RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 1 AMENDÉE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE POUR RÉALISER UN PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU POUR UNE STATION DE GAZ NATUREL COMPRIMÉ (GNC) À LAVAL

VOLUMES DE CONSOMMATION

1. Références : (i) Pièce B-0006, p. 5 et 6;
(ii) Pièce B-0010, p. 1;
(iii) Dossier R-3867-2013, pièce B-0277, p. 8.

Préambule :

(i) À la page 5, Énergir mentionne : « *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* ».

Le tableau 1 présente les volumes de l'obligation minimale annuelle (OMA) pour la durée du contrat de services signé avec EBI Énergie.

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

À la page 6, il est indiqué : « *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* ». [nous soulignons]

(ii) Énergir présente l'analyse financière détaillée du Projet.

(iii) « [L]*es volumes sont estimés en fonction des besoins de consommation nécessaires déterminés conjointement par le client et Gaz Métro, alors que le taux unitaire du tarif de distribution de chacun des clients est basé selon leurs prévisions de consommation spécifique.* ».

Demandes :

1.1 Veuillez présenter les hypothèses et le détail des calculs ayant permis d'estimer les volumes de vente projetés, tels que présentés aux références (i) et (ii).

Veuillez élaborer votre réponse quant aux volumes de consommation projetés, notamment en termes du nombre de véhicules-kilomètres prévu.

Réponse :

EBI a fourni à Énergir les prévisions de volumes pour lesquelles il était prêt à s'engager contractuellement. Connaissant bien le modèle d'affaires d'EBI quant au démarchage de sa clientèle dans le marché du gaz naturel comme carburant et ses succès obtenus dans les dernières années, Énergir considère les volumes de consommation projetés comme tout à fait réalistes.

Il faut considérer qu'un seul camion lourd utilisant du GNC en lieu et place du diesel consomme annuellement entre 44 000 et 84 000 m³ de gaz naturel. Donc si nous considérons une moyenne conservatrice utilisée par EBI de 50 000 m³ par année par camion par station (un camion ne se ravitaille pas de façon exclusive à une seule station), les volumes de consommation projetés représentent un achalandage à la station à 8 camions équivalents la première année et 73 camions équivalents aux années 7 à 10. Ceci est tout à fait en phase avec les volumes que l'on retrouve dans des stations-service de type diesel pour camions lourds.

De plus, les volumes de consommation projetés par EBI sont essentiellement basés sur une étude de marché confidentielle conduite par la firme Pethel Consultants Inc. pour le compte d'EBI. Aussi, EBI a confirmé à Énergir être en possession des lettres d'intention de la part de plusieurs transporteurs – qui supportent les projections de volumes de consommation pour lesquels EBI est prêt à s'engager contractuellement auprès d'Énergir. Puisque le marché des stations de ravitaillement est non réglementé et que plusieurs autres promoteurs sont actuellement en démarchage auprès de clients potentiels en vue de l'ouverture d'autres stations GNC au Québec, EBI ne compte pas partager des informations de nature confidentielle, telles que ses lettres d'intention et son étude de marché.

Le modèle d'affaires d'EBI est d'acheter des camions GNC et de les louer à sa clientèle qui se ravitaille à ses stations GNC. En conséquence, 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 Joliette.

À titre indicatif, EBI a mentionné à Énergir avoir enregistré, à ses stations GNC, une hausse des volumes provenant de flottes de camions externes, excluant les sous-traitants d'EBI de plus de 60 % entre 2016 et 2017 et les projections de 2018 par rapport à 2017 amènent à une hausse de plus de 100 %.

1.2 Veuillez fournir l'évolution des volumes de vente historiques des stations-service publiques actuelles de EBI découlant de sa force de vente d'expérience, tel que mentionné à la référence (i).

Veuillez indiquer si Énergir s'est basé sur ces volumes afin d'établir les volumes de vente présentés à la référence (ii). Veuillez élaborer.

Réponse :

Les estimations de volumes de consommation ont été évaluées par EBI, comme expliqué en réponse à la question 1.1. Elles sont un amalgame des historiques de ventes à leurs autres stations, des engagements non formels de clients géographiquement situés à proximité du site et d'études spécifiques au site du projet.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des volumes de vente aux stations publiques d'EBI entre 2012 et 2017.

Stations	2012	2013	2014	2015	2016	2017
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

Énergir considère que les volumes de consommation projetés à la station EBI de Laval sont tout à fait cohérents avec la dynamique actuelle et anticipée du marché du gaz naturel comme carburant et viennent confirmer que la projection de volumes (ainsi que l'OMA) est réaliste.

1.3 Veuillez indiquer si Énergir s'est basé sur la taille de la flotte de camions au GNC des compagnies qui ont signé un approvisionnement avec EBI Énergie, tel que mentionné à la référence (i), afin d'établir les volumes de vente projetés. Veuillez élaborer.

Réponse :

Les estimations de volumes de consommation ont été évaluées par EBI comme expliqué en réponse à la question 1.1 et Énergir est d'avis que les engagements contractuels d'EBI sont tout à fait réalistes, notamment en fonction de l'historique de consommation des autres stations publiques d'EBI (voir réponse à la question 1.2).

1.4 Veuillez indiquer, à la connaissance d'Énergir, s'il existe d'autres stations publiques ou privées de GNC que celles d'EBI Énergie au Québec.

Le cas échéant, veuillez fournir l'évolution des volumes historiques de ces stations. Veuillez élaborer votre réponse afin de démontrer la position de leader de marché qu'occupe EBI Énergie, tel que cité à référence (i).

Réponse :

Il existe 19 stations en GNC au Québec (6 publiques et 13 privées). EBI Énergie inc. possède 3 stations publiques et 2 privées, pour un total de 5. Un seul autre client possède plus d'une station, pour un total de 2 stations. Le tableau ci-dessous présente l'évolution des volumes depuis 2012 pour les stations d'EBI et les autres stations au Québec.

Stations en opération avec consommation annuelle (en m³)

	2012		2013		2014		2015		2016		2017	
	Volume	Nbre de stations	Volume	Nbre de stations	Volume	Nbre de stations	Volume	Nbre de stations	Volume	Nbre de stations	Volume	Nbre de stations
EBI	[redacted]	1	[redacted]	3	[redacted]	4	[redacted]	4	[redacted]	5	[redacted]	5
Autres stations	[redacted]	1	[redacted]	3	[redacted]	4	[redacted]	11	[redacted]	13	[redacted]	14
EBI – Volume moyen	[redacted]		[redacted]		[redacted]		[redacted]		[redacted]		[redacted]	
Autres stations – Volume moyen	[redacted]		[redacted]		[redacted]		[redacted]		[redacted]		[redacted]	

POTENTIEL DU MARCHÉ

2. Référence : Pièce B-0006, p. 7.

Préambule :

« *Il est également à noter que le Projet s'inscrit en cohérence avec certains objectifs de la Politique énergétique 2030 du Québec. 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.*
[…]

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. 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 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. » [nous soulignons]

Demandes :

2.1 Veuillez indiquer si, dans le cadre de ce Projet, Énergir s'est appuyé sur une analyse du potentiel d'adoption du GNC, tel que dans le transport des marchandises dans les activités d'affaires de la filière d'EBI Énergie.

Dans l'affirmative, veuillez déposer cette analyse. Sinon, veuillez justifier.

Réponse :

Veuillez vous référer aux réponses aux questions 1.1 à 1.4.

2.2 Veuillez indiquer si Énergir a évalué la position concurrentielle du gaz naturel, notamment pour le GNC, par rapport aux autres sources d'énergie dans le secteur du transport tels que l'électricité et le diesel.

Le cas échéant, veuillez élaborer sur les résultats de cette évaluation.

Réponse :

Énergir évalue mensuellement la position concurrentielle du gaz naturel pour tous ses marchés, incluant le marché du transport. Énergir évalue ainsi la position concurrentielle du GNC par rapport aux autres sources d'énergie. Cependant, puisque la motorisation électrique de grande puissance pour le transport lourd n'est pas commercialisée, il n'est pas possible de faire une évaluation de la position concurrentielle. Il n'y a pas de données probantes permettant de faire l'évaluation de la consommation électrique, de l'appel de puissance, du temps de recharge, etc.

L'analyse de la position concurrentielle du GNC par rapport au diesel dans le secteur du transport routier a été réalisée pour les camions tracteurs de Classe 8 et les camions de collecte de matière résiduelle.

- Dans le cas des camions tracteurs de Classe 8, l'analyse est faite sur la base d'un kilométrage annuel de 155 000 kilomètres pour des camions avec un moteur GNC 11,9L et diesel standard consommant 45,4 L/100 kilomètres. Cela représente une consommation annuelle de 70 370 litres de diesel (83 225 m³ de gaz naturel).
- Dans le cas des camions de collecte de matière résiduelle, l'analyse est faite sur la base d'un kilométrage annuel de 60 000 kilomètres pour des camions avec un moteur GNC 8,9L et diesel standard consommant 62 L/100 kilomètres. Cela représente une consommation annuelle de 37 200 litres de diesel (44 000 m³ de gaz naturel).

Le prix total du GNC à une station inclut non seulement les différents services d'Énergir, mais également le coût et l'entretien des infrastructures de compression. C'est essentiel afin de comparer le prix du GNC avec le prix du diesel en station publique qui inclut aussi ces diverses composantes. Ainsi, pour chacun des cas types présentés, le coût du GNC est établi en tenant compte de l'ensemble des composantes de la facture totale avant taxes, incluant l'amortissement de la station, le coût d'entretien et le coût d'opération des installations. Ce coût est ensuite comparé au coût d'une consommation équivalente de diesel en tenant compte de la consommation de chaque type de moteur.

Les tarifs de transport, d'inventaire et d'équilibrage sont ceux actuellement en vigueur ainsi que l'amortissement, le coût d'entretien et le coût d'opération des installations. Le taux de distribution correspond à celui actuellement en vigueur pour un client au tarif D_3 ayant une consommation annuelle de 3 000 000 m³. Les tarifs de fourniture et de SPEDE correspondent aux prévisions utilisées dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019 (R-4018-2017). Concernant le diesel, la prévision a été réalisée en fonction du ratio historique des prix avec le mazout n° 2, ainsi qu'à partir des prévisions des prix du mazout n° 2 utilisées dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019 (R-4018-2017).

Situation concurrentielle projetée 2019 à 2022
Secteur du transport routier

GNC = 100	Camion tracteur de classe 8	Camion de collecte de matière résiduelle
2018-2019	141	143
2019-2020	136	138
2020-2021	133	135
2021-2022	130	132

La situation concurrentielle du GNC face au diesel dans le secteur du transport routier demeurera favorable de 2019 à 2022. L'avantage concurrentiel du GNC variera de 30 % à 43 %, selon l'année et la catégorie de camion.

3. Référence : Pièce B-0006, p. 5.

Préambule :

« *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 de rentabiliser le Projet.*

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. »

Demandes :

3.1 Veuillez élaborer sur la durée de vie des équipements et le potentiel de consommation relatifs à une station-service de GNC typique.

Réponse :

Avec un programme d'entretien adéquat, tel que le fait actuellement EBI à ses autres stations GNC en opération, la durée de vie des équipements mécaniques de la station (compresseurs, assécheurs, réservoirs et distributrices) est de 20 à 25 ans. Les infrastructures civiles quant à

elles (dalles de béton, entrée électrique et conduites souterraines) sont conçues pour une durée de vie de 25 à 40 ans.

Les équipements qui seront initialement installés par EBI permettront au départ de supporter les volumes engagés à l'OMA et même plus. Les volumes de consommation pourraient être de 5 à 6 millions de m³ par année. Également, l'architecture de la station GNC permet l'ajout d'équipements dans le temps afin de tenir compte de la croissance des volumes de ventes additionnels. Les équipements pourront facilement être bonifiés si la croissance des volumes de ventes de GNC le justifie. Il n'y a pas de limite à la croissance de ventes d'une station GNC autre que la capacité du réseau de distribution gazier et la capacité d'accueil du site (superficie) pour des camions lourds. Donc, un volume de ventes de 10 à 14 millions de m³ de gaz naturel peut théoriquement être envisagé à la station d'EBI.

3.2 Veuillez élaborer quant à l'essor du marché pour des stations-service publiques de GNC et quant à l'expectative du maintien de cet usage sur l'horizon de l'analyse financière.

Réponse :

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. Les véhicules lourds vont au-delà des frontières de la province, il faut donc regarder aussi l'évolution du marché du côté canadien et américain.

Le marché du GNC est très développé aux États-Unis. On retrouve 931 stations publiques de GNC.[1]

Le gouvernement canadien investit présentement, via *l'Initiative pour le déploiement d'infrastructures pour les véhicules électriques et les carburants de remplacement*[2], dans les infrastructures de ravitaillement publiques de gaz naturel pour véhicules. L'enveloppe de ce programme est de 80 M$ sur quatre ans. A ce jour, au Québec, trois projets de stations publiques de GNC ont bénéficié de l'appui financier de ce programme, et à la connaissance d'Énergir, 10 nouveaux projets au Québec ont été soumis pour analyse lors de l'appel proposition de l'hiver dernier. 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.

[1] Natural Gas & Alt Fuels Quarterly, U.S. Class 8 Trends, Forecast, Analysis & Insight, Q1 2018 Published April

[2] https://www.rncan.gc.ca/energie/carburants-remplacement/carburants-faits/ecoenergie/18353

Le gouvernement ontarien appuie lui aussi le développement du gaz naturel comme carburant en mettant à la disposition des entreprises de camionnage des aides financières[3] afin de faciliter l'adoption de ce carburant.

Fortis BC dispose elle aussi d'un programme de soutien au gaz naturel[4] pour les transports, avec l'appui du gouvernement de la Colombie-Britannique.

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]. On y retrouve entre autres les éléments suivants qui démontrent la vision du développement du gaz naturel comme carburant :

Objectifs du gouvernement provincial : 12 000 véhicules à gaz naturel,
30 stations GNC et
5 stations GNL

Actions :

- Projet de quatre stations multicarburant d'ici 2023 piloté par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) (stations incluant essence, biocarburant, gaz naturel, propane, électricité et hydrogène) : 10,4 M$
- Après 2030, toute autorisation gouvernementale pour de nouvelles installations, ou encore la modernisation de stations d'essence, devra être accompagnée d'une offre multicarburant.
- Soutien à l'installation de station de gaz naturel : 2,9 M$
- Programme Écocamionnage offrant, entre autres, une subvention pour couvrir une partie du surcoût d'un véhicule à gaz naturel : 39,8 M$

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.

[3] http://www.mto.gov.on.ca/english/trucks/green-commercial-vehicles.shtml
[4] https://www.fortisbc.com/NaturalGas/Business/NaturalGasVehicles/Howwecanhelp/Pages/default.aspx
[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

4. Références : (i) Pièce B-0006, p. 6 et 9;
(ii) Pièce B-0006, p. 12, tableau 5 et p. 13, tableau 6.

Préambule :

(i) À la page 6, il est indiqué : « *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. » [nous soulignons]

À la page 9, Énergir indique : « *Après avoir raccordé EBI Énergie, la capacité résiduelle sera de 3 000 m³/h dans le secteur du parc industriel.* »

(ii) Le tableau 5 présente les résultats de l'analyse financière du projet d'extension de réseau pour une station de GNC à Laval.

Tableau 5

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

Le tableau 6 présente une analyse de sensibilité du projet en fonction de la variation des volumes de vente et des coûts de construction.

Tableau 6

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

Demandes :

4.1 Veuillez indiquer la capacité horaire maximale (en m³/h) du Projet.

Réponse :

La capacité horaire maximale de la station publique d'EBI est de 1 610 m³/h, tel que décrit au contrat.

4.2 Veuillez indiquer si la capacité résiduelle du Projet de 3 000 m³/h, après le raccordement d'EBI Énergie, constitue un facteur limitant le potentiel de croissance supplémentaire, tel qu'énoncé à la référence (i).

Réponse :

Sur un horizon de 10 à 15 ans, la capacité résiduelle de 3 000 m³/h ne constitue pas un facteur limitant le potentiel de croissance supplémentaire.

4.3 En complément à la réponse à la question précédente, veuillez élaborer votre réponse quant à la capacité résiduelle possible du Projet en considération des options de croissance identifiées suivantes :

- les treize lots situés dans le parc industriel lourd d'EBI Énergie;
- la cimenterie Holcim;
- le nouveau parc industriel que la Ville de Laval prévoit développer sur l'avenue Roger-Lortie.

Réponse :

Sur un horizon de 10 à 15 ans, le parc industriel lourd pourrait atteindre environ 300 m³/h, la cimenterie Holcim environ 1 200 m³/h et le nouveau parc industriel sur l'avenue Roger-Lortie environ 200 m³/h, pour un total de 1 700 m³/h.

4.4 Veuillez déposer les résultats de l'analyse financière, selon le format présenté à la référence (ii), selon le scénario hypothétique que les volumes de consommation atteignent le potentiel maximal de la capacité du Projet, soit en incluant la capacité résiduelle identifiée à la référence (i).

Réponse :

Le tableau suivant comprend le revenu requis du projet d'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.

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

Le tableau suivant reprend les projections du tableau précédent 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.

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

ANALYSE FINANCIÈRE

5. Références : (i) Pièce B-0006, p. 6 et p. 13, tableau 6;
(ii) R-3991-2016, pièce B-0014, réponse 1.3;
(iii) R-3991-2016, pièce B-0014, Annexe 2, p. 5.

Préambule :

(i) À la page 6, il est mentionné : « *EBI Énergie a signé un contrat d'une durée de 10 ans pour un volume, dès la première année, de 400 000 m³ avec une obligation minimale annuelle (OMA) à 100 % pour la durée du contrat* ».

Le tableau 6 présente une analyse de sensibilité du projet en fonction de la variation des volumes de vente et des coûts de construction**.** L'effet tarifaire sur 10 ans s'établit à 330,8 k$ en considérant 100 % des volumes projetés sur la période.

Tableau 6

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

(ii) En réponse à une DDR dans le dossier R-3991-2016, portant l'analyse financière d'un projet d'extension de réseau comportant un client unique, Énergir a référé la Régie à la méthode de calcul du revenu requis pour analyser la rentabilité d'un projet présentée dans le dossier R-3173-89 et Témoignage en chef de Jean-Paul Beaulieu – Directeur, Finances et trésorier – Sujet No. 12 le calcul du revenu requis.

(iii) « *Il faut noter également que Gaz Métropolitain exige présentement pour les secteurs moyen- et grand-débit le respect de certains critères additionnels. Les deux conditions suivantes doivent être respectées pour que le projet soit jugé rentable :*

1. *La valeur actualisée des flux monétaires nets doit indiquer un effet à la baisse des tarifs; et*
2. *La baisse de tarifs doit se produire à 1' intérieur du premier terme du contrat.* »

Demande :

5.1 Veuillez indiquer si les conditions exigées, auxquelles Énergir a renvoyé la Régie précédemment, à la référence (ii), et tel que mentionné à la référence (iii), pour les secteurs moyen- et grand-débit ont été respectées dans le cadre du présent Projet. Veuillez élaborer, notamment à l'égard du critère n° 2 de la référence (ii), en considération des résultats présentés à la référence (i).

Réponse :

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. À travers les années, la Régie a déterminé certaines balises en lien avec l'évaluation de la rentabilité des projets. Comme Énergir le démontre ci-après, les autres critères internes utilisés par Énergir ou Gazifère ne sont pas des critères réglementaires décisionnels pour approuver un projet d'investissement.

Certains critères et paramètres en lien avec l'évaluation économique des projets ont été définis par la Régie dans le cadre de la décision G-285. Dans cette décision, la Régie décide d'utiliser la méthode du TRI comme critère décisionnel. Le TRI d'un projet doit, de façon générale, être plus grand que le coût des capitaux nouveaux (coût du capital prospectif). Énergir doit également fournir comme élément complémentaire la valeur actuelle nette (VAN) actualisée. La Régie reconnaît qu'un projet ne doit pas être refusé du seul fait que le TRI est inférieur au coût des capitaux nouveaux :

> « *Quoique la Régie estime qu'en principe, tout nouveau projet devrait être économiquement viable par lui-même, elle reconnaît qu'il pourrait y avoir lieu d'autoriser la réalisation de certains projets dont le taux de rendement interne serait inférieur au coût des capitaux nouveaux requis pour le réaliser.* »[8]

Dans la décision G-364, la Régie maintient les balises en lien avec l'évaluation économique des projets découlant de la décision G-285 à des fins d'approbation réglementaire. Cette décision faisait suite à une demande de Gazifère d'utiliser deux autres critères économiques au lieu du TRI déterminé par la décision G-285. Gazifère peut utiliser d'autres critères internes, mais ceux-ci ne peuvent être applicables à des fins d'approbation réglementaire :

[8] G-285, 4.2) Interfinancement, p.7.

> « *En conséquence, la Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu d'exempter la requérante de l'obligation de fournir le TRI des projets qu'elle lui soumet en vertu de 1'article 41 ainsi que leur VAN selon le scénario A de l'ordonnance G-285 à titre indicatif de l'ampleur d'éventuels interfinancements.* »[9]

Dans le cadre du dossier R-3173-89, la Régie rend la décision D-90-60 qui vient remplacer les décisions G-285 et G-364. La proposition des distributeurs reprend l'essentiel de l'ordonnance G-285 en laissant toutefois plus de souplesse à ceux-ci dans le calcul de l'étude de rentabilité des projets. Énergir mentionne qu'en plus de fournir le TRI, elle fournira au moins un des deux éléments complémentaires suivants, soit la VAN du flux monétaire du projet et la valeur actuelle de l'effet sur les tarifs. La VAN du flux monétaire du projet et le taux de rendement interne du projet avaient déjà été définis dans la décision G-285. La valeur actuelle de l'effet sur les tarifs est un critère utilisant la méthode du revenu requis et qui était propre à Énergir. La Régie accepte la proposition d'Énergir, mais maintient le critère du TRI comme critère décisionnel. Les autres critères demeurent des critères internes aux distributeurs.

Ainsi, les deux critères formulés dans le document intitulé *Témoignage en chef de Jean-Paul Beaulieu – Directeur, Finances et trésorier – Sujet No. 12* du dossier R-3173-89 doivent être considérés comme des critères internes généraux de gouvernance visant à obtenir un plan de développement générant des baisses tarifaires. Dans le dossier menant à la décision D-97-25, Énergir a ajouté un autre critère général interne, soit à l'effet que 80 % de la marge brute prévue à la première année soit garantie par contrat avant d'entreprendre la construction d'un projet. Il n'est pas un critère décisionnel contraignant pour fins d'approbation réglementaire.

D'ailleurs, il est mentionné à la page 5 du témoignage relatif au sujet n° 12, au texte suivant la référence iii) cité par la Régie, que le jugement du gestionnaire doit être utilisé lors de l'évaluation d'un projet dans l'application de ces critères, car les conséquences d'une décision trop rigide pourraient priver la clientèle existante d'opportunités.

> « […] *La conséquence d'une décision trop rigide pourrait effectivement empêcher la réalisation de bonnes opportunités de développement de marché.* »

La Régie, dans des décisions de projets d'investissement, a elle-même exposé la même interprétation réglementaire citée ci-haut. Par exemple, dans la décision D-2004-151, à la page 8, il est clair que le critère de 80 % est un critère interne :

> « *Au fil de ses décisions, notamment les décisions D-90-60, D-96-21 et D-97 25, la Régie a établi des critères de rentabilité. De façon générale, un projet d'extension ne devrait pas avoir à long terme un effet à la hausse sur les tarifs. En particulier,* [Énergir] *doit s'assurer que le TRI d'un projet est supérieur au coût du capital prospectif approuvé par la Régie et le distributeur s'est fixé comme règle interne d'obtenir la signature de contrats pour plus de 80 % de la marge brute de la première année qui est nécessaire à l'atteinte de cette rentabilité.* »

Dans le cadre du projet en question, le critère décisionnel réglementaire est respecté. La contribution du projet permet d'avoir un TRI égale au CCP après impôt de 5,01 %. L'effet à

[9] G-364, 4.2.1) La méthode utilisée, p.10.

long terme sur les tarifs présente une baisse tarifaire de 16 000 $. Le TRI pourrait être plus élevé que le CCP après impôt et générer des baisses tarifaires plus importantes dans la mesure où le client actuel EBI consomme plus que son volume projeté au contrat et/ou que d'autres clients du secteur se raccordent au réseau gazier (voir réponse à la question 4.4). L'effet sur les tarifs pourrait être de près de 1,3 M$ à la baisse si les volumes sont plus élevés et que d'autres clients sont raccordés au réseau.

Bien que l'atteinte des autres critères internes mentionnés ici haut soit souhaitable et rencontrée dans plusieurs projets de développement, ceux-ci ne sont pas décisionnels et essentiels à l'approbation des projets. En ce qui a trait au critère interne de la référence (iii), à l'effet que 80 % de la marge brute prévue à la première année soit garantie par contrat avant d'entreprendre les travaux, il est respecté dans le présent projet. En effet, le client s'engage avec une OMA à 100 % de son volume projeté et ce, pour les 10 prochaines années. Pour l'autre critère interne de la référence (iii), soit que la baisse de tarifs doit se produire à l'intérieur du premier terme du contrat, celui-ci est en partie atteint. En effet, bien que le point mort tarifaire (nombre d'années où les hausses tarifaires cumulatives des premières années sont compensées par les baisses tarifaires cumulatives des années subséquentes) soit atteint après la première période contractuelle de 10 ans, le projet génère des baisses tarifaires entre les années 6 et 7 du projet (année où les revenus et les coûts s'équilibrent et où le projet commence à générer des baisses tarifaires).

6. Références :
(i) Pièce B-0006, p. 6;
(ii) Pièce B-0009, p. 2;
(iii) Conditions de service et Tarif au 1er octobre 2017, art. 15.2.5;
(iv) Conditions de service et Tarif au 1er octobre 2017, art. 15.3.2.1
(v) Conditions de service et Tarif au 1er octobre 2017, art. 15.3.5.1
(vi) Conditions de service et Tarif au 1er octobre 2017, art. 4.3.4.

Préambule :

(i) « *EBI Énergie a signé un contrat d'une durée de 10 ans pour un volume, dès la première année, de 400 000 m³ avec une obligation minimale annuelle (OMA) à 100 % pour la durée du contrat. Une copie du contrat signé est présentée à la pièce Énergir-1, Document 3.* » [nous soulignons]

(ii) Énergir a déposé le contrat de service signé avec EBI Énergie.

Le tableau de la progression annuelle de la consommation, où l'OMA est précisée pour les années 1 à 10, se présente comme suit :

Progression annuelle de la consommation

	Volume souscrit minimum (m³/j)	Obligation minimale annuelle (OMA) (Nouvelle adresse) (m³)	Obligation minimale annuelle (OMA) (Programmes commerciaux) (m³)	Date de début des services (AAAA/MM/JJ)
Année 1	1096	400 000	S.O.	2018/11/01
Année 2	2329	850 000	S.O.	2019/11/01
Année 3	3562	1 300 000	S.O.	2020/11/01
Année 4	5055	1 845 000	S.O.	2021/11/01
Année 5	6699	2 445 000	S.O.	2022/11/01
Année 6	8343	3 045 000	S.O.	2023/11/01
Année 7	9987	3 645 000	S.O.	2024/11/01
Année 8	9987	3 645 000	S.O.	2025/11/01
Année 9	9987	3 645 000	S.O.	2026/11/01
Année 10	9987	3 645 000	S.O.	2027/11/01

(iii) *« 15.2.5 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)*

Le distributeur peut convenir, avec un client dont l'adresse de service est nouvellement raccordée au réseau de distribution ou avec un client qui bénéficie d'une aide financière, d'une OMA pour toute la durée du contrat. Si, à la fin d'une année contractuelle, le client a retiré un volume inférieur à son OMA, il sera facturé pour le volume déficitaire au moindre du prix moyen du tarif de distribution payé au cours des 12 mois de l'année contractuelle ou du prix moyen du tarif de distribution résultant de la facturation du volume déficitaire réparti uniformément sur l'année contractuelle. »

(iv) *« 15.3.2.1 Obligation minimale quotidienne*

Pour chaque m³ de volume souscrit aux paliers ci-dessous, les taux unitaires sont les suivants :

volume souscrit m³/jour						**taux** ¢/m³/jour
333	premiers	de	0	à	333	9,978
667	suivants	de	333	à	1 000	8,030
2 000	suivants	de	1 000	à	3 000	5,469
7 000	suivants	de	3 000	à	10 000	4,523
20 000	suivants	de	10 000	à	30 000	3,301
70 000	suivants	de	30 000	à	100 000	2,575
200 000	suivants	de	100 000	à	300 000	1,833
700 000	suivants	de	300 000	à	1 000 000	1,479
m³ excédant 1 000 000			1 000 000		et plus	1,000

Le résultat du calcul est multiplié par le nombre de jours de la période de facturation.

(v) « ***Révision du volume souscrit***

15.3.5.1 Par le client

À moins que ce ne soit pour remplacer le gaz naturel par une autre forme d'énergie le client peut, en cours de contrat, baisser son volume souscrit d'un maximum de 10 % à compter de la deuxième année et pour chaque année additionnelle. Dans le cas d'un nouveau contrat seulement, le volume souscrit doit cependant être en tout temps maintenu à au moins 75 % de son niveau initial au cours de la durée contractuelle. Le client doit donner un préavis écrit d'au moins 3 mois.
En tout temps, le volume souscrit du client doit être d'au moins 333 m³/jour au tarif D3 et de 10 000 m³/jour au tarif D4.
Nonobstant ce qui précède, le client est tenu de respecter, le cas échéant, les conditions de l'obligation minimale annuelle convenue en vertu de l'article 4.3.4. » [nous soulignons]

(vi) « ***4.3.4 CONTRIBUTION FINANCIÈRE DU CLIENT***

Lorsque les revenus générés par le raccordement de l'adresse de service au réseau de distribution ne permettent pas au distributeur de rentabiliser ses investissements, selon l'évaluation du coût des travaux requis, aux conditions approuvées par la Régie de l'énergie, le distributeur peut, à la conclusion du contrat, convenir avec le client d'une contribution financière à payer par le client. Les frais de raccordement prévus à l'article 4.3.2 peuvent s'ajouter à cette contribution. Le distributeur peut aussi convenir, avec le client, d'une obligation minimale annuelle. »

Demandes :

6.1 Veuillez préciser ce qui est entendu par le passage souligné à la référence (i).

Veuillez indiquer les dispositions du contrat, lequel est identifié à la référence (ii), qui justifie l'affirmation « OMA à 100 % pour la durée du contrat », tel que cité à la référence (i). Veuillez justifier.

Réponse :

Une OMA équivalant à 100 % des volumes projetés annuels du client et ce, pour chaque année du contrat.

Pour la première année, le volume projeté annuel étant de 400 000 m³, l'OMA est fixée à 400 000 m³, soit 100 %. Le volume souscrit (VS) de la première année est établi en divisant l'OMA de 400 000 m³ par 365 jours. La même logique s'applique pour les années subséquentes.

L'OMA pour chacune des années se retrouve au troisième tableau de la section 4 du contrat sous la colonne « *Obligation minimale annuelle (OMA) (Nouvelle adresse) (m³)* ». Les OMA dans ce tableau représentent 100 % du volume annuel projeté du client. Ces OMA annuelles

permettent à Énergir de protéger 100 % des revenus de distribution fixes découlant des volumes projetés prévus au contrat et utilisés dans l'analyse de rentabilité.

6.2 Veuillez expliquer les interactions entre le volume souscrit minimal contractuel de la référence (ii), l'obligation minimale quotidienne (OMQ) de la référence (iv) et l'OMA prévue au contrat. Veuillez justifier.

Réponse :

Énergir désire s'assurer qu'un revenu minimum sera facturé chaque année au client afin de rentabiliser le projet.

Dans le cas d'un tarif D_1, qui présente une structure majoritairement variable, lorsque le client consomme moins que projeté, les revenus baissent d'autant. L'OMA permet de garantir un revenu minimum même si le client consomme moins que le volume projeté. À 100 % d'OMA, le client doit payer les mêmes revenus de distribution fixes et variables que s'il avait consommé le volume projeté.

Dans le cas d'un tarif D_3 (cas d'EBI Laval dans ce projet), qui présente une structure majoritairement fixe, la fixation d'un VS permet en théorie de s'assurer de facturer la majorité des revenus de distribution lorsque le client consomme moins que le volume projeté. En effet, le VS est multiplié par la grille de taux en cent/m³ prévu à l'article 15.3.2.1 et le montant ainsi obtenu est facturé au client et ce, même si la consommation réelle du client est à zéro. Ceci constitue l'OMQ. Cependant, pour des raisons de flexibilité tarifaire, des clauses telles que l'article 15.3.5.1 permettent la révision à la baisse du VS selon certaines conditions. Ainsi, malgré la structure majoritairement fixe du tarif D_3, Énergir doit mettre en place une OMA afin de s'assurer de maintenir le revenu minimum nécessaire pour rentabiliser le projet. Un VS minimum a été fixé à chaque année équivalente au volume annuel de l'OMA divisé par 365 jours. Il y a ainsi une équivalence entre le VS et l'OMA qui permet de garantir un revenu de distribution minimum. Dans le cas où le client augmenterait son VS dans le temps plus rapidement que ce qui est prévu au contrat et le diminuerait à la baisse par la suite, les OMA et les VS prévus au contrat constitueraient des minimums facturables.

6.3 Veuillez indiquer si l'article 15.2.5, tel que présenté à la référence (iii), est applicable à l'OMA convenue au contrat.

Réponse :

Non applicable. L'article 15.2.5 concerne le service de distribution D_1. Il n'est donc pas applicable puisque le client est au tarif D_3.

6.4 Énergir indique avoir convenu d'une contribution financière et d'une OMA avec le client, selon la référence (i). Veuillez présenter, pour la durée du contrat, les modalités de cette OMA (obligations, réductions maximales permises) et indiquer tous les articles des Conditions de service et Tarif ou les dispositions contractuelles applicables à cet égard.

Réponse :

Énergir a convenu d'une contribution financière et d'une OMA avec le client afin de rentabiliser les investissements selon l'évaluation du coût des travaux requis selon la référence (iv), soit l'article 4.3.4.

Les OMA, pour chacune des années du contrat de 10 ans, se retrouvent au troisième tableau de la section 4 du contrat sous la colonne « *Obligation minimale annuelle (OMA) (Nouvelle adresse) (m³)* ». Un VS minimum a été fixé à chaque année équivalente au volume annuel de l'OMA divisé par 365 jours. Il se retrouve dans le même tableau sous la colonne « *Volume souscrit minimum) (m³/j)* ». Il y a ainsi une équivalence entre le VS et l'OMA qui permet de garantir un revenu de distribution minimum.

6.5 Dans l'éventualité où le client se prévalait de la révision du volume souscrit suivant l'article 15.3.5.1, de la référence (v), veuillez préciser quels seraient les volumes souscrits minimaux, les OMA, les OMQ, les taux de distribution et les revenus pour chacune des 10 années du contrat, afin de respecter les conditions de l'article 4.3.4 de la référence (vi).

Réponse :

La révision à la baisse des volumes souscrits prévus au contrat n'est pas possible en deçà du VS minimum découlant de l'OMA. En effet, l'article 15.3.5.1 mentionne que la révision du volume souscrit n'est pas possible si l'OMA prévue à l'article 4.3.4 n'est pas respectée.

> « *Nonobstant ce qui précède, le client est tenu de respecter, le cas échéant, les conditions de l'obligation minimale annuelle convenue en vertu de l'article 4.3.4.* »

Dans le cas où le client augmenterait son VS dans le temps plus rapidement que ce qui est prévu au contrat et le diminuerait à la baisse par la suite, les OMA et les VS prévus au contrat constitueraient des minimums facturables.

L'OMA minimum de chaque année est fixée au contrat (au troisième tableau de la section 4 du contrat sous la colonne « *Obligation minimale annuelle (OMA) (Nouvelle adresse) (m³)* ») et doit être respectée.

Par la fixation d'une OMA, le VS ne peut être plus bas que celui fixé chaque année au troisième tableau de la section 4 du contrat sous la colonne « *Volume souscrit minimum) (m³/j)* ».

Le plus haut entre le VS minimum ou le VS « réel » du client sera utilisé chaque année pour calculer la partie fixe des revenus de distribution à être facturée. Ainsi, le VS minimum ou

« réel » sera multiplié par la grille de taux en cent/m³ prévu à l'article 15.3.2.1 afin de calculer la partie fixe du tarif, soit l'OMQ. Les OMQ minimums peuvent être calculées en appliquant la grille de taux de l'OMQ au VS minimum de chaque année prévu au contrat en tenant compte de la réduction selon la durée du contrat. Les revenus garantis se retrouvent à l'analyse financière de la pièce B-0010, Énergir-1, Document 4. En complément, veuillez aussi vous référer à la réponse à la question 7.1.

6.6 Veuillez présenter l'impact sur la rentabilité du Projet et la contribution exigée au client, le cas échéant, dans l'éventualité où le client se prévalait de la révision de son volume souscrit au niveau maximal permissible, tel que présenté à la sous-question précédente. Veuillez présenter le détail de vos résultats et commenter.

Réponse :

Non applicable. Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.5.

7. Références : (i) Pièce B-0009, p. 1;
(ii) Pièce B-0010, p. 1.

Préambule :

(i) Énergir présente le contrat de service signé avec EBI Énergie. L'application des paramètres de la convention d'achat de service de distribution a pour résultat, la 1ère année, une obligation minimale quotidienne de 8,398 cents par m³ et une réduction applicable selon la durée du contrat de 21,50 %.

(ii) Énergir présente les taux de distribution à l'analyse financière détaillée du Projet.

Demande :

7.1 Veuillez présenter les hypothèses contractuelles et fournir le calcul détaillé permettant d'établir les taux de distribution considérés pour les années 1 à 10 dans l'analyse financière du Projet, tel que présenté à la référence (ii).

Réponse :

Conditions de service
Zone du client: **Sud**
Tarif: **D3**
Durée du contrat: **120 mois**
Obligation minimale annuelle: **100%**

Client: **EBI Laval**

	Années:	1	2	3	4	5	6	7 à 40
	Volumes à l'OMA (m3):	400 000	850 000	1 300 000	1 845 000	2 445 000	3 045 000	3 645 000
	Volume souscrit (m3/jour):	1 095	2 328	3 561	5 054	6 698	8 342	9 986
Distribution (D)	Obligation minimale quotidienne (¢/m3)[1]:	8,40	6,85	6,22	5,72	5,43	5,25	5,13
	Taux unitaire au volume retiré[1] :	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
	Taux moyen avant réduction:	8,75	7,20	6,57	6,07	5,78	5,60	5,48
	Réduction :	-21,5%	-21,5%	-21,5%	-21,5%	-21,5%	-21,5%	-21,5%
	Taux moyen après réduction :	6,87	5,65	5,16	4,76	4,53	4,39	4,30
	Taux unitaire au volume retiré :	(0,35)	(0,35)	(0,35)	(0,35)	(0,35)	(0,35)	(0,35)
	Taux moyen après réduction (¢/m3)[2]:	**6,52**	**5,30**	**4,81**	**4,41**	**4,18**	**4,04**	**3,95**

1: Tarifs selon la décision D-2017-109 en vigueur au 1er octobre 2017
2: Les écarts entre les taux moyens après réduction de ce tableau et les valeurs utilisées pour l'analyse de revenu requis sont dus à des facteurs d'arrondissement dans les divers fichiers de calculs tarifaires utilisés et sont non significatifs (millièmes de cents).

ANALYSE DES RISQUES

8. Références : (i) Pièce B-0006, p. 6, tableau 1;
(ii) Pièce B-0010, p. 1;
(iii) Dossier R-3867-2013, pièce B-0298, réponse 4.1, p. 19;
(iv) Dossier R-3825-2012, pièce B-0021, réponse 1.1.

Préambule :

(i) Le tableau 1 présente les volumes de l'obligation minimale annuelle (OMA) pour la durée du contrat de services signé avec EBI Énergie.

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

(ii) Énergir présente l'analyse financière détaillée du Projet.

(iii) « *Projets de plus de 1,5 M$*
Ces projets sont de plus grande envergure et comportent généralement un niveau de risque plus élevé. C'est pour cette raison que Gaz Métro s'est dotée du logiciel @RISK dans le but d'utiliser la méthode de simulation Monte-Carlo pour le calcul de la contingence en fonction des risques du projet à estimer. Cet outil se veut un algorithme complexe qui utilise les probabilités pour produire un grand éventail de simulations.
[…]
- Analyser les résultats de la simulation Monte-Carlo qui s'affichent sous forme de graphique permettant d'examiner les probabilités d'occurrence de l'estimation du projet et de déterminer les éléments les plus à risques. »

(iv) Au dossier R-3825-2012, Gaz Métro présente le processus d'analyse de risque appliqué dans le cadre d'une nouvelle entente de raccordement :

« *1. Gaz Métro estime d'abord le risque relié à la consommation du client*
[…]
2. Si l'exercice mené à l'étape 1 indique que le risque est supérieur à 50 000 $, Gaz Métro recueille alors les éléments suivants :

a) Rapport de crédit du Groupe Écho;
b) Rapport de crédit d'Équifax;

c) Rapport de crédit de Dun & Bradstreet;
d) États financiers remis par le client pour les trois dernières années; et
e) L'actualité disponible sur le client.

[…]
Les états financiers pour les trois dernières années sont analysés
[…]
chacune des demandes d'accès au gaz naturel doit faire l'objet d'une analyse méticuleuse de la part du distributeur afin de bien balancer les considérations suivantes :

- *Droit d'une entreprise de recevoir un service qui doit demeurer accessible à tous les Québécois;*
- *Nécessité d'être équitable envers tous les clients (actuels et futurs) lors de l'imposition de conditions d'accès au gaz naturel; et*
- *Nécessité d'obtenir une assurance raisonnable que les nouveaux clients vont générer de la valeur pour l'ensemble de la clientèle de la franchise.*

[…]
Chaque projet est donc évalué individuellement en fonction des spécificités propres au projet. » [nous soulignons]

Demandes :

8.1 Veuillez indiquer si Énergir a effectué, dans le cadre du Projet, une simulation Monte-Carlo, tel que cité à la référence (iii).

Le cas échéant, veuillez présenter les résultats de la simulation et élaborer sur les éléments du Projet qui ont été identifiés les plus à risques.

Réponse :

Une simulation Monte-Carlo a été effectuée dans le cadre du Projet. Cette analyse a permis d'obtenir une contingence de [redacted]$, soit un taux de [redacted] % des coûts totaux du Projet. Les éléments du Projet qui ont été identifiés les plus à risque sont reliés principalement aux activités suivantes :

- le remplacement du forage par coupe ouverte;
- le forage directionnel pour la conduite de plastique (237 m); et
- la prime d'heure restreinte.

Veuillez aussi vous référer à la réponse à la question 9.1.

8.2 Veuillez indiquer si Énergir a effectué une analyse des risques du Projet selon le processus présenté à la référence (iv).

Dans l'affirmative, veuillez présenter les spécificités propres au Projet qui ont été considérées et les principaux résultats de cette analyse. Sinon, veuillez justifier.

Réponse :

Énergir a effectué une analyse de risques selon le processus présenté à la référence (iv). Suivant ce processus, aucun dépôt n'a été demandé à EBI.

L'analyse de risques a été effectuée en considérant les mêmes principes et avec la même approche que pour toute entente de raccordement de nouveaux clients.

8.3 En complément à la réponse à la question précédente, veuillez élaborer sur les encadrements prévus par Énergir afin de mitiger les risques, le cas échéant.

Réponse :

Les encadrements sont ceux prévus aux *Conditions de service et Tarif*.

8.4 Considérant la nature du projet qui vise la desserte d'un client unique, la Régie est préoccupée des risques de volumes de consommation et de revenus moindres pour la période suivant la 10e année du Projet, au terme de l'OMA signée avec le client, et des impacts tarifaires défavorables pour la clientèle que ces risques pourraient générer.

Veuillez déposer vos commentaires à l'égard de ces préoccupations.

Réponse :

Énergir a tenu compte dans l'évaluation du Projet du risque inhérent à un client unique. Ainsi, afin de mitiger le risque, 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.

La durée du contrat constitue l'engagement *a priori* du ou des clients pour l'utilisation du gaz naturel à ses installations. Habituellement, la durée des contrats signés dans le cadre d'extension de réseau à des fins de consommation est de cinq ans. Dans le contexte de la demande de service pour alimenter ce client en gaz naturel, Énergir lui a demandé un engagement plus long, ce qu'il a accepté. 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.

De plus, 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. En effet, 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 n'était pas rentable. Cette contribution du client permet d'avoir un projet rentable selon les critères du calcul de la rentabilité de projets approuvés par la Régie dans ses décisions D-90-60 et D-97-25.

De surcroît, Énergir tient à rassurer la Régie qu'elle 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 (voir notamment la réponse à la question 3.2), 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 gouvernement. 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.

Finalement, il est probable que de nouveaux clients puissent se raccorder à la conduite sur l'horizon du Projet (voir la réponse à la question 4.4). Le TRI serait ainsi plus élevé que le CCP après impôt et le projet générerait des baisses tarifaires plus importantes de près de 1,3 M$ si les volumes sont plus élevés et que d'autres clients sont raccordés au réseau. En effet, Énergir tentera de minimiser les risques en sollicitant d'autres clients dans la région qui pourraient être desservis par ce nouveau réseau. En résumé, la preuve au dossier démontre qu'il y a une capacité résiduelle, un potentiel additionnel de consommation d'EBI au-delà de l'OMA et d'autres clients potentiels dans le secteur (voir notamment les réponses aux questions 4.2 à 4.4).

COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

9. Références : (i) Pièce B-0006, p. 9 et p. 11, tableau 4 (sous pli confidentiel);
(ii) Dossier R-3867-2013, pièce B-0298, question et réponse 5.3.

Préambule :

(i) À la page 9, il est indiqué : « *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* ».

Le tableau 4 présente la répartition des coûts associés au Projet selon la nature des travaux.

(ii) « *Question 5.3 Veuillez commenter l'opportunité de présenter, lors des demandes d'autorisation pour des projets de plus de 1,5 M$:*

- *l'étape d'analyse d'ingénierie;*
- *la plage d'incertitude dans l'estimation des coûts (en pourcentage);*
- *la justification de l'opportunité de réalisation d'un projet représentant un risque de dépassement des coûts au-delà de 15 %.*

Dans le cas où Gaz Métro s'opposerait à une telle pratique, veuillez justifier.

Réponse :
Gaz Métro n'a pas d'objection à répondre à la demande de la Régie. »

Demandes :

9.1 Veuillez indiquer si Énergir a établi, pour chacune des activités associées au Projet présentées à la référence (i), une plage d'incertitude dans l'estimation des coûts, tel qu'indiqué à la référence (ii).

Le cas échéant, veuillez déposer, sous pli confidentiel, la plage d'incertitude associée à chaque activité.

Réponse :

Une simulation Monte-Carlo a été effectuée pour l'ensemble du Projet. Les plages d'incertitude reliées à chacune des activités du Projet, qui ont été utilisées dans la simulation Monte-Carlo afin de déterminer la contingence, sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Ce tableau est déposé sous pli confidentiel.

9.2 Veuillez préciser les coûts qui ont été ajoutés au Projet afin de tenir compte de la présence éventuelle de roc, de la profondeur excédentaire et des forages directionnels horizontaux dirigés, tel que mentionné à la référence (i).

Réponse :

L'estimation des coûts du projet tient compte de la présence éventuelle de roc, de la profondeur excédentaire et des forages directionnels horizontaux dirigés. Ils totalisent respectivement [redacted]$, [redacted]$ et [redacted]$.

9.3 Veuillez élaborer sur le risque de dépassement de coûts du Projet, en considérant les montants ajoutés pour la contingence et notamment, pour une présence éventuelle de roc, de la profondeur excédentaire et des forages directionnels horizontaux dirigés.

Veuillez élaborer quant au risque possible que les coûts réels dépassent de 15 % les coûts prévus au Projet.

Réponse :

L'estimation actuelle du coût tient compte d'une contingence de [redacted] $ basée sur les résultats de la simulation Monte-Carlo, soit [redacted] % des coûts du Projet. Le risque d'un dépassement des coûts réels de plus de 15 % des coûts prévus au Projet est faible et ferait suite à des événements totalement imprévisibles.

ÉVALUATION DE LA SOLUTION RETENUE

10. Références : (i) Pièce B-0006, p. 5;
(ii) Pièce B-0006, p. 10;
(iii) Pièce B-0008, p. 1.

Préambule :

(i) « *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. »

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

(iii) Énergir présente le tracé global de l'extension projetée.

Demandes :

10.1 En référence à (iii), la Régie constate qu'une conduite existante est présente sur la montée Masson à proximité de la station-service prévue par EBI Énergie et elle se questionne sur la faisabilité d'une solution alternative.

Veuillez déposer vos commentaires sur la faisabilité et le cas échéant, les coûts estimés, afin d'emprunter un tracé par l'entremise de la montée Masson, au lieu que de longer via l'avenue Roger-Lortie, afin de raccorder EBI Énergie selon ses besoins actuellement connus.

Réponse :

En effet, une conduite de 168,3 mm en plastique de classe 400 kPa est existante sur la montée Masson à l'ouest de l'autoroute 25. Cependant, en fonction des besoins d'EBI, Énergir doit se raccorder sur la conduite de 219,1 mm en acier de classe 400 kPa sur le boulevard Lévesque afin de répondre à leur demande. Le réseau de la montée Masson permettrait tout juste de répondre au besoin d'EBI, mais ne laisserait aucun résiduel pour une expansion et/ou de futurs projets. De plus, ce tracé aurait un impact à la hausse sur les coûts, car une traverse de l'autoroute 25 serait nécessaire par forage dirigé.