

RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 12 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE AU DOSSIER GÉNÉRIQUE PORTANT SUR L'ALLOCATION DES COÛTS
ET LA STRUCTURE TARIFAIRE D'ÉNERGIR

Les coûts – Les Frais généraux

1. Références : (i) Pièce [B-0278](#), p. 27;
(ii) Pièce [B-0278](#), p. 37.

Préambule :

- (i) *Table 4 – Comparison of Gaz Métro's Process with Peer Group Utilities*
[...].

Dans la colonne « *Peer Group Methods* », à la rubrique « *Capital-Related Cost Parameters* » :

« *Some overhead costs can be included by project or at a portfolio level for direct overhead associated with the capital investment (e.g., warehouse or delivery loaders, fleet services and fuel, construction labor loaders).* »

- (ii) « *Indirect General Capitalized Development Costs – other costs that are incurred by Gaz Métro to connect new customers to its gas distribution system that are common to its overall new customer development activities.*

- *Capitalized General Overhead Expenses*
- *Capitalized General Contractors Fees*

These types of capital- related costs are incurred by Gaz Métro on annual basis and are fixed for a certain range of projects that are undertaken by year so they do not change directly based on the number of new customers connected in that year. In other words, these costs are not related to any particular single project. As a result, Black & Veatch recommends that it is reasonable and appropriate to assign these costs to new customers on a project portfolio basis only because they are indirect common costs that are incurred by Gaz Métro to support the entirety of its development activities for all new customers. » [nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle l'exercice de balisage des entités comparables d'Énergir ne permet pas d'affirmer que toutes considèrent les coûts indirects (ou Frais généraux) dans le portefeuille global de l'ensemble des projets d'extension, soit le Plan de développement.

Réponse :Black & Veatch

As highlighted in the Black & Veatch report (B-0278), there is a wide range of methods employed by the Peer Group utilities and there is a clear distinction between the system extension policies of gas utilities in Canada compared to those of gas utilities in the U.S. in terms of the degree of complexity, specificity and managerial flexibility associated with their economic tests, policies and practices.

The Canadian gas utilities apply much more analytical rigor, specificity, and detail to the system expansion evaluation process than U.S. gas utilities typically do. Black & Veatch found that the Canadian gas utilities in the Peer Group utilize system extension practices that are largely driven by the views and precedents of the particular provincial regulator, which reflect processes that are typically more comprehensive, well-defined and prescriptive than the processes used by gas utilities in the U.S.

As detailed in Section 4 of Black & Veatch report (B-0278), the current methods employed by Énergir, and the methods under consideration, are well within the bounds set by the common characteristics of the Peer Group utilities. Further, there are a number of parameters in Énergir's current IRR calculation model that are in close alignment with the Peer Group.

As mentioned in the Black & Veatch report (B-0278) and in the answer to question 5.3 (B-0282), in Ontario, based on the findings of the Ontario Energy Board in its E.B.O. 188 Decision (issued in 1998), gas utilities are required to include common elements for estimating capital costs, including:

- An estimate of all costs directly associated with the attachment of the forecasted customer additions (including distribution mains, customer stations, distribution stations, land, and land rights);
- An estimate of the incremental overheads applicable to distribution expansion at the portfolio level (emphasis added).

Thus, Union Gas Limited and Enbridge Gas Distribution consider the incremental overheads applicable to distribution expansion at the portfolio level. However, as indicated in the answer to question 5.3 (B-0282), in particular circumstances, specific overhead costs may be assigned to certain projects when they are directly attributable to them and significant.

- 1.2 Dans l'affirmative, considérant que l'on ne puisse pas établir, chez les entités comparables, une pratique établie de considérer les Frais généraux dans le portefeuille global de l'ensemble des projets d'extension, veuillez justifier en quoi il est « *raisonnable* » de le proposer pour Énergir en particulier.

Réponse :

Black & Veatch

As mentioned in the previous response, Union Gas Limited and Enbridge Gas Distribution consider the incremental overheads applicable to distribution expansion at the portfolio level.

Moreover, to conduct a profitability analysis, utilities must identify costs that would vary with a change in the output (the “relevant costs”). Within the context of development projects, the output is the number of new customers being connected to the utility’s gas system by the development project. In other words, if a development project induces new costs, those incremental costs should be taken into account in the profitability analysis. If the revenues generated by the project are higher than the incremental costs incurred by the project, the project will induce decreases in gas rates of all customers.

Including non-relevant costs in the profitability analysis could lead the utility to create an imbalance between existing and new customers, and to lose the opportunity to achieve economies of scale and scope from the addition of the new customers.

As long as the incremental revenues from a new customer to be served by the gas utility can recover, at a minimum, the directly attributable costs of the proposed new connection to the utility’s gas distribution system, any revenues above that minimum level will provide a positive contribution to the recovery of the gas utility’s fixed costs that are common to the specific activities and functions of the gas utility’s development efforts to add new customers and to continue to serve existing customers.

Thus, as general overhead costs are fixed for a certain range of projects done each year, those costs should be considered only at a portfolio level when the profitability of all the development activities is evaluated. If these indirect costs are allocated project by project, some projects taken individually could not meet the profitability index criteria. This situation would result in the utility foregoing an opportunity to take advantage of economies of scale and scope - missing an opportunity to decrease rates for its existing customers. Table 5 and Table 6 of the Black & Veatch report (B-0278, Gaz Métro-7, Document 5, p.32) illustrate this outcome.

Les coûts – Les Frais généraux entrepreneurs

2. Références : (i) Pièce [B-0286](#), p. 8, réponse à la question 2.6;
(ii) Pièce [B-0278](#), p. 26.

Préambule :

(i) « **2.6** Veuillez élaborer sur la nature des coûts inclus aux frais généraux entrepreneurs. Si des coûts de main d'œuvre sont inclus, veuillez indiquer les tâches réalisées par cette main d'oeuvre.

Réponse :

L'ensemble des coûts fixes nécessaires à la réalisation du Contrat général (portée des travaux : « Les Travaux consistent, sans s'y limiter à l'installation, et/ou remplacement de Conduites principales de classe inférieure à 4 000 kPa et/ou de Branchements d'immeuble dans les limites territoriales, et toutes tâches connexes liées au développement, à l'amélioration et l'intégrité du réseau, afin de desservir en gaz naturel les clients de Gaz Métro ») doivent être inclus dans les Frais de maintien (frais généraux entrepreneurs). L'Entrepreneur ne doit prévoir aucun montant relié aux coûts fixes dans les Fiches de service prévues pour la réalisation des Travaux (bordereau de prix soumis lors de l'appel d'offres selon la nature différente des travaux). Les frais généraux entrepreneurs prévus au Contrat général, et facturés trimestriellement, se composent de deux grandes catégories, soit les dépenses d'opération et les salaires.

Dans le cas des dépenses fixes d'opération, elles se détaillent ainsi :

- Coûts de l'entrepreneur relativement à la place d'affaires (loyer, électricité, chauffage, entretien, assurances, taxes foncières, téléphonie, informatique, etc.);
- Coûts relatifs aux aires d'entreposage;
- Amortissement (immeubles, équipements informatiques, matériel roulant (camions), équipement spécialisé, etc.);
- Contrat de location d'équipements long terme (appareils roulants);
- Les coûts relativement à la formation des travailleurs aux activités gazières;

Dans le cas des salaires fixes, on retrouve quatre catégories :

- Salaires gestion (président, VP, directeurs opérations, gérants de projets, autres);
- Salaires opérations terrain (surintendant, contremaître général, contremaître tuyauteur, chargés de projets, planificateur, coordonnateur santé-sécurité);
- Salaires employés de bureau (commis, comptabilité, facturation, mesurage, plan qualité, ISO);
- Salaires employés de la cour (répartiteur, magasinier, hommes de cour.» [nous soulignons]

(ii) « *The Capitalized General Contractors Fees are an agreed amount paid to Gaz Métro's primary contractors to cover the Contractors' G&A expenses. The rate for 2017 is currently allocated at 27.1 %. Neither the Capitalized General Expenses nor the Capitalized General Contractors Fees varies directly based on the number and size of Gaz Métro's development projects.* » [nous soulignons]

Demandes :

2.1 Veuillez confirmer que les coûts fixes totaux prévus au Contrat général incluent, conformément à la portée des travaux correspondants décrits à la référence (i), une provision pour la réalisation de travaux autres que des travaux de Développement du réseau.

Réponse :

Énergir confirme que les coûts fixes totaux couvrent l'ensemble des activités réalisées et rémunérées via le contrat général, c'est-à-dire autant la réalisation des travaux de développement que ceux d'amélioration de réseau.

2.2 Dans l'affirmative, veuillez confirmer que le taux de 27,1 % relatif aux Frais généraux entrepreneurs est un taux global découlant des coûts fixes nécessaires à la réalisation de travaux tant de Développement que d'Amélioration du réseau.

Réponse :

Énergir confirme que le taux de 27,1 % de frais généraux entrepreneurs découle de coûts fixes chargés par les entrepreneurs, tant pour la réalisation des travaux de développement du réseau que pour l'amélioration du réseau.

3. **Références :** (i) Pièce [B-0286](#), p. 11, réponse à la question 2.16;
(ii) Pièce [B-0286](#), p. 30, réponse à la question 11.4.

Préambule :

(i) « **2.16** *Pour un entrepreneur donné, comment et sur la base de quels paramètres sont établis les frais généraux entrepreneur en début d'année ?*

Réponse :

Les frais généraux entrepreneurs ne sont pas établis en début d'année. En effet, l'Entrepreneur soumet, au moment de l'appel d'offres, à même le bordereau de prix, le montant annuel des Frais

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

de maintien reliés à ses opérations gazières qu'il évalue par territoire. Le seul ajustement annuel possible en cours de contrat (outre l'indexation annuelle) est expliqué à la question 2.11. » [nous soulignons]

(ii) « **11.4** Veuillez expliquer à quoi s'applique le taux de 27,1 %? Comment se taux est-il établi?

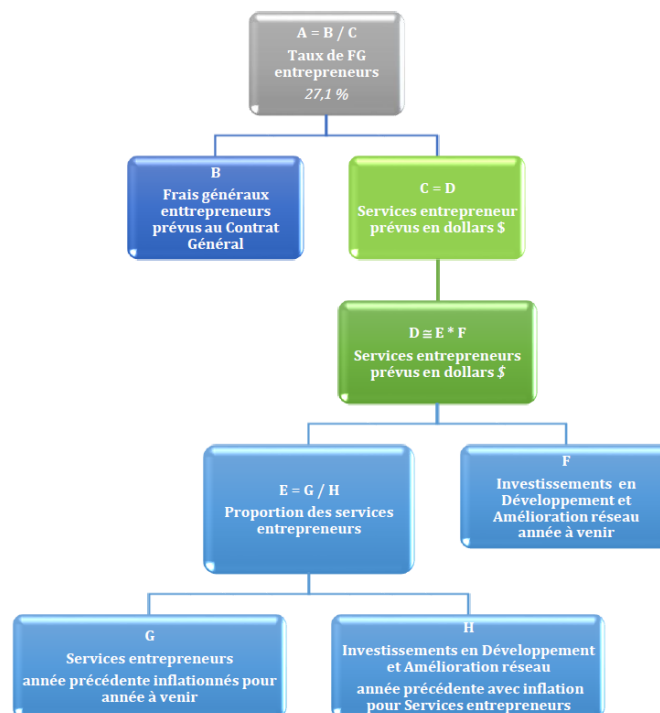
Réponse :

Le taux de « Frais généraux entrepreneurs » s'applique aux montants de « Services entrepreneurs » inclus dans les investissements en conduite et en branchements. Les « Services entrepreneurs » représentent tous les coûts directs encourus par les entrepreneurs pour réaliser un projet.

Le taux de « Frais généraux entrepreneurs » représente le taux à appliquer (lors de l'analyse de la rentabilité du projet) aux « Services entrepreneurs » de l'année en cours pour couvrir le montant de « Frais généraux entrepreneurs » à payer, tel qu'établi au Contrat général. » [nous soulignons]

Voici comment est déterminé le taux. » [...].

Énergir dépose en réponse à la question 11.4 un diagramme présentant le calcul du taux des Frais généraux entrepreneurs.



