est un chef de file dans le marché émergent des stations de ravitaillement publiques en GNC au Québec. Son modèle d'affaires consiste à acheter des camions fonctionnant au GNC et à les louer à sa clientèle afin qu'ils se ravitaillent à ses stations. En plus de la station publique visée par le Projet, EBI possède trois autres stations de ravitaillement publiques en GNC. De plus, d'autres projets de stations seraient en cours d'évaluation.

[67] La Régie constate que les volumes projetés considérés dans l'analyse financière ont trait exclusivement à la consommation d'EBI. Par conséquent, aucun ajout de client n'a été inclus dans l'analyse, bien qu'Énergir ait identifié quelques options de croissance à proximité du Projet. La Régie est d'avis qu'advenant le raccordement de clients additionnels à la conduite, la rentabilité du Projet sera d'autant améliorée.

⁴³ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-061](#).

⁴⁴ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#).

⁴⁵ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080R](#).

⁴⁶ Décision [D-2018-080R](#), p. 5, par. 7.

[68] La Régie note que la durée du contrat de 10 ans, avec une OMA à 100 % conclue avec le client, est supérieure à ce qu'exige habituellement Énergir dans le cadre de projets d'extension de réseau. Elle constate également qu'Énergir a exigé une contribution de la part du client à hauteur de 159 900 \$ afin d'assurer la rentabilité du Projet au CCP après impôt.

[69] En fonction des hypothèses retenues par Énergir et de l'analyse de rentabilité selon les paramètres financiers approuvés par la Régie dans sa décision D-2017-094⁴⁷, la Régie note que le Projet génère un TRI de 5,01 %, soit un taux équivalent au CCP après impôt, 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 16 000 \$ à l'horizon du Projet et un point mort tarifaire à la 39^e année.

[70] La Régie constate également que le TRI du Projet croît de 5,01 % à 5,33 % 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 liée aux frais financiers. Considérant que le TRI est inférieur au CCP avant impôt, une contribution additionnelle de 23 700 \$ serait requise.

[71] Quoique la Régie constate que le Projet n'atteint pas, mais de peu, le critère de rentabilité mentionné dans sa décision D-2017-094 (puisque le TRI du Projet n'atteint pas le seuil du CCP de 5,43 %), elle considère tout de même qu'il demeure d'intérêt public pour d'autres motifs.

[72] La Régie note ainsi que le Projet vise, notamment, un nouveau marché émergent en développement dans le domaine du transport routier. À cet égard, elle retient également que le Projet permet le raccordement d'une station publique de GNC qui s'inscrit dans le déploiement d'une stratégie plus large de densification des stations de GNC détenues par EBI. La Régie considère que la densification des stations publiques de GNC est un facteur important si l'on veut favoriser l'émergence d'un marché de mobilité plus durable à la portée des camions lourds alimentés au GNC qui devrait être porteur d'effets bénéfiques, dans l'atteinte d'une réduction tangible des GES, tel que le soutient Énergir dans sa preuve.

⁴⁷ Dossier R-3987-2016 Phase 2, décision [D-2017-094](#).

[73] Quoique sensible au risque de non matérialisation des revenus sur l'horizon du Projet, la Régie prend note des représentations d'Énergir quant au caractère raisonnable des scénarios de croissance des volumes de consommation projetés (ajouts de clients) et du potentiel de rentabilité qui en découle.

[74] Compte tenu des perspectives de développement, la Régie est d'avis que le Projet demeure d'intérêt public et que sa réalisation est souhaitable puisque, non seulement il devrait induire une baisse tarifaire sur sa période de réalisation, mais il s'inscrit également en cohérence avec les objectifs de réduction de GES énoncés par divers paliers gouvernementaux, dont, notamment, ceux énoncés dans la *Politique énergétique 2030 du Québec* et sa *Politique de mobilité durable 2030*.

[75] Par conséquent, la Régie autorise le Distributeur à réaliser le Projet, dans la mesure où il 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 lui demande de réaliser le Projet à 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.

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

[77] 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 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.**

[78] **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 %.**

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

5. DEMANDE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[80] Énergir demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, et d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations caviardées relatives aux coûts du Projet contenus dans la preuve, aux pièces B-0007 et B-0020 et caviardés aux pièces B-0006 et B-0019, jusqu'à ce que le Projet soit complété⁴⁸. Les informations déposées sous pli confidentiel ont trait à la ventilation des coûts, selon la nature des travaux, tels qu'estimés par Énergir pour la réalisation du Projet.

[81] Au soutien de cette demande, Énergir dépose une déclaration sous serment de monsieur Renault-François Lortie, vice-président, ventes développement de marché, chez Énergir⁴⁹. Ce dernier allègue que la divulgation, la publication et la diffusion des informations relatives aux coûts du Projet nuiraient à la saine gestion du processus d'appel d'offres qu'Énergir entend lancer, notamment en permettant aux soumissionnaires d'ajuster leur offre en conséquence, et seraient de nature à l'empêcher de bénéficier du meilleur prix possible, au détriment et au préjudice de l'ensemble de la clientèle⁵⁰.

[82] Lors du dépôt de ses réponses à la DDR n° 1 de la Régie, Énergir demande que les réponses, apparaissant aux pages 25, 29 et 30 de la pièce B-0016 et caviardées à la pièce B-0015, soient visées par l'ordonnance de traitement confidentiel, pour les raisons mentionnées à la déclaration sous serment de monsieur Lortie⁵¹.

[83] Énergir demande également qu'un traitement confidentiel soit ordonné pour les réponses apparaissant aux pages 3 et 5 des mêmes pièces. Au soutien de cette demande, elle dépose une déclaration sous serment de monsieur Thierry Salem, directeur des ventes, marché du carburant, chez Énergir. Les informations visées ont trait à l'évolution des volumes de vente d'Énergir pour les stations d'EBI ainsi qu'à celle des autres stations au Québec depuis 2012. Monsieur Salem allègue que ces informations sont de nature confidentielle et qu'elles ne devraient pas faire l'objet d'une divulgation, publication ou diffusion, notamment afin d'empêcher leur accès à des entreprises concurrentes avant la finalisation du Projet⁵².

⁴⁸ Pièce [B-0002](#), p. 2.

⁴⁹ Pièce [B-0004](#).

⁵⁰ Pièces [B-0004](#), p. 1, et [B-0006](#), p. 11.

⁵¹ Pièce [B-0013](#).

⁵² Pièce [B-0017](#).

[84] La Régie juge que les motifs invoqués aux déclarations sous serment de messieurs Lortie et Salem justifient ces demandes de traitement confidentiel. En conséquence, elle accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel d'Énergir et interdit la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus aux pièces B-0007, B-0016 et B-0020 et caviardés aux pièces B-0006, B-0015 et B-0019, jusqu'à la finalisation du Projet.

[85] La Régie demande au Distributeur de l'informer, par voie administrative, de la date de finalisation du Projet. Elle verra alors à ce qu'une version non caviardée des pièces B-0006, B-0015 et B-0019 soit versée au dossier public.

[86] **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, à 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;

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 dossiers de 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 cumulés les coûts reliés au Projet, jusqu'à son inclusion au dossier tarifaire 2019-2020;

ACCUEILLE les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel d'Énergir;

INTERDIT, jusqu'à la finalisation du Projet, la divulgation, la publication et la diffusion des informations contenues aux pièces B-0007, B-0016 et B-0020, lesquelles sont caviardées aux pièces B-0006, B-0015 et B-0019;

DEMANDE à Énergir d'informer la Régie, par voie administrative, de la finalisation du Projet;

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

Nicolas Roy

Régisseur

Énergir représentée par M^e Philip Thibodeau.