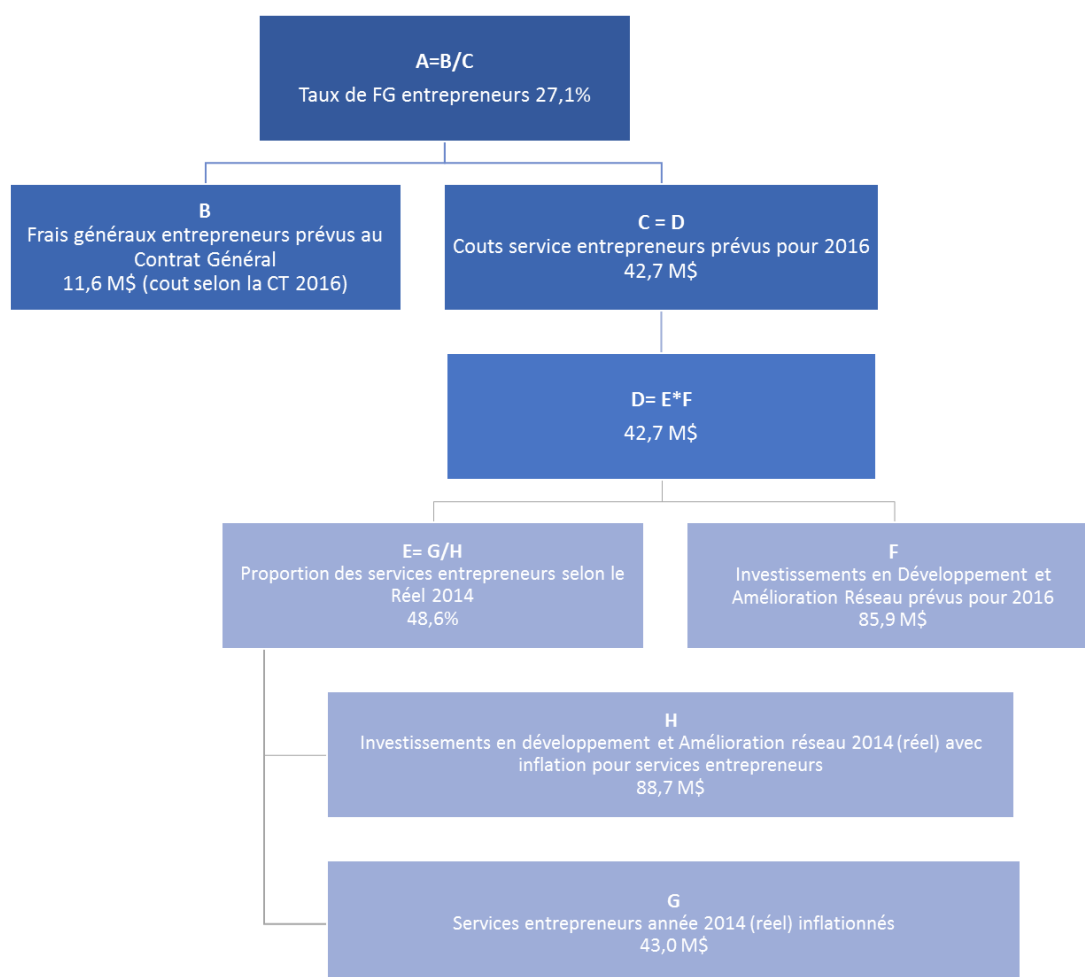
**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

Demandes :

- 3.1 Veuillez expliquer le calcul du taux de 27,1 % des Frais généraux entrepreneurs pour 2017 reflété dans le diagramme présenté à la référence (ii), à l'aide d'un exemple chiffré impliquant les données de 2016 pour déterminer le taux de 2017.

Réponse :

Le taux global de 27,1 % a été calculé afin d'être utilisé pour la première fois dans l'année financière 2016. Les intrants du calcul étant variables d'une année à l'autre, ce taux global de frais généraux entrepreneurs est variable. Afin d'éviter une volatilité et un changement de taux chaque année, Énergir a conservé pour l'année financière 2017 le taux utilisé en 2016, soit un taux de 27,1 %. Le calcul pour établir le taux de 27,1 % se détaille ainsi :



- 3.2 Veuillez indiquer comment est prise en compte la variation territoriale des Frais généraux entrepreneurs dans le calcul du taux global de 27,1 % appliqué aux « Services entrepreneurs » de l'ensemble des projets.

Réponse :

Le coût des frais généraux entrepreneurs correspond au montant annuel des frais de maintien reliés aux opérations gazières de chaque entrepreneur, que ceux-ci évaluent par territoire. Par exemple dans le diagramme inclus dans la réponse à la question 3.1, ce montant de frais généraux entrepreneurs est de 11,6 M\$. Le coût des frais généraux entrepreneurs est utilisé comme numérateur pour établir le taux global de frais généraux entrepreneurs. Énergir prend en compte la variation territoriale à même ce montant de 11,6 M\$, inclus dans le calcul du taux global.

- 3.3 Veuillez préciser si le calcul du taux de 27,1 % prévoit une pondération entre les Frais généraux entrepreneurs prévus pour les projets en Développement du réseau et ceux prévus pour les projets en Amélioration du réseau.

Réponse :

Le taux global de 27,1 % est considéré comme un taux unique qui est appliqué tel quel sans faire de distinction entre les projets de développement du réseau et les projets d'amélioration du réseau.

4. **Références :** (i) Pièce [B-0286](#), p. 10 et 11, réponse à la question 2.13;
(ii) Pièce [B-0286](#), p. 29, réponse à la question 11.1.

Préambule :

- (i) « **2.13** Comment les frais généraux entrepreneurs sont-ils attribués aux projets spécifiques?

Réponse :

Voici comment la Méthode actuelle attribue les frais généraux entrepreneurs aux projets de moins de 1,5 M\$:

Dans la méthodologie actuelle de l'évaluation de la rentabilité d'un projet de développement, Gaz Métro alloue 27,1 % de frais généraux entrepreneurs dans le calcul du coût du projet. Cette allocation à un projet sert à l'évaluation a priori de la rentabilité du projet de développement afin de déterminer s'il sera approuvé ou non.

[...]

(ii) « **11.1** Quelle est la part du travail effectuée par les « primary contractors »?

Réponse :

Tous les travaux qui répondent aux critères définis dans le Contrat général sont réalisés par les « primary contractors ». Les travaux exclus de la portée du contrat général sont ceux sur les postes de livraison et/ou de compression, tous les travaux sur des projets pour lesquels le coût estimé de l'Entrepreneur est de plus de 1 M\$ et les projets d'extension de réseau, de déviation ou de bouclage de Conduites principales dont la classe est égale ou supérieure à 4 000 kPa. Dans le cas de ces projets spécifiques, un appel d'offres est réalisé (auquel les « primary contractors » participent). »

La Régie comprend que Énergir attribue, dans la Méthode actuelle aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets, des Frais généraux entrepreneurs à tous les projets de Développement de réseau de 1,5 M\$ et moins, conformément au Contrat général.

Demande :

4.1 Veuillez concilier la compréhension de la Régie selon laquelle tous les projets de 1,5 M\$ et moins sont visés par les Frais généraux entrepreneurs prévus au Contrat général avec la réponse apparaissant à la référence (ii) qui précise que les projets estimés à plus de 1 M\$ en sont exclus.

Réponse :

Il convient de rappeler que le contrat général couvre normalement la presque totalité des projets dont les coûts entrepreneurs sont de moins de 1 M\$ (montant qui a été prévu dans le contrat général) ainsi que les projets de Conduites principales dont la classe est inférieure à 4 000 kPa.

De plus, la situation peut se présenter, pour des projets atypiques ou hors normes, où Énergir procédera à un appel d'offres ou à une demande de prix, et ce, même pour un projet dont les coûts entrepreneurs sont de moins de 1 M\$. Dans ces très rares cas, les coûts inclus aux frais généraux entrepreneurs au contrat général ne s'appliquent pas. En effet, puisqu'un appel d'offres ou une demande de prix a lieu, les prix soumissionnés pour ce projet contiendront une portion de coûts fixes spécifiques, lesquels seront considérés dans l'analyse de rentabilité, puisqu'il s'agit de coûts incrémentaux induits directement par le projet en question.

- 5. Références :**
- (i) Pièce [B-0286](#), p. 8, réponse à la question 2.6;
 - (ii) Pièce [B-0286](#), p. 10, réponse à la question 2.12;
 - (iii) Pièce [B-0286](#), p. 10 et 11, réponse à la question 2.13;
 - (iv) Pièce [B-0286](#), p. 12, réponse à la question 2.18.

Préambule :

(i) « **2.6** Veuillez élaborer sur la nature des coûts inclus aux frais généraux entrepreneurs. Si des coûts de main d'œuvre sont inclus, veuillez indiquer les tâches réalisées par cette main d'oeuvre.

Réponse :

L'ensemble des coûts fixes nécessaires à la réalisation du Contrat général (portée des travaux :

« Les Travaux consistent, sans s'y limiter à l'installation, et/ou remplacement de Conduites principales de classe inférieure à 4 000 kPa et/ou de Branchements d'immeuble dans les limites territoriales, et toutes tâches connexes liées au développement, à l'amélioration et l'intégrité du réseau, afin de desservir en gaz naturel les clients de Gaz Métro ») doivent être inclus dans les Frais de maintien (frais généraux entrepreneurs). L'Entrepreneur ne doit prévoir aucun montant relié aux coûts fixes dans les Fiches de service prévues pour la réalisation des Travaux (bordereau de prix soumis lors de l'appel d'offres selon la nature différente des travaux). Les frais généraux entrepreneurs prévus au Contrat général, et facturés trimestriellement, se composent de deux grandes catégories, soit les dépenses d'opération et les salaires. » [nous soulignons]

(ii) « **2.12** Veuillez déposer les ententes spécifiant l'établissement des frais généraux conclues avec les entrepreneurs pour l'année 2017.

Réponse :

Les ententes spécifiant l'établissement des frais généraux conclues avec les entrepreneurs font partie d'un bordereau de prix global qui contient les prix de près de 500 fiches de service. Ces prix sont de nature confidentielle et ne peuvent être rendus publics afin de ne pas nuire au processus d'appel d'offres à venir. Toutefois, Gaz Métro réfère aux réponses des questions 2.3 et 2.18 qui présentent notamment l'évolution des frais généraux entrepreneurs totaux (sans les ventiler par entrepreneur). »

(iii) « **2.13** Comment les frais généraux entrepreneurs sont-ils attribués aux projets spécifiques?

Réponse :

Voici comment la Méthode actuelle attribue les frais généraux entrepreneurs aux projets de moins de 1,5 M\$:

Dans la méthodologie actuelle de l'évaluation de la rentabilité d'un projet de développement, Gaz Métro alloue 27,1 % de frais généraux entrepreneurs dans le calcul du coût du projet. Cette

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

allocation à un projet sert à l'évaluation a priori de la rentabilité du projet de développement afin de déterminer s'il sera approuvé ou non. Une fois le projet approuvé et réalisé, il n'y a pas d'attribution de frais généraux entrepreneurs à chacun des projets de développement dans les livres comptables de Gaz Métro. Les frais généraux entrepreneurs payés par Gaz Métro représentent un montant fixe annuel par entrepreneur établi initialement dans le contrat général et ce montant est capitalisé en totalité, indépendamment du nombre de projets réalisés.

Voici maintenant comment sont traités généralement les frais généraux entrepreneurs pour des projets spécifiques de plus de 1,5 M\$:

Dans le cas des contrats spécifiques, leurs frais généraux sont traités à part du Contrat général. Lors des appels d'offres pour les contrats spécifiques, les prix soumis pour chacun de ces projets contiennent une portion de frais généraux qui servent à couvrir les dépenses (administration, opérations) occasionnées par le projet et qui sont indépendantes des activités courantes au Contrat général. »

(iv) « **2.18** Veuillez présenter pour 2014 à 2016 et pour chacun des entrepreneurs généraux, les frais généraux entrepreneur négociés en début d'année, les frais généraux entrepreneur réellement déboursés, le nombre de projets prévus et le nombre de projets réalisés, le montant des investissements prévus et le montant des investissements réalisés.

Réponse :

Voici le tableau pour 2014 à 2016 des frais généraux entrepreneurs, du nombre de branchements et de kilomètres de conduite (qui sont représentatifs des travaux effectués par les entrepreneurs) ainsi que des investissements en développement. Comme spécifié à la réponse à la question 2.12, les montants stipulés dans le Contrat général sont confidentiels et c'est pourquoi Gaz Métro fournit les données de façon globale et non par entrepreneur. »

	Année de construction					
	1 ^{er} avril au 31 mars					
	2014		2015		2016	
	Prévu	Réel	Prévu	Réel	Prévu	Réel
Frais généraux entrepreneurs (M\$)	9,0	9,0	10,4	10,4	10,5	10,5
% d'augmentation / (diminution)		0 %		0 %		0 %
Nombre de branchements	2,888	2,744	2,656	2,584	2,498	2,177
% d'augmentation / (diminution)		-5 %		-3 %		-13 %
Nombre de km de conduite	77	65	73	68	58	71
% d'augmentation / (diminution)		-16 %		-7 %		22 %
Investissements - Développement (M\$)	26,5	27,2	26,4	31,9	25,6	31,4
% d'augmentation / (diminution)		3 %		21 %		23 %

(1) Prendre note que les frais généraux entrepreneurs s'appliquent aux projets de développement et d'amélioration du réseau

Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à l'analyse de rentabilité, R-3867-2013

Comme démontré dans le tableau, la variation du nombre de branchements et de kilomètres de conduite principale entre ce qui était prévu et le réel n'a aucune influence sur le montant de frais généraux entrepreneurs payé. » [nous soulignons]

La Régie comprend que, dans la Méthode actuelle, le taux global de 27,1 % correspondant aux Frais généraux entrepreneurs est appliqué, aux fins de l'évaluation de la rentabilité de chaque projet inférieur à 1,5 M\$ réalisé, afin de couvrir le montant global négocié et facturé trimestriellement aux entrepreneurs, indépendamment du nombre de projets réalisés (nombre de branchement de kilomètres de conduite) correspondant aux « *fiches de service* ».

Pour les années indiquées au tableau de la réponse 2.18, la Régie constate, pour les années 2014, 2015 et 2016, une augmentation de l'ordre de 3 % à 23 % entre les investissements prévus et réels, sans que les Frais généraux entrepreneurs n'aient varié.

Demandes :

5.1 Considérant qu'[u]ne fois le projet approuvé et réalisé, il n'y a pas d'attribution de frais généraux entrepreneurs à chacun des projets de développement dans les livres comptables de Gaz Métro, veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle :

- dans la Nouvelle méthode, les coûts nets associés à la réalisation d'un projet excluent les Frais généraux entrepreneurs;
- dans les « *livres comptables* » d'Énergir, quelque soit la méthode, à des fins de suivi des coûts de projet par exemple, les coûts associés à un projet ne reflètent que partiellement l'ensemble des coûts réels encourus pour sa réalisation puisque les Frais généraux entrepreneurs en sont exclus.

Réponse :

Énergir confirme que selon la Nouvelle méthode, les coûts nets d'un projet spécifique excluent les frais généraux entrepreneurs. Les frais généraux entrepreneurs sont un montant annuel fixe qui ne varie pas en fonction des projets. Pour cette raison, ces frais généraux entrepreneurs ne se reflètent pas dans les coûts associés à un projet. Ces coûts sont considérés au niveau portfolio, soit dans la rentabilité globale du plan de développement.

5.2 Dans le cas hypothétique où les investissements réels seraient inférieurs aux investissements prévus pour une année donnée, veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les Frais généraux entrepreneurs devront néanmoins être payés dans leur totalité aux entrepreneurs conformément au Contrat général.

Réponse :

Énergir confirme que les frais généraux entrepreneurs sont un montant fixe à payer. Énergir doit payer la totalité de ces frais, peu importe le nombre de projets réalisés. Le contraire est également vrai, soit qu'advenant que les investissements réels soient supérieurs à ceux prévus, Énergir devra payer les frais généraux entrepreneurs conformément au Contrat général.

- 5.3 Dans l'affirmative, veuillez indiquer si la totalité des Frais généraux entrepreneurs est imputée, à des fins réglementaires, aux différentes catégories d'investissements respectivement, dont celle du Développement du réseau, indépendamment du nombre de projets réalisés.

Réponse :

Énergir n'est pas certaine de saisir à quoi fait référence « à des fins réglementaires ». Selon sa compréhension de la question, la totalité des frais généraux entrepreneurs est imputée à des fins réglementaires indépendamment du nombre de projets réalisés entre les catégories suivantes soit, développement du réseau et amélioration du réseau. À noter qu'Énergir évalue actuellement la possibilité d'arrimer le traitement des frais généraux entrepreneurs et corporatifs dans le cadre de la pièce sur les additions à la base de tarification. En effet, les frais généraux corporatifs capitalisés se retrouvent dans une catégorie distincte. Énergir pourrait à partir du dossier tarifaire 2020 considérer également les frais généraux entrepreneurs dans une catégorie distincte.

Ainsi, il n'y aurait qu'à l'intérieur du plan de développement qu'une portion des frais généraux entrepreneurs et corporatifs serait allouée. Ces coûts généraux alloués au développement sont les coûts qui ne peuvent pas être directement attribués à un nouveau client, mais qui sont communs pour tous les nouveaux projets puisqu'ils soutiennent les activités de raccordement des nouveaux clients d'Énergir. Comme ces coûts sont relativement fixes pour un certain intervalle de projets autorisés annuellement, engagés sur une base annuelle et qui ne varient pas directement en fonction du nombre de nouveaux clients ou de nouveaux projets, ils doivent être considérés au niveau de la rentabilité globale du plan de développement.

Énergir rappelle que si ces coûts indirects sont attribués projet par projet, certains projets pris individuellement pourraient ne pas rencontrer les critères d'acceptation de la rentabilité. Cette situation aurait pour conséquence d'empêcher Énergir de profiter d'économies d'échelle et d'induire des réductions tarifaires pour l'ensemble des clients. L'exemple chiffré de la section 4.5 du rapport de Black & Veatch (B-0278, Gaz Métro-7, Document 5) permet d'illustrer clairement ce propos.

- 5.4 À la référence (i), Énergir précise que les travaux relatifs au Contrat général conclu avec les entrepreneurs « *consistent, sans s'y limiter à l'installation, et/ou au remplacement de Conduites principales [...] et/ou de Branchements d'immeuble [...], et toutes tâches connexes liées au développement, à l'amélioration et l'intégrité du réseau [...]* ». Veuillez préciser la nature de ces travaux autres que l'installation ou le remplacement de conduites principales ou le branchement d'immeubles.

Réponse :

L'appellation « toutes tâches connexes » (travaux autres) représente principalement :

1. la réalisation de petits travaux divers de type correctif, par exemple l'ajout de poteaux de protection, le redressement de colonnes montantes, le remplacement de bornes de protection cathodique; et
2. la modification de postes de mesurage (entre autres le remplacement de compteurs et la modification des équipements de régulation).

De plus, à noter que ces « tâches connexes » représentent moins de 1 % des coûts de construction rémunérés via le contrat général.

- 5.5 Veuillez indiquer si les Frais Généraux entrepreneurs couvrent également la réalisation de travaux autres que ceux d'installation ou de remplacement de conduites principales et de branchement d'immeuble, tels des travaux de maintenance et d'entretien du réseau existant. Dans l'affirmative, veuillez indiquer si une partie de ces coûts pourraient être comptabilisés aux charges (la dépense d'exploitation), qu'elles soient prospectives ou réelles.

Réponse :

Les frais généraux entrepreneurs couvrent l'ensemble des travaux réalisés via le contrat général. Veuillez également vous référer à la réponse à la question 5.4.

Les coûts – Les Frais généraux corporatifs

6. Références : (i) Pièce [B-0298](#), p. 27, réponse à la question 7.2;
(ii) Pièce [B-0286](#), p. 5, réponse à la question 2.3.

Préambule :

(i) 7.2 Veuillez confirmer si les frais généraux des projets de moins de 1,5 M\$ sont calculés à partir d'une corrélation linéaire (référence (i)). Si oui, veuillez présenter cette corrélation. Si ce n'est pas le cas, veuillez expliquer.

Réponse :

Le taux de frais généraux corporatifs qui s'applique aux projets de moins de 1,5 M\$ est de 14,53 %. Il y a une corrélation linéaire entre le montant investi et le montant des frais généraux capitalisés. Plus le montant investi est élevé, plus le montant des frais généraux corporatifs sera élevé.

Exemple :

Projet de construction de 0,5 M\$: le montant de FG corporatif est de 0,07 M\$;

Projet de construction de 1,0 M\$: le montant de FG corporatif est de 0,15 M\$ (le double du montant du projet de 0,5 M\$). [nous soulignons]

[...]

(ii) « 2.3 Veuillez confirmer que le niveau réel total de frais généraux corporatifs capitalisé dépend du nombre et de l'ampleur des projets réalisés ? Par exemple, est-il exact que si aucun investissement n'était réalisé, aucuns frais généraux corporatifs ne seraient capitalisés?

Réponse :

Le niveau réel total de frais généraux corporatifs dépend des activités des centres de coûts incluses dans l'établissement du montant. Ces coûts varient peu à travers le temps puisqu'ils sont composés en grande partie par des coûts de main-d'oeuvre relativement fixes à court et à moyen termes. Le graphique suivant démontre que les frais généraux corporatifs ne varient pas en fonction des projets réalisés. Les facteurs les faisant varier sont principalement l'inflation des salaires et d'autres dépenses ainsi que les coûts liés aux avantages sociaux. » [nous soulignons]

Demandes :

6.1 Veuillez concilier les extraits surlignés des références citées.

Réponse :

La réponse de la référence i) ne faisait qu'expliquer comment étaient imputés (en fonction d'un pourcentage estimé en début d'année) par projet les frais généraux corporatifs pour les projets de moins de 1,5 M\$.

Comme le taux était de 14,53 %, les frais généraux étaient alloués selon la formule suivant :

- coûts de construction \times 14,53 % (relation linéaire).

Évidemment, comme il s'agit d'imputation de coûts (allocation sur la base d'un pourcentage estimé en début d'année), les coûts totaux alloués pour tous les projets n'égalent pas le niveau réel total des frais généraux.

Comme indiqué à la référence ii), le niveau réel total des frais généraux corporatifs dépend des activités des centres de coûts incluses dans l'établissement du montant. Ces coûts varient peu à travers le temps puisqu'ils sont composés en grande partie par des coûts de main-d'œuvre relativement fixes à court et à moyen termes.

- 6.2 Veuillez indiquer si la totalité des Frais généraux corporatifs est imputée, à des fins réglementaires, aux différentes catégories d'investissements respectivement, dont celle du Développement du réseau, indépendamment du nombre de projets réalisés.

Réponse :

La totalité des frais généraux corporatifs est considérée à des fins réglementaires indépendamment du nombre de projets réalisés. En complément, veuillez vous référer à la réponse à la question 5.3.

Les cas d'exception – Parcs industriels et repavages routiers

7. **Références :**
- (i) Pièce [B-0281](#), p. 9, réponse à la question 8.1;
 - (ii) Pièce [B-0281](#), p. 9, réponse à la question 8.2;
 - (iii) Pièce [B-0281](#), p. 9, réponse à la question 8.3;
 - (iv) Pièce [B-0281](#), p. 10, réponse à la question 8.4;
 - (v) Pièce [B-0277](#), p. 16.

Préambule :

(i) « 8.1 Veuillez clarifier le montant exact du budget prévu pour les projets de parcs industriels et de repavages routiers.

Réponse :

Gaz Métro clarifie qu'elle mettra en place un budget d'environ 1,5 M\$ qui sera accessible afin d'atteindre un IP de 0,8 pour les projets de parcs industriels et de repavages routiers qui ont une expectative de densification future. Ce budget pourra être révisé chaque année et sera établi lors de la cause tarifaire. Gaz Métro réitère que ce budget sera puisé à même la rentabilité globale du plan de développement. »

(ii) « 8.2 Veuillez fournir les explications afin de comprendre comment le montant a été déterminé pour les projets de parcs industriels et de repavages routiers.

Réponse :

En 2016, le montant d'investissement moyen requis pour les projets de parcs industriels et de repavages routiers était d'environ 150 000\$. En considérant une dizaine de projets, une enveloppe de 1,5 M\$ pourrait être adéquate pour permettre la réalisation de ce genre de projets au sein d'une année donnée.

(iii) « 8.3 Veuillez fournir le pourcentage du montant en fonction du budget total destiné au plan de développement.

Réponse :

Le pourcentage du budget prévu pour les projets de parcs industriels et de repavages routiers sur le budget total destiné au plan de développement pourrait varier d'année en année. Selon le dernier plan de développement de la Cause tarifaire 2018³, le montant total des investissements était de 67 M\$. En ajoutant un budget de 1,5 M\$, ce budget représenterait 2,2 % du budget total du plan de développement. »

Note de bas de page 3 : « R-3987-2016, B-0196, GazMétro-7, Document 2 » [La pièce citée à la note de bas de page 3 de la référence (iii) correspond au Plan de développement 2017-2018.]

(iv) « 8.4 Veuillez établir les critères d'attribution du fond entre les différents projets.

Réponse :

Gaz Métro priorisera les projets les plus porteurs en termes de potentiel de densification afin d'attribuer le budget pour les projets de parcs industriels et de repavages routiers. Évidemment, ces projets devront avoir un potentiel de densification permettant l'atteinte d'un indice de profitabilité de 1. De plus, un autre élément à considérer concernant l'attribution de ce budget est que le plan de développement doit atteindre un indice de profitabilité supérieur ou égal à 1,1. » [nous soulignons]

(v) Le plan de développement doit atteindre au minimum un indice de profitabilité supérieur ou égal à 1,1, ce qui correspond à un TRI d'environ 6,01 %. » [note de bas de page omise]

Demandes :

7.1 Veuillez expliquer ce qu'Énergir entend par « *elle mettra en place un budget d'environ 1,5 M\$ qui sera accessible afin d'atteindre un IP de 0,8 pour les projets de parcs industriels et de repavages routiers qui ont une expectative de densification future* ». Veuillez appliquer cette proposition de la Nouvelle méthode à l'hypothétique exemple d'un projet de cas d'exception ayant un IP de 0,4, en justifiant la décision d'Énergir de réaliser ou pas ce projet.

Réponse :

Lors de chaque cause tarifaire, Énergir proposera un budget en fonction d'une estimation des besoins qui seront basés notamment sur l'historique et sur les informations prospectives disponibles. L'établissement du budget devra aussi s'assurer que le plan de développement global atteint un indice de profitabilité supérieur ou égal à 1,1. Ce budget pourrait ainsi varier d'une année à l'autre en fonction de l'estimation des besoins et du niveau de la rentabilité globale du plan de développement prévisionnel.

En cours d'année, les sommes seront utilisées pour que les projets de repavage et de parc industriel, qui ont une expectative de densification future et qui présentent un IP de moins de 0,8, atteignent un IP de 0,8. La fixation d'un budget annuel, lequel constitue une mesure de gouvernance interne, permet à Énergir de contenir l'impact marginal à la baisse sur la rentabilité globale des projets ayant un IP de moins de 0,8. Il est à noter que malgré la fixation d'un montant budgétaire, l'évolution réelle de la rentabilité en cours d'année pourrait en affecter l'utilisation. En effet, le plan de développement doit atteindre un indice de profitabilité global supérieur ou égal à 1,1, ce qui peut influencer les montants investis dans les projets de repavage et de parc industriel. Par exemple, si dans une année donnée, le plan de vente était à risque de ne pas atteindre l'IP minimal de 1,1, les sommes réelles utilisées pour les projets de repavage et de parc industriel présentant un IP de moins de 0,8 pourraient être moins élevées que la prévision budgétaire.

Voici un exemple d'application de cette proposition pour un projet visé par ce budget avec un IP de 0,4.

- Dans un premier temps, Énergir évaluera la viabilité du projet en fonction de l'expectative de densification future selon le processus de gouvernance interne (voir B-0277, Gaz Métro-7, Document 4, section 2.6). Plusieurs informations seront analysées afin de permettre à Énergir de porter un jugement éclairé sur l'expectative de rentabilité du projet.
- Dans un deuxième temps, Énergir évaluera la somme qui serait nécessaire pour faire passer l'IP du projet de 0,4 à 0,8. Si, par exemple, la somme est de 500 k\$, un montant équivalent sera déduit du budget de 1,5 M\$. À noter que ce budget sera suivi par l'équipe chargée du contrôle des coûts. Au niveau du calcul du plan de développement global, ce projet aura un IP de 0,4 et fera ainsi diminuer la rentabilité du plan global, par exemple, d'un IP de 1,4 à 1,3.
- Finalement, Énergir s'assurera que la rentabilité globale est toujours égale ou supérieure à un IP de 1,1.

Il est à noter qu'il s'agit d'un budget et qu'il est possible que les montants réels puissent être légèrement différents des montants budgétés. Toutefois, pour Énergir, il est primordial de gérer rigoureusement ces projets de manière à inciter à la priorisation des plus porteurs, tout en favorisant l'atteinte de la cible globale minimale de l'IP de 1,1. Par « plus porteurs », Énergir fait référence aux projets présentant l'expectative de baisses tarifaires les plus élevées. À titre d'exemple simplifié, si Énergir devait choisir entre deux parcs industriels présentant chacun un impact de 500 k\$ sur le budget, dont l'un est supporté par la Ville par des congés de taxes sur 5 ans et positionné dans un corridor stratégique entre deux autoroutes et l'autre sans support de la Ville et moins bien positionné stratégiquement, le premier serait privilégié.

7.2 Veuillez justifier l'hypothèse d'une « dizaine de projets » considérée dans l'évaluation de l'enveloppe de 1,5 M\$ à allouer aux cas d'exception, soit les projets de parcs industriels et de repavages routiers.

Réponse :

Bien qu'Énergir ait répondu aux questions de la Régie en lien avec la détermination du budget dans le cadre de ce dossier, il est important de garder à l'esprit qu'Énergir ne demande pas d'en fixer le montant, mais bien le concept. Tel que mentionné en preuve et en réponse aux demandes de renseignements (référence i), ce budget sera établi lors de la cause tarifaire et pourra être révisé chaque année, notamment en fonction de l'estimation des besoins et du niveau de la rentabilité globale du plan de développement prévisionnel (le plan de développement global doit atteindre un indice de profitabilité supérieur ou égal à 1,1).

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

7.3 Puisque le coût moyen d'un investissement pour la réalisation des projets de cas d'exception est d'environ 150 k\$, doit-on comprendre qu'Énergir se fixe une balise maximale de coûts dans la détermination des projets à retenir. Par exemple, un seul projet de parc industriel d'une valeur de 1 M\$ ne serait pas retenu. Veuillez confirmer.

Réponse :

Non, Énergir ne se fixe pas de balise maximale par projet. Un seul projet de parc industriel utilisant une somme de 1 M\$ du budget pourrait être un cas de figure (mais peu probable sur la base des projets moyens historiques de parc industriel) :

- si ce projet est porteur en termes de potentiel de densification et permet d'atteindre un IP de projet à terme de 1 (baisse tarifaire) ; et
- tout en permettant d'assurer un IP supérieur ou égal à 1,1 au niveau du plan de développement global.

S'il y a plusieurs projets, les plus porteurs seront priorisés (voir la réponse à la question 7.1).

7.4 Veuillez fournir l'historique des coûts des projets réalisés correspondant aux cas d'exception, soit les projets de parcs industriels et de repavages routiers, pour les six dernières années, en indiquant leur coût respectif pour les deux types de projets, ainsi que la proportion correspondante des coûts totaux du Plan de développement. Veuillez également indiquer l'évolution du TRI des projets agrégés des deux cas d'exception dans le temps, avec la concrétisation des volumes, le cas échéant.

Réponse :

Énergir a réalisé des projets de repavage et des parcs industriels selon la Méthode SMA depuis 2016 seulement (B-0258, Gaz Métro-9, Document 4, p. 21). Conséquemment, Énergir possède l'historique de ce type de projet depuis qu'elle en fait un suivi distinct, soit depuis 2016.

	2016 ¹			2017 ¹		
	Nbre des projets approuvés	Investissements prévus (000\$)	Proportion des coûts totaux prévus du plan de développement a priori 2016	Nbre des projets approuvés	Investissements prévus (000\$)	Proportion des investissements prévus du plan de développement a priori 2017
SMA parcs industriels	27	4 286	7,8 %	10	2 027	3,4 %
SMA repavage	3	456	0,8 %	0	0	0 %
Total	30	4 742	8,6 %	10	2 027	3,4 %

Note 1 : Les investissements prévus comprennent tous les coûts capitalisables, incluant les frais généraux entrepreneurs et corporatifs.

À ce jour, le TRI *a posteriori* pour les projets de parc industriel et de repavage approuvés en 2016 et 2017 est de 0 %. Pour les projets approuvés en 2016, les volumes *a posteriori* sont faibles et ont un impact négligeable sur le TRI *a posteriori*. Cette situation s'explique principalement par le fait que ces projets ont été signés récemment et qu'ainsi peu de clients ont enregistré des années réelles de consommation. Pour les projets approuvés en 2017, aucun client n'a encore cumulé à ce jour 12 mois de consommation réelle.

- 7.5 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle le Plan de développement dont l'IP doit atteindre 1,1 pour permettre l'attribution du budget de 1,5 M\$ aux cas d'exception, inclut ces projets de parcs industriels et de repavages routiers.

Réponse :

Oui. Le budget qui sera prévu à la cause tarifaire en mode prévisionnel ainsi que le montant réel utilisé qui sera constaté en fin d'année doivent permettre un IP du plan de développement global supérieur ou égal à 1,1. À titre illustratif, au niveau du calcul du plan de développement global, un projet de parc industriel autorisé ayant un IP de 0,4 (et un impact de 500 k\$ sur le budget de repavage et de parc industriel) ferait diminuer marginalement la rentabilité du plan global, par exemple, d'un IP de 1,4 à 1,3. En complément, veuillez vous référer à la réponse à la question 7.1.

- 7.6 Veuillez indiquer, en le justifiant, selon quels critères le budget de 1,5 M\$ prévu pour la réalisation des projets de cas d'exception « *pourra être révisé chaque année* ».

Réponse :

Énergir ne demande pas à la Régie de fixer le budget dans le cadre du présent dossier, mais le concept. Énergir a fourni, à titre indicatif, un ordre de grandeur à la Régie. Le montant sera établi chaque année en fonction, notamment, des besoins découlant de la prévision des nouvelles ventes du plan de développement ainsi que de l'historique de ce type de projet. Nonobstant les besoins, la fixation du budget sera également influencée par l'objectif d'atteindre un IP supérieur ou égal à 1,1 pour l'ensemble du plan de développement.

- 7.7 Veuillez élaborer sur les modalités du traitement comptable de ce budget de 1,5 M\$ prévu pour les projets de cas d'exception dans les dossiers tarifaires et dans les dossiers de fermeture.

Réponse :

Au niveau comptable, il n'y a pas de traitement spécifique. Il ne s'agit pas d'un programme comme le PGEE ou le CASEP. La fixation d'un budget annuel permet à Énergir de contenir

Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à l'analyse de rentabilité, R-3867-2013

l'impact marginal à la baisse sur la rentabilité globale du plan de développement des projets ayant un IP de moins de 0,8. Il s'agit ainsi d'une mesure de gouvernance interne. Tel que mentionné en réponse à la question 7.1, comme il s'agit d'un budget, il est possible que les montants réels puissent être légèrement différents des montants budgétés. Toutefois, pour Énergir, il est primordial de gérer rigoureusement ces projets de manière à inciter à la priorisation des plus porteurs, tout en favorisant l'atteinte de la cible globale minimale de l'IP de 1,1.

Le budget sera établi tel que défini à la question 7.6. Celui-ci fera partie du budget d'investissement du plan de développement de la cause tarifaire. Énergir indiquera le montant de ce budget spécifique dans la pièce traitant du plan de développement.

Au rapport annuel, le montant réel utilisé sera présenté afin que la Régie puisse voir la différence entre la prévision et le réel.

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0281](#), p. 10, réponse à la question 8.4;
 - (ii) Pièce [B-0281](#), p. 11, réponse à la question 9.2;
 - (iii) Pièce [B-0258](#), p. 31, réponse à la question 9.1.

Préambule :

- (i) « 8.4 Veuillez établir les critères d'attribution du fond entre les différents projets.

Réponse :

Gaz Métro priorisera les projets les plus porteurs en termes de potentiel de densification afin d'attribuer le budget pour les projets de parcs industriels et de repavages routiers. Évidemment, ces projets devront avoir un potentiel de densification permettant l'atteinte d'un indice de profitabilité de 1. De plus, un autre élément à considérer concernant l'attribution de ce budget est que le plan de développement doit atteindre un indice de profitabilité supérieur ou égal à 1,1. »
[nous soulignons]

- (ii) 9.2 Veuillez commenter si avec la nouvelle approche Gaz Métro réalisera un suivi distinct sur les projets de repavage routier et de développement de parcs industriels.

Réponse :

L'objectif d'ajouter une analyse de la rentabilité a posteriori six ans plus tard, pour les projets de développement dont l'IP se situe entre 0,8 et 1, ainsi que pour les projets de parcs industriels et de repavages routiers, est de valider que la rentabilité de ces projets surpasse globalement un IP de 1. Ainsi, pour des raisons d'efficience réglementaire jumelée au fait que le suivi actuel a posteriori 3 ans plus tard nécessite déjà plusieurs mois de travail, Gaz Métro ne prévoit pas

réaliser un suivi distinct pour les projets de repavages routiers et de développement de parcs industriels. [nous soulignons]

(iii) « **9 Questions** : Regarding the special treatment of industrial park projects :

9.1 Please provide an estimate of the percentage savings when a gas network addition is made at the time of industrial park development relative to the cost if done at a different time.

Réponse :

Pour un projet moyen dont le tracé de conduite principale serait situé en totalité sous les infrastructures municipales (chaussée ou trottoir), une économie d'environ 30 % serait possible sur la portion des coûts de service entrepreneur en présumant que le projet serait réalisé de manière coordonnée avec les travaux municipaux. » [nous soulignons]

Demandes :

8.1 Veuillez indiquer comment Énergir entend valider que les projets de cas d'exception les plus « porteurs », avec un potentiel de densification permettant l'atteinte d'un IP de 1, qu'elle aura réalisés, permettront réellement d'atteindre cette rentabilité puisqu'elle ne prévoit pas réaliser un suivi distinct pour ces projets de cas d'exception.

Réponse :

Dans la pièce B-0277 (Gaz Métro-7, Document 4), Énergir mentionnait :

« [Énergir] bonifiera son analyse de la rentabilité a posteriori qui est déposée au rapport annuel. Plus précisément, [Énergir] ajoutera l'analyse de la rentabilité a posteriori six ans plus tard pour les projets de développement dont l'IP a priori se situe entre 0,8 et 1, ainsi que les projets de parc industriel et de repavage routier. Ainsi, [Énergir] pourra mesurer la densification de l'ensemble de ces projets et apporter des ajustements au besoin. »

Énergir est disposée à fournir un suivi agrégé spécifique pour les cas d'exception (parc industriel et repavage routier), en plus de celui agrégé sur les projets ayant un IP *a priori* de 0,8 à 1. L'objectif est de valider que la rentabilité liée au budget spécifique des cas d'exception surpasse globalement un IP de 1.

8.2 Veuillez commenter la possibilité de fournir un suivi agrégé (et non par projet) pour chacun des deux types de cas d'exception, *a posteriori*, de la rentabilité de ces projets.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.1.

- 8.3 Veuillez indiquer si Énergir a réalisé une étude afin de déterminer le taux de 30 % d'économie possible sur les coûts des Services entrepreneurs. Dans l'affirmative, veuillez élaborer.

Réponse :

Pour faire cette analyse d'économie potentielle, Énergir a fait une évaluation approximative et théorique des coûts de travaux qu'il serait possible d'éviter (travaux non requis) dans le cas où un projet d'envergure moyenne serait réalisé de manière coordonnée avec les travaux d'une municipalité.

Les coûts - Gestion des risques et contingence

- 9. Références :** (i) Pièce [B-0298](#), p. 15, réponse à la question 4.1;
(ii) Pièce [B-0298](#), p. 24, réponse à la question 5.5.

Préambule :

(i) « 4.1 Veuillez expliquer si Gaz Métro classe les projets d'extension de réseau de plus ou de moins de 1,5 M\$ selon le niveau de précision dans l'estimation des coûts et/ou selon l'avancement de l'étude d'ingénierie. Si c'est le cas, veuillez présenter et expliquer cette classification. Sinon, veuillez proposer une classification des projets permettant d'évaluer l'incertitude associée à l'estimation des coûts ou au risque de dépassement des coûts.

Réponse :

[...]

Classe d'estimation

Un élément important à établir, dès le début, est la classe d'estimation désirée puisqu'elle détermine, entre autres, le niveau de précision, le délai et les coûts de réalisation de l'estimation du projet et le niveau de contingence requis. La grille des classes d'estimation a été élaborée à partir des recommandations de Association for the advancement of cost engineering (ACE International Inc.). »

Grille des classes d'estimation

(Extrait)

	Classe 5	Classe 4	Classe 3	Classe 2	Classe 1
	Ordre de grandeur	Faisabilité	Budgétaire	Contrôle	Prévision des coûts finaux
Contingence	Aucune	10 % à 25 %	10 % à 15 %	Analyse de risque ou coûts associés aux risques de projets	Analyse de risque ou coûts associés aux risques de projets
Connaissance des paramètres	0 % à 2 %	1 % à 15 %	10 % à 40 %	30 % à 75 %	65 % à 100 %
Coûts de production	0,1 % à 0,5 % des coûts estimés	0,2 % à 1 % des coûts estimés	0,5 % à 2 % des coûts estimés	1 % à 5 % des coûts estimés	2 % à 10 % des coûts estimés

[...]

« Une estimation de classe 3 est généralement utilisée pour l'approbation interne des projets réalisés par Gaz Métro, incluant ceux soumis à la Régie de l'énergie. »

[...]

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

« *La valeur de la contingence attribuée au budget d'un projet est une des mesures d'atténuation du risque de dépassement du budget alloué. Tous les risques ne sont donc pas atténués par la contingence.* »

Les montants alloués à la contingence permettent de compenser les incertitudes et la portion des risques atténuées ou non (acceptées). L'établissement de ces montants pour les imprévus au projet doit considérer les éléments relatifs :

- *à l'échéancier du projet;*
- *aux conditions du marché au moment de l'appel d'offres;*
- *aux conditions environnementales;*
- *aux risques inhérents aux types de travaux; et*
- *aux données techniques; variations de quantités, aux activités supplémentaires, aux méthodes, à la productivité.*

Tel que décrit dans le tableau, une estimation de classe 3 a un niveau de précision de plus ou moins 15 %. Si le projet comporte des risques qui pourraient engendrer un dépassement du budget de plus de 15 %, ces derniers sont considérés dans le calcul de la contingence. Ce type de projet nécessite un pourcentage de contingence plus élevé. »

[...]

« Contingence et risques de projet

La contingence est un montant mis en provision au moment de l'estimation et destiné à combler les coûts supplémentaires pouvant résulter des incertitudes liées par exemple à l'évolution de l'ingénierie, aux conditions de marché et aux conditions de terrain (d'exécution) et pour lesquelles des changements pourraient être apportés au projet. »

[...]

« 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.

[...]

Projets de moins de 1,5 M\$

Les projets dont la valeur est inférieure à 1,5 M\$ sont généralement réalisés dans un environnement connu et maîtrisé et sont de nature plus répétitive et comptent pour une proportion importante des projets réalisés. Par conséquent, les bases de données de coûts réels de projets réalisés de même que les connaissances de l'environnement sont bien documentées. »

(ii) 5.5 Considérant votre réponse à la sous-question précédente, veuillez préciser comment Gaz Métro traite les dépassements de coûts pour les projets ayant des coûts de moins de 1,5 M\$.

Réponse :

Une analyse mensuelle des projets de construction avec un dépassement de coûts supérieur à 0,1 M\$ est effectuée par le service de la Nouvelle construction et de l'Amélioration du réseau. Les écarts sont expliqués et présentés au directeur du service. Les analyses sont utilisées pour raffiner les méthodes d'estimation.

Demandes :

9.1 Veuillez indiquer à quels coûts correspondent les « Coûts de production » de l'extrait de tableau de la référence (i) dans le contexte de projets d'extension de réseau. Veuillez donner des exemples selon le projet (inférieur ou supérieur à 1,5 M\$).

Réponse :

Les pourcentages correspondant aux coûts de production représentent les coûts de réalisation de l'estimation du coût du projet. Ceux-ci sont basés sur les coûts d'estimation des projets antérieurs. Ils permettent aux demandeurs d'une estimation de coûts, par exemple un représentant des ventes responsable d'un projet, d'évaluer le coût que pourrait engendrer la préparation de ladite estimation. À titre d'exemple, un projet de l'ordre de 30 M\$ pourrait engendrer des coûts de production pour une estimation de classe 3 entre 0,5 et 2,0 %, c'est-à-dire entre 150 k\$ et 600 k\$. Il en est de même pour une estimation inférieure à 1,5 M\$.

9.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle Énergir estime que les projets inférieurs à 1,5 M\$ présentent un niveau de risque plutôt faible considérant « leur nature répétitive » et le fait qu'ils sont « généralement réalisés dans un environnement connu et maîtrisé » dont les connaissances sont bien documentées.

Réponse :

Énergir confirme que ce type de projet correspond à des projets se retrouvant dans des secteurs déjà alimentés au gaz naturel dont les données géologiques et les conditions d'installation sont souvent connues. La fréquence de ce type de projet est plus grande que les projets de 1,5 M\$ et plus. De plus, les coûts de ce type de projet sont généralement estimés avec les coûts de l'entrepreneur général déjà sous contrat dans ce secteur.

9.3 Veuillez justifier qu'Énergir utilise « généralement » une estimation de classe 3 pour l'ensemble de ses projets (inférieurs et supérieurs à 1,5 M\$), correspondant à un niveau de

contingence de 10 % à 15 %, alors que le niveau de risque associé aux incertitudes pouvant modifier les coûts de projet sont différents pour ces deux types de projets.

Réponse :

Le tableau de référence indique que la contingence pour une estimation de coûts de classe 3, devrait normalement se retrouver entre 10 et 15 %. Cela représente l'intervalle de contingence observée selon les projets d'Énergir réalisés antérieurement, et ce, pour les projets dont les coûts estimés sont inférieurs à 1,5 M\$. Quant aux projets dont les coûts estimés sont plus grands que 1,5 M\$, chacun des projets fait l'objet d'une analyse Monte-Carlo afin de calculer la contingence appropriée selon le niveau de risque de l'ensemble des activités du projet. Le pourcentage de contingence se retrouve généralement entre 10 et 15 %, mais il arrive parfois qu'il soit inférieur à 10 % ou supérieur à 15 %, selon le niveau de risque des activités du projet. L'objectif de cet exercice est de prendre en considération les éléments nouveaux quant aux projets d'envergure et de calculer le pourcentage de contingence approprié permettant de réaliser le projet à l'intérieur du budget estimé, avec une probabilité de 85 %.

- 9.4 Veuillez justifier le seuil de 100 k\$ utilisé pour identifier un dépassement de coût de projet inférieur à 1,5 M\$ en indiquant le coût moyen d'un projet de cette nature, en « *Nouvelle construction* » et en « *Amélioration du réseau* ».

Réponse :

En réponse à une demande de renseignements, Énergir mentionnait que le suivi des coûts des projets d'extension de réseau inférieurs à 1,5 M\$ s'effectuait dans le cadre de l'analyse de rentabilité *a posteriori* d'un plan de développement, trois ans plus tard (B-0298, Gaz Métro-9, Document 1, p.23, question 5.4). Énergir souhaite mentionner que le seuil de 100 k\$ est un des éléments utilisés pour identifier les projets d'extension en écart de coûts significatifs lors de cette analyse *a posteriori*. Le niveau d'investissements en immobilisations pour les projets d'extension des plans de développement 2009 à 2013 se situe au-dessus de 6 M\$ pour chacun des marchés résidentiel et affaires (B-0298, Gaz Métro-9, Document 1, annexe Q-9.3a).1 et annexe Q-9.3a).2, col.1, ligne 32). Le seuil de 100 k\$ représente donc 1,7 % des investissements en immobilisations d'un plan de développement pour un marché donné. Énergir estime qu'il s'agit d'un seuil minimum acceptable en termes d'importance relative, considérant le niveau d'investissements des projets d'extension précédemment mentionné.

Énergir souhaite porter à l'attention de la Régie qu'en plus du suivi des coûts des projets d'extension en écarts significatifs découlant de l'analyse *a posteriori* trois ans plus tard, elle effectue un suivi comparatif des coûts réels vs estimés pour les projets d'extension et d'amélioration du réseau lorsqu'ils sont complétés.

Les coûts - Gestion des risques et analyse de sensibilité

10. Référence : Pièce [B-0298](#), p. 24, réponse à la question 6.1.

Préambule :

« 4.1 Veuillez expliquer si Gaz Métro classifie les projets d'extension de réseau de plus ou de moins de 1,5 M\$ selon le niveau de précision dans l'estimation des coûts et/ou selon l'avancement de l'étude d'ingénierie. Si c'est le cas, veuillez présenter et expliquer cette classification. Sinon, veuillez proposer une classification des projets permettant d'évaluer l'incertitude associée à l'estimation des coûts ou au risque de dépassement des coûts.

Réponse :

6.1 Considérant la plage d'incertitude dans l'estimation des coûts des projets, veuillez élaborer sur la pertinence et l'utilité de présenter, pour les projets de plus de 1,5 M\$, une analyse de sensibilité se résumant à l'effet sur les tarifs d'une variation de 10 % sur les coûts (référence (i)) sans élaborer sur les risques associés au dépassement de coûts. Veuillez commenter l'opportunité de mettre en place une analyse de sensibilité qui permettrait de prendre en compte le risque associé à l'estimation des coûts.

Réponse :

Actuellement, Gaz Métro effectue une analyse de ± 20 % sur les volumes et de ± 10 % sur les coûts. Étant donné que les projets de plus de 1,5 M\$ déposés à Régie sont des projets de classe 3 selon la grille de classification des projets, Gaz Métro n'a pas d'objection à adapter son analyse de sensibilité afin de prendre en compte le risque associé à l'estimation des coûts. L'analyse de sensibilité présentée serait alors de ± 15 % pour les projets de classe 3. [nous soulignons]

Demande :

10.1 Veuillez commenter l'opportunité d'adapter le taux de variation sur les volumes de l'analyse de sensibilité selon le niveau de risques du projet pour lequel Énergir demande une autorisation à la Régie.

Réponse :

À la suite de la réponse d'Énergir citée en préambule, l'analyse de sensibilité pour les projets d'investissement de plus de 1,5 M\$ a été adaptée pour prendre en compte le risque associé à l'estimation des coûts, évalués selon une estimation de classe 3. En effet, l'analyse de sensibilité des projets suivants a été présentée avec des coûts de construction de ± 15 % :

- R-4020-2017 : Projet d'extension de réseau dans les MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan;

- R-4021-2017 : Projet d'extension de réseau à Saint-Marc-des-Carières; et
- R-4022-2017 : Projet de reconstruction de la conduite du pont Trudel.

Par ailleurs, Énergir ne croit pas qu'il y ait lieu de modifier le pourcentage de ± 20 % servant à l'analyse de sensibilité sur les volumes. Le risque relatif aux coûts d'un projet et l'établissement de la contingence n'a pas d'impact sur le « risque » volumétrique et celui-ci ne peut par conséquent être « adapté » en fonction des risques relatifs aux coûts.

Le potentiel de densification – Effritement de la clientèle et des volumes

11. **Références :**
- (i) Gouvernement du Québec, « [Politique énergétique 2030](#) », 2016, p. 54;
 - (ii) Pièce [B-0257](#), p. 26, réponse à la question 7.2;
 - (iii) Dossier R-3972-2016, avis [Avis-2017-01](#), p. 28 et 113;
 - (iv) Pièce [B-0258](#), p. 19, réponse à la question 5.9;
 - (v) Pièce [C-ROEE-0111](#), p. 10.

Préambule :

(i) *L'approvisionnement en gaz naturel*

Le gaz naturel est une énergie de transition profitable pour le Québec. Il jouera un rôle important au cours des prochaines décennies dans le soutien au développement économique et la compétitivité des entreprises québécoises sur la scène internationale. Le gouvernement compte donc assurer aux ménages et aux entreprises québécoises un accès fiable, sécuritaire et stable en gaz naturel partout sur le territoire où la demande et la rentabilité économique seront au rendez-vous. Pour cela, le gouvernement entend :

- *poursuivre l'extension du réseau gazier;*
- *développer un réseau d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié;*
- *accroître la production de gaz naturel renouvelable. [nous soulignons]*

(ii) *7.2 Selon Gaz Métro, quelle sera la position concurrentielle du gaz naturel par rapport à l'électricité pour la chauffe résidentielle dans 25 ans?*

Réponse :

Bien que certaines hypothèses de prix à long terme sur le gaz naturel laissent présager qu'il devrait représenter une source d'énergie compétitive, il est actuellement difficile de conclure sur l'état de la position concurrentielle par rapport à l'électricité dans 25 ans, et ce, particulièrement spécifiquement pour un marché. [nous soulignons]

(iii) *« [19] La Politique énergétique 2030 affirme l'opportunité de poursuivre l'extension du réseau gazier, développer un réseau d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié (GNL) et accroître la production de GNR. » [nous soulignons]
[...]*

« 5.1. EXTENSION DE RÉSEAU

[319] Gazifère et Gaz Métro souhaitent une modification du cadre réglementaire à l'égard des extensions de leur réseau de distribution. Gaz Métro est d'avis qu'il est essentiel d'avoir recours à tous les outils tarifaires et réglementaires disponibles pour faciliter l'accès au gaz naturel des consommateurs qui n'y ont actuellement pas accès. Ces deux distributeurs indiquent la difficulté croissante de rentabiliser des projets d'extension de réseau en fonction du cadre réglementaire

Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à l'analyse de rentabilité, R-3867-2013

actuel en raison des coûts marginaux élevés auxquels ils font face et de la nécessité d'obtenir a priori des garanties de volumes de gaz consommé d'un nombre de clients suffisamment important sans pouvoir tenir compte des possibilités de croissance future.

[320] Gaz Métro affirme que « l'arrivée de nombreuses technologies pourrait néanmoins diminuer le niveau de consommation du gaz naturel et donc exercer une pression à la hausse sur les tarifs de distribution de l'ensemble de la clientèle. »

[321] Actuellement, les projets soumis à l'autorisation de la Régie, en vertu de l'article 73 de la Loi, sont ceux qui nécessitent des investissements supérieurs à 1,5 M\$ pour Gaz Métro et supérieurs à 450 000 \$ pour Gazifère.

[322] En vertu de l'article 5 de la Loi, la Régie assure, dans l'exercice de ses compétences, la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement du Québec et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

[323] Dans ce cadre, il importe notamment de s'assurer que la clientèle existante des réseaux de distribution de gaz naturel, relativement peu nombreuse comparativement à celle du distributeur d'électricité, n'assume pas une part déraisonnable du coût de l'extension des réseaux gaziers.

[324] Au fil de ses décisions, la Régie a établi des critères servant de guide dans le cadre du processus de prise de décision. De façon générale, un projet d'extension de réseau devrait se justifier économiquement et ne devrait pas avoir, à long terme, un effet à la hausse sur les tarifs.

[325] La Régie s'appuie sur plusieurs principes et facteurs lorsqu'elle autorise un projet d'investissement d'un distributeur. Même si elle s'en tient généralement au critère de rentabilité économique, elle peut également considérer d'autres critères, de nature sociétale par exemple.

Piste de solution 20. Compte tenu du faible nombre de consommateurs de gaz naturel au Québec, afin d'éviter des hausses de tarifs indues, envisager des aides publiques dans les cas où l'extension de réseau gazier est non rentable sur la base de tarifs raisonnables.

» [notes de bas de pages omises] [nous soulignons]

(iv) 5.9 Please identify the total number of customers on the system by rate class in each year from 2006-2015 recorded and 2016-2020 forecast, so that an average number of dollars per customer may be calculated for certain activities.

Réponse :

À noter que Gaz Métro n'effectue pas de prévision officielle du nombre de clients sur la période 2017-2018 et qu'elle n'en effectue aucune pour la période 2019-2020.

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

Nombre de clients sur réseau par tarif													
En nombre													
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017p	2018p
Tarif D ₁	164 855	168 829	172 981	177 064	180 046	183 302	188 684	192 283	194 940	197 236	199 850	200 389	201 809
Tarifs D _M et D ₃	1 625	1 670	1 690	1 712	1 684	1 588	187	217	250	265	268	257	257
Tarif D ₄	89	85	82	79	77	76	84	73	86	94	98	97	101
Tarif D ₅	217	188	184	172	179	166	151	138	126	103	80	71	70
Total	166 787	170 773	174 937	179 027	181 986	185 132	189 106	192 711	195 402	197 698	200 296	200 814	202 237

La Régie observe une hausse du nombre de clients total au cours des 12 dernières années.

(v) « Plus localement, ces changements ont mené à ce que le Québec vise à « réduire les émissions de GES de 80 à 95 % sous le niveau de 1990 » d'ici 2050. C'est donc dire que sur une période de 33 ans, l'ensemble des pratiques industrielles devront connaître, d'une manière ou d'une autre, d'importants changements. Les clients VGE qui sont la principale raison des extensions de réseau de Gaz Métro n'échapperont pas à cette réalité.

De plus, considérant que le concurrent direct de Gaz Métro est Hydro-Québec, qui produit une énergie essentiellement renouvelable, il sera difficile pour Gaz Métro de maintenir un positionnement concurrentiel à long terme. Une hausse du prix du gaz aurait un effet majeur sur Gaz Métro qui devrait concurrencer une société d'État ayant une meilleure réputation environnementale avec des prix compétitifs. De l'avis du ROEE, la position concurrentielle de Gaz Métro face à Hydro-Québec d'ici 25 ans sera bien différente de celle d'aujourd'hui. » [notes de bas de page omises] [nous soulignons]

Demandes :

11.1 Pour les 12 dernières années écoulées veuillez fournir, par marché (résidentiel, affaires, VGE), le nombre de clients total, le nombre de nouveaux clients et le nombre de clients perdus.

Réponse :

Dans un premier temps, Énergir souhaite souligner qu'il peut exister certains enjeux dans l'arrimage des différentes informations et que la définition de client est sujette à différentes définitions; soit qu'il s'agit d'un contrat ou d'une installation. Également, les différents systèmes d'information actuels d'Énergir ne permettent pas toujours de communiquer entre eux ni de retracer toute l'information de la consommation de la clientèle. La tâche afin de consolider l'information et d'en faire l'adéquation est donc une tâche ardue. Voici d'ailleurs quelques mises en garde.

- Le nombre de clients, selon la définition d'Énergir, pour une année est le nombre moyen de contrats actifs sur une période de 12 mois. Chaque contrat actif lors d'un mois équivaut donc à 1/12^e de client.

- La perte d'un contrat ne signifie pas nécessairement la perte d'un client. Un contrat peut devenir caduc de par un changement contractuel, notamment par une nouvelle entente tarifaire. Un contrat peut également être terminé par un changement de responsabilité, notamment lors d'un déménagement suivi d'un réaménagement. Dans les deux cas, cela a un effet neutre sur le nombre de clients ou les volumes et Énergir ne les considère ni comme des pertes ni comme de nouveaux clients.
- L'évaluation des pertes de clients est une méthodologie nouvellement développée à la demande de la Régie lors de la Cause tarifaire 2013. Le statut d'une perte de client se matérialise après avoir constaté 12 mois d'inactivité de suite sans facture. Il y a donc toujours un délai entre le statut de perte de client et le suivi du nombre de clients comptabilisé en 1/12^e. Également, une perte peut être compensée par un nouvel aménagement au-delà du 12^e mois qui ne sera généralement pas capté comme un nouveau client (nouvelle vente) puisque ce dernier ne nécessitera habituellement pas de nouveaux investissements. Lors de la Cause tarifaire 2017, Énergir avait d'ailleurs répondu à la réponse 12.16 de la demande de renseignements n° 2 de la FCEI (R-3970-2016, B-0187, Gaz Métro-14, Document 4) que près de 1 400 installations devenues inactives entre 2013 et 2015 étaient redevenues actives depuis. À la réponse à la question suivante, il était également mentionné qu'environ 90 % de ces installations ne nécessitaient aucun investissement et n'étaient ainsi pas considérées comme une nouvelle vente. Enfin, Énergir aimerait rappeler qu'elle ne dispose pas d'historique de pertes antérieures à 2013 tel qu'expliqué dans sa pièce R-3837-2013, Gaz Métro-7, Document 3. D'ailleurs dans sa décision D-2014-077, la Régie s'était montrée satisfaite des efforts réalisés par Énergir afin de réconcilier l'information :

« [131] Compte tenu de l'absence de données historiques valables, la Régie constate qu'il n'y a pas lieu de poursuivre les efforts pour retracer les informations sur les clients perdus pour les années antérieures à 2013. Elle est toutefois d'avis qu'il est important de mettre en place un suivi systématique permettant de connaître le nombre et les caractéristiques des clients perdus à chaque année.

- Les nouveaux clients tel que présenté au plan de développement représentent le nombre de ventes signées dans l'année qui nécessitent des investissements et non leur mise en service. Comme il existe toujours un délai entre la signature d'un contrat et la mise en service, les nouveaux clients signés ne s'arriment également pas parfaitement avec l'évolution du nombre de clients.

Malgré les difficultés d'adéquation des différentes informations entre elles, Énergir a recensé plusieurs informations jugées pertinentes afin de répondre à la question.

Bien que la Régie souhaite obtenir l'information du nombre de clients et de volume depuis 12 ans par marché, Énergir ne dispose pas des systèmes lui permettant facilement de déterminer les marchés des contrats actifs par le passé. Néanmoins, un exercice est en place depuis 2012 afin de fournir l'information des marchés dans les présentations aux investisseurs de Valener. Entre 2012 et 2013, un exercice de validation des marchés a été effectué grâce aux informations de Dun & Bradstreet, ce qui a entraîné une variation

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

importante entre les marchés. Cette information est présentée ci-dessous. À noter également que la catégorisation VGE (ventes grandes entreprises) n'est pas non plus prise en compte distinctement dans les différents suivis historiques. L'information sur les VGE se retrouve néanmoins majoritairement dans les tarifs D₄ et D₅ de même que dans le marché industriel.

Clients sur réseau par marché							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TCAC* 2012-2017
<i>En nombre</i>							
Résidentiel	144 489	141 623	139 445	139 931	140 245	141 639	-0,4 %
Commercial	40 281	44 179	48 600	49 552	52 141	53 282	+5,8 %
Industriel	5 076	7 075	7 572	7 767	7 871	7 986	+9,5 %
Total	189 846	192 877	195 617	197 250	200 257	202 907	+1,3 %
<i>En volume (millions de m³)</i>							
Résidentiel	555	569	567	563	554	575	+0,7 %
Commercial	1 605	1 579	1 757	1 718	1 697	1 805	+2,4 %
Industriel	3 256	3 340	3 358	3 406	3 375	3 488	+1,4 %
Total	5 416	5 489	5 682	5 687	5 626	5 868	+1,6 %
<small>*Le TCAC représente le taux de croissance annuel composé, soit le taux de variation constant sur la période.</small>							

Afin de faire un arrimage avec l'information sur la clientèle par tarif, voici également le nombre total de clients par tarif au cours des 12 dernières années, de même que les volumes associés. À noter que l'information provient de la pièce B-0099, Énergir-17, Document 1, déposée au Rapport annuel 2017 (R-4024-2017). Le nombre total de clients par année présenté au tableau suivant diffère de l'information présentée dans le tableau précédent puisque les bases de données utilisées de même que les définitions diffèrent. L'analyse par tarif considère la moyenne des contrats actifs par tarif alors que l'analyse par marché considère le nombre d'installations actives au 30 septembre.

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

Clients sur réseau par tarif													TCAC*
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2006-2017
<i>En nombre</i>													
Tarif D ₁	164 855	168 829	172 981	177 064	180 046	183 302	188 684	192 283	194 940	197 236	199 850	202 450	+1,9 %
Tarifs D _M et D ₃	1 625	1 670	1 690	1 712	1 684	1 588	187	217	250	265	268	264	-15,2 %
Tarif D ₄	89	85	82	79	77	76	84	73	86	94	98	98	+0,9 %
Tarif D ₅	217	188	184	172	179	166	151	138	126	103	80	76	-9,1 %
Total	166 787	170 773	174 937	179 027	181 986	185 132	189 106	192 711	195 402	197 698	200 296	202 888	+1,8 %
<i>En volume (millions de m³)</i>													
Tarif D ₁	1 990	1 988	1 967	1 906	1 895	1 865	2 495	2 467	2 528	2 499	2 493	2 586	+2,4 %
Tarifs D _M et D ₃	888	885	884	882	846	881	143	187	208	223	227	243	-11,1 %
Tarif D ₄	1 602	2 435	1 783	1 324	1 464	1 505	1 703	1 997	2 313	2 539	2 574	2 701	+4,9 %
Tarif D ₅	1 010	943	1 171	1 018	1 232	1 210	1 076	837	633	427	333	339	-9,5 %
Total	5 490	6 250	5 805	5 130	5 437	5 461	5 416	5 489	5 682	5 687	5 626	5 868	+0,6 %
* Le TCAC représente le taux de croissance annuel composé, soit le taux de variation constant sur la période.													

De ces deux tableaux, le nombre de clients comme les volumes sont en croissance depuis 2006 ; le nombre de clients est passé de 166 788 en 2006 à 202 888 en 2017 alors que les volumes sont passés de 5,5 10⁹m³ en 2006 à 5,9 10⁹m³ en 2017. Tous les marchés sont en croissance à l'exception du marché résidentiel dont le nombre de clients diminue malgré une augmentation des volumes. Une partie de l'explication réside dans les changements de marché de l'habitation qui se concentrent davantage vers les tours locatives et les condos. Par tarif, on observe une décroissance en nombre de clients et en volume des tarifs D_M/D₃ et D₅ et une croissance des tarifs D₁ et D₄. Deux mouvements s'imposent, soit le passage du tarif D_M vers le tarif D₁ dû à la disparition du tarif D_M ainsi que le passage du tarif D₄ vers le tarif D₅ des clients interruptibles qui souhaitent davantage de stabilité.

Voici également le nombre de pertes de clients de même que les volumes consommés 2 ans auparavant.

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

Pertes de clients par marché						
	2013	2014	2015	2016	2017	TCAC* 2013-2017
<i>En nombre</i>						
Résidentiel	2 122	2 475	2 497	2 597	2 203	+0,9 %
Commercial	778	808	849	815	776	-0,1 %
Industriel	84	100	122	112	84	+0,0 %
Total	2 984	3 383	3 468	3 524	3 063	+0,7 %
<i>En volume (millions de m³)</i>						
Résidentiel	2 120	3 609	4 812	3 092	2 829	+7,5 %
Commercial	6 678	12 094	8 452	9 927	10 530	+12,1 %
Industriel	14 968	89 186	3 292	28 284	17 854	+4,5 %
Total	23 766	104 888	16 556	41 303	31 212	+7,1 %

De ce tableau, on observe que le nombre de clients perdus a diminué entre 2016 et 2017, notamment dans le marché résidentiel. Énergir juge que depuis le suivi des pertes, elle a mis en place des stratégies de maintien qui commencent à porter leurs fruits.

Enfin, voici le nombre de poses de compteur de nouveaux clients. On constate que le nombre de poses de compteur du marché résidentiel a diminué, notamment pour les raisons évoquées précédemment sur le changement de marché. Autrement, le nombre de poses de compteur du marché affaires est demeuré relativement stable à l'exception des années 2009 et 2010. En ce qui concerne les volumes, on observe une légère diminution des volumes autant dans le marché résidentiel que dans le marché affaires. Le volume moyen du marché résidentiel est donc en hausse de par la nature des tours d'habitation alors que le volume moyen du marché affaires est en légère diminution. Cela s'explique notamment par l'amélioration de l'efficacité des nouveaux appareils, les nouvelles normes d'isolation des bâtiments ainsi que des superficies moyennes plus petites.

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

Pose de compteurs de nouveaux clients par segment													TCAC* 2006- 2017
<i>En nombre de ventes signées</i>													
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
<i>En nombre</i>													
Résidentiel	5 810	5 060	6 305	4 071	5 202	5 179	5 131	3 693	3 426	3 172	2 753	2 804	-6,4%
Affaires	2 207	2 142	2 043	1 464	1 732	2 166	2 386	2 376	2 346	2 358	2 290	2 255	+0,2%
Total	8 017	7 202	8 348	5 535	6 934	7 345	7 517	6 069	5 772	5 530	5 043	5 059	-4,1%
<i>En volume (millions de m³)</i>													
Résidentiel	12 862	12 500	14 359	9 058	12 091	13 886	15 578	11 619	9 306	11 178	11 036	10 541	-1,8%
Affaires	69 201	67 842	72 960	32 818	49 540	74 943	73 482	68 729	70 324	70 050	61 101	64 698	-0,6%
Total	82 063	80 342	87 319	41 877	61 632	88 830	89 060	80 348	79 630	81 228	72 137	75 239	-0,8%
* Le TCAC représente le taux de croissance annuel composé, soit le taux de variation constant sur la période.													

11.2 Veuillez comparer, par marché, le taux de variation du nombre de clients total au taux de variation du nombre de nouveaux clients.

Réponse :

Énergir réfère la Régie à la réponse à la question 11.1.

11.3 Pour les 12 dernières années écoulées veuillez fournir, par marché (résidentiel, affaires, VGE), les volumes consommés.

Réponse :

Énergir réfère la Régie à la réponse à la question 11.1.

11.4 Veuillez comparer, par marché, le taux de variation du nombre de clients total au taux de variation des volumes consommés.

Réponse :

Énergir réfère la Régie à la réponse à la question 11.1.

11.5 Veuillez indiquer si Énergir observe, dans le temps, un effritement de sa clientèle, par marché ainsi qu'un effritement du volume par client.

Réponse :

Énergir observe une augmentation de sa clientèle et de ses volumes globalement ainsi que dans la plupart de ses marchés. Seul le nombre de clients du marché résidentiel fait exception et cela s'explique notamment par une correction à la suite d'un exercice de validation avec Duns & Bradstreet. Quant au volume moyen, celui-ci a globalement augmenté de 2012 à 2017 et bien que par marché celui-ci ait diminué dans les marchés commerciaux et industriels, il a augmenté dans tous les tarifs depuis 2006 à l'exception du tarif D₅. Autrement, Énergir observe un ralentissement du nombre de nouvelles ventes signées dans le marché résidentiel dû à des changements de marché (tours locatives et condos). Elle observe par ailleurs une augmentation du volume moyen global et une légère diminution de ses volumes totaux, autant dans le marché résidentiel que le marché affaires.

Le potentiel de densification – Clients perdus

- 12. Références :** (i) Dossier R-3970-2016, pièce [B-0014](#), p. 5.
(ii) Pièce [B-0308, p. 23.](#)

Préambules :

(i) « **2 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS**

L'analyse des pertes de clients pour 2014-2015 a été effectuée du 1er octobre 2014 au 31 septembre 2015, soit pour l'année financière complète. Le tableau suivant indique le nombre de clients et les volumes perdus par marché.

**Tableau 1
Perte de clients par marché**

Secteurs	Nombre	Volume 2013 (en m ³)
Résidentiel	2 497	4 811 935
Commercial	799	7 090 374
Industriel	122	3 291 787
Institutionnel	50	1 361 987
Total	3 468	16 556 083

[...]

Cette analyse des pertes de clients contribuera à bonifier les stratégies de maintien de la clientèle. »

La Régie comprend qu'Énergir dispose d'une base de données permettant de quantifier, année après année, les clients perdus par marché, en terme de nombre et de volumes.

- (ii) « *11.6. Please provide any data available to Gaz Métro on the turnover rate of its customers by class or market segment.*

Réponse :

Sous réserve de représentations que Gaz Métro pourrait éventuellement formuler quant à l'utilisation qui serait faite des informations recherchées par la présente question, considérant la précision formulée en préambule, les enjeux déjà discutés en phase 3A et ceux qui sont discutés dans la présente phase 3B, Gaz Métro soumet l'information suivante :

Taux d'attrition par grand segment			
<i>Pertes de clients en % des clients de l'année précédente</i>			
	2014	2015	2016
Résidentiel	1,8 %	1,7 %	1,8 %
Commercial	1,8 %	1,9 %	1,8 %
Industriel	1,4 %	1,6 %	1,5 %
Total	1,8 %	1,8 %	1,8 %

»

Demandes :

12.1 Veuillez fournir les données du tableau cité en référence (i) pour les années à 2014 à 2017 inclusivement.

Réponse :

Énergir réfère la Régie à la réponse à la question 11.1.

12.2 Veuillez indiquer si les résultats de l'analyse des pertes de clients, année après année, a permis à Énergir d'identifier des problématiques ou situations pouvant expliquer ces pertes de clients par marché.

Réponse :

Les données sur les pertes de clients ont permis à Énergir de dépister quelques situations pour lesquelles les clients décident d'abandonner le gaz naturel.

- Énergir a constaté que les clients qui utilisent le gaz naturel pour une seule application, telle que le chauffage de l'espace, sont plus susceptibles de retirer le gaz naturel. Cette constatation a eu un impact au niveau de la stratégie de maintien de la clientèle puisque certaines actions marketing visent dorénavant à inciter le client à installer d'autres applications au gaz naturel.
- Un autre élément qu'Énergir a pu constater est l'importance d'agir auprès des clients qui viennent d'assumer la responsabilité d'un nouveau bâtiment. L'analyse des pertes démontre qu'un changement de responsabilité augmente le risque de perdre un client. Il arrive qu'un nouveau propriétaire ait le désir de procéder à des rénovations et puisse questionner la pertinence du gaz naturel. Afin de pallier à cette situation, Énergir a amélioré la prise en charge de ces clients en leur communiquant des informations sur le gaz naturel.

12.3 Veuillez comparer, pour chaque année de 2013 à 2017, le nombre de clients perdus ainsi que les volumes respectifs, par marché, avec le branchement de nouveaux clients et les volumes additionnels correspondants.

Réponse :

Énergir réfère la Régie à la réponse à la question 11.1.

12.4 Veuillez commenter l'opportunité de prévoir un facteur d'effritement à la Méthodologie proposée par Énergir afin de tenir compte des clients perdus dans l'évaluation des revenus futurs générés par les projets d'extension.

Réponse :

Énergir prévoit déjà un facteur pour tenir compte des clients perdus dans l'ensemble de son plan de développement. En effet, Énergir rappelle que contrairement aux utilités gazières comparables recensées dans le rapport de Black & Veatch, Énergir prévoit également, dans la rentabilité globale du plan de développement, qu'une proportion de projets est annulée, que certains compteurs ne sont jamais ouverts et que d'autres compteurs ne consomment pas continuellement sur 40 ans (B-0277, Gaz Métro-7, Document 4, section 1.2).

12.5 Veuillez préciser la nature de la bonification des stratégies de maintien de la clientèle qui a résulté de l'analyse des pertes de clients faite par Énergir.

Réponse :

Énergir réfère la Régie à la réponse à la question 12.2.

Les projets inférieurs à 1,5 M\$ - Autorisation en vertu de l'article 73

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0365](#), p. 8;
 - (ii) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0198](#), p. 4;
 - (iii) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0198](#), p. 1.

Préambule :

(i) « 34. Subsidiairement, dans l'éventualité où la Régie en venait à la conclusion qu'une autorisation en vertu de l'article 73 LRÉ est requise à l'égard des projets de moins de 1,5 M\$, Énergir soumet que cette autorisation pourrait alors être obtenue selon les modalités suivantes :

a. Une telle autorisation serait demandée dans le cadre de chaque dossier tarifaire sur une base prévisionnelle, pour l'année à venir;

b. La Régie serait alors appelée à autoriser un montant global (budget), lequel serait également ventilé par catégorie d'investissement (article 5 du Règlement);

c. La demande d'autorisation serait accompagnée des informations prévues à l'article 5 du Règlement. »

(ii) La preuve du dossier tarifaire 2018 présente la section suivante faisant référence à l'article 73 :

« 10. Article 5 du Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie (article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie).

Les informations relatives aux investissements, dont les coûts sont inférieurs au seuil de 1,5 M\$, sont présentées par catégorie d'investissements et comportent les détails suivants :

- la description synthétique des investissements et de leurs objectifs;
- les coûts associés à chaque catégorie d'investissements;
- la justification des investissements en relation avec les objectifs;
- l'impact sur les tarifs;
- l'impact sur la fiabilité du service de distribution de gaz naturel.

Les pages 1 et 2 du présent document présentent les investissements qui sont prévus au cours de l'année tarifaire 2017-2018. »

(iii) Le tableau des additions à la base de tarification présente les investissements en immobilisations selon les catégories suivantes :

- Développement du réseau;
- Amélioration du réseau;
- Transmission – Réseau;
- Entreposage du gaz;
- Installations générales;
- Frais généraux capitalisés;
- Autres.

Demandes :

13.1 Dans l'hypothèse où Énergir devrait présenter à la Régie une demande d'autorisation préalable, en vertu de l'article 73, pour les projets inférieurs à 1,5 M\$, veuillez préciser si les catégories d'investissements selon lesquelles les investissements seront présentés seraient celles énumérées à la référence (iii).

Réponse :

Dans le cadre de chaque dossier tarifaire, Énergir produit déjà les informations requises à l'article 5 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, incluant une présentation des coûts par catégories d'investissement pour les projets inférieurs à 1,5 M\$ (référence (iii)), le tout conformément à l'article 18 du *Guide de dépôt* applicable à Énergir.

Ainsi, dans l'hypothèse où Énergir devait présenter à la Régie une demande d'autorisation préalable pour les projets inférieurs à 1,5 M\$, Énergir continuerait de présenter les mêmes informations que celles déjà présentées à la référence (iii), sous réserve de l'ajustement présenté à la question 5.3, tout en ajoutant une conclusion dans sa demande visant une autorisation spécifique aux termes de l'article 73 de la Loi.

13.2 Dans la négative, veuillez indiquer quelles seraient les catégories d'investissements selon lesquelles seraient présentés les investissements pour les projets inférieurs à 1,5 M\$.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 13.1.

13.3 Veuillez identifier, pour chacune de ces catégories d'investissement, la classification d'investissements « générant des revenus additionnels » ou « ne générant pas de revenus additionnels ». Veuillez justifier, en particulier, la classification attribuée à la catégorie « *Frais généraux capitalisés* ».

Réponse :

Investissements générant des revenus additionnels :

- Développement du réseau.

Investissements ne générant pas de revenus additionnels :

- Amélioration du réseau;
- Transmission – Réseau;
- Entreposage du gaz;
- Installations générales;
- Autres.

Quant aux « *Frais généraux capitalisés* », seule une partie de ceux-ci peut être considérée comme génératrice de revenus additionnels, à savoir la partie attribuable au « *développement du réseau* ». En complément, Énergir réfère à la réponse à la question 5.3.

Le Plan de développement – Travaux de renforcement

- 14. Références :** (i) Pièce [B-0286](#), p. 25, réponse à la question 9.1;
(ii) Pièce [B-0258](#), p. 1, annexe Q-2.1.

Préambule :

(i) « **9.1** Selon vous, à quel moment la justification économique des renforcements de réseau devrait-elle être analysée et quels devraient être les facteurs pris en compte à ce moment?

Réponse :

L'analyse économique des investissements en renforcement de réseau est réalisée dans l'année où ceux-ci doivent être réalisés, en fonction des besoins. Gaz Métro fait d'ailleurs une projection budgétaire du renforcement du réseau, pour les projets de moins de 1,5 M\$, lors de la cause tarifaire annuelle, comme l'illustre la pièce B-0196, Gaz Métro-7, Document 2, du dossier R-3987-2016. Pour les projets de renforcement de réseau de plus de 1,5 M\$, ils sont déposés à la Régie individuellement pour approbation tel que le projet de renforcement du Saguenay (dossier R-3919-2015).

Gaz Métro va de l'avant avec les investissements en renforcement si ceux-ci permettent de rencontrer les principaux objectifs visés suivants :

- *Respecter l'obligation de desservir les clients existants et les nouveaux clients. Le rôle de Gaz Métro est de donner accès au gaz naturel et d'en faciliter l'utilisation pour les consommateurs québécois;*
- *Assurer la sécurité d'approvisionnement des clients existants. Dans la décision D-2012-158, la Régie mentionne que Gaz Métro avait l'obligation de s'assurer de « la sécurité de son réseau et, qu'en ce sens, il doit prendre toutes les mesures nécessaires pour assurer l'approvisionnement des clients de son réseau »;*
- *Assurer le respect des mesures requises découlant de la stratégie de gestion des actifs.*

Gaz Métro doit également s'assurer que les investissements en renforcement de réseau soient nécessaires, bien calibrés et que la nouvelle capacité disponible soit réaliste en fonction de la croissance de la demande.

Pour les projets de moins de 1,5 M\$, Gaz Métro s'assure également que l'ensemble des investissements en renforcement du réseau de distribution ne compromette pas l'atteinte de la cible de rentabilité du portefeuille global (dans la Nouvelle méthode cette cible constitue un IP de 1,1). Pour les projets de plus de 1,5 M\$, les dossiers sont présentés à la Régie au cas par cas et sont généralement des projets visant les réseaux d'alimentation et de transmission tels que Pétromont (R-3833-2013 et R-3941-2015), Pont Jacques-Cartier (R-3763-2011) et Saguenay (R-3919-2015). » [nous soulignons]

(ii) Le tableau « *Renforcement du réseau de distribution – Nombre de mètres de nouvelles conduites et coûts d'installation de 2006 à 2020 (en mètres linéaires et \$)* » démontre une variation des coûts de renforcement allant de 31 k\$ (réel 2008) à presque 3 M\$ (réel 2016), alors que les prévisions pour 2017, 2018, 2019 et 2020, sont constantes à environ 1,2 M\$.

Demandes :

14.1 Veuillez expliquer ce qu'Énergir entend, d'une part, par des investissements en renforcement de réseau « *bien calibrés* », et d'autre part, par « *la nouvelle capacité disponible soit réaliste en fonction de la croissance de la demande* », tel que cité à la référence (i).

Réponse :

Par « *bien calibrés* », Énergir entend que les investissements en renforcement de réseau soient optimisés selon une capacité et un coût économique optimal permettant de respecter l'obligation de desservir les clients existants et les nouveaux clients, d'assurer la sécurité d'approvisionnement des clients existants et de maximiser à terme la possibilité de générer des baisses tarifaires pour la clientèle.

Par « *la nouvelle capacité disponible soit réaliste en fonction de la croissance de la demande* », Énergir entend qu'il soit réaliste que la nouvelle capacité installée soit utilisée par la croissance des volumes chez les clients existants et chez les nouveaux clients rendant utile celle-ci et permettant de maximiser à terme la possibilité de générer des baisses tarifaires pour la clientèle.

Afin d'avoir un exemple concret, Énergir invite la Régie à consulter le projet de renforcement du Saguenay (dossier R-3919-2015).

14.2 Veuillez justifier la prise en compte des investissements de renforcement du réseau de distribution dans la rentabilité globale du Plan de développement, et non projet par projet, alors qu'Énergir s'assure que ces investissements sont nécessaires, « *bien calibrés et que la nouvelle capacité disponible soit réaliste en fonction de la croissance de la demande* ».

Réponse :

L'évaluation de la nécessité et de la viabilité économique d'un projet de renforcement de réseau et son inclusion projet par projet sont deux éléments totalement différents.

Les investissements en renforcement du réseau de distribution visent à accroître la capacité et la flexibilité opérationnelles du réseau de distribution. Un renforcement du réseau de distribution peut être requis pour desservir de nouveaux clients et/ou de futurs clients potentiels et/ou des clients actuels désirant ajouter du volume à leur consommation existante. Faire assumer l'ensemble des coûts d'un renforcement de réseau aux bénéfices de

plusieurs clients existants et futurs au seul client débordeur (le client qui utilise la dernière capacité disponible) dans l'analyse de rentabilité de celui-ci est inéquitable et inefficace. Certains projets pris individuellement pourraient ne pas rencontrer les critères d'acceptation de la rentabilité et des contributions pourraient être exigées, faisant supporter le développement futur au seul client débordeur. Cette situation aurait pour conséquence d'empêcher Énergir de profiter d'économies d'échelle et d'induire des réductions tarifaires pour l'ensemble des clients. L'exemple chiffré de la section 4.5 du rapport de Black & Veatch (B-0278, Gaz Métro-7, Document 5) permet d'illustrer clairement ce propos.

Ainsi, l'analyse d'opportunité d'un projet de renforcement de réseau doit notamment tenir compte du développement futur de la clientèle existante et de nouveaux clients potentiels, ainsi que d'autres considérations, tel que fourni à la référence (i).

Énergir rappelle en outre que Black & Veatch recommande que les coûts de renforcement soient pris en compte dans la rentabilité globale du plan de développement. Énergir réfère ainsi aux réponses aux questions 3.2, 8.1 et 12.3 de la pièce B-0319, Gaz Métro-9, Document 14 afin de consulter les différents arguments évoqués par Énergir et Black & Veatch qui justifient le traitement au portfolio pour les projets de renforcement.

- 14.3 Veuillez justifier le montant quasi identique de 1,2 M\$, tel que présenté à la référence (ii), prévu chaque année pour 2017 à 2020 alors que les coûts de travaux de renforcement varient en « *fonction des besoins* ».

Réponse :

Tel que mentionné en réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 2 d'OC (B-0293, Gaz Métro-9, Document 12), à partir de la Cause tarifaire 2007, Énergir a intégré une enveloppe de renforcement du réseau de distribution au plan de développement.

Énergir évalue cette enveloppe globale selon une moyenne des besoins historiques. Ces besoins sont généralement associés à de multiples conduites qui dépendent de conditions de vente difficilement prévisibles. Ces besoins s'identifient en cours d'année lorsque les ventes s'effectuent. Énergir bonifie néanmoins, au meilleur de ses connaissances, le montant de renforcement de l'année à venir lors de la réalisation des plans de développement à la cause tarifaire.

Énergir tient à préciser que le présent dossier ne vise pas à fixer le budget d'investissement prévisionnel en renforcement de réseau, mais bien à en définir la méthodologie (comment ces investissements se doivent d'être traités). C'est dans le cadre du dossier tarifaire que cette prévision est déposée à la Régie. Cette information prospective (1,2 M\$ par année) a été fournie à titre indicatif afin de répondre à la demande de renseignements et était basée sur la moyenne des dernières années.

Basée sur la référence de la pièce B-0308, Gaz Métro-9, Document 6, p. 3, Énergir a réalisé environ 16 M\$ de renforcement en distribution au cours des 13 dernières années. Le montant annuel moyen du renforcement en distribution est donc d'environ 1,2 M\$.

Densification

- 15. Références :**
- (i) Pièce [B-0298](#), Annexe Q-9.3a).1, p. 33 et suivantes;
 - (ii) R-3992-2017, pièce [B-0076](#), R-3871-2013, pièce [B-0066](#), R-3809-2012 pièce [B-0130](#);
 - (iii) Pièce [B-0281](#), p. 1.

Préambule :

(i) « *Le tableau suivant indique le nombre de projets considérés dans chacun des marchés des plans de développement de 2009 à 2013 ainsi que la variation entre le TRI a posteriori (incluant la densification, en tarifs d'origine) et le TRI a priori* ».

(ii) Tableaux :

- Rentabilité a posteriori du plan de développement 2013 suivi après trois ans;
- Comparaison du plan de développement – ventes totales cause 2012 versus réel a priori pour l'exercice terminé le 30 septembre 2012;
- Rentabilité du plan de développement 2012-2013.

(iii) « **Question 1**

Références

i) R-3867-2013 phase 3, B-0253, GM-9 doc 1, p. 3

Préambule

i) « *Pour l'année financière 2016-2017, voici les objectifs de rentabilité minimaux :*

- 6,28 % pour le marché résidentiel;
- 14,13 % pour le marché affaires; et
- 6,28 % pour le marché VGE. »

Questions

1.1 *Pourquoi exiger un objectif de rentabilité minimale plus élevé pour le marché affaires?*

Réponse :

Considérant les résultats historiques, ainsi que l'ampleur des investissements et des revenus associés au marché affaires, les revenus générés par ce dernier contrebalancent les investissements non générateurs de revenus dans une proportion plus élevée que les marchés résidentiel et VGE. Viser une rentabilité plus élevée pour les marchés résidentiel et VGE, ainsi qu'une rentabilité plus faible pour le marché affaires ne permettrait pas à Gaz Métro de générer suffisamment de revenus pour contrebalancer les coûts liés aux investissements générateurs et non générateurs de revenus et entraînerait donc, une pression à la hausse sur les tarifs de l'ensemble de la clientèle. »

Demandes :

15.1 Veuillez indiquer si l'Annexe Q-9.3a).1 présente seulement des projets de moins de 1,5 M\$.

Réponse :

Oui.

15.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les pièces relatives au plan de développement qui sont habituellement présentés au dossier tarifaire et au rapport annuel, par exemple celles de la référence (ii), incluent des projets approuvés de plus de 1,5 M\$.

Réponse :

Dans le dossier tarifaire, le plan de développement inclut les projets de plus de 1,5 M\$, lorsque ceux-ci sont connus au moment d'élaborer ledit dossier. Énergir tient à souligner que l'élaboration des plans de développement lors des dossiers tarifaires s'effectue généralement plus de 18 mois à l'avance. Il est donc rare que les projets supérieurs à 1,5 M\$ soient connus au moment du dépôt. Dans le rapport annuel, les plans de développement *a priori* et *a posteriori* comprennent les projets approuvés de plus de 1,5 M\$. Ces projets sont dès lors connus au moment du dépôt au rapport annuel.

15.3 À partir de la référence (i), veuillez confirmer que l'effet net de la densification (ligne 70) sur le TRI est le résultat de la soustraction du *Total a posteriori* de la colonne (6) et les *Nouveaux clients projets d'extensions* de la colonne (2).

Réponse :

Énergir le confirme.

15.4 Veuillez isoler sous forme de tableau l'effet de la densification en utilisant les données issues de la référence (i) pour les années 2009 à 2013 et pour tous les marchés. Veuillez présenter les hypothèses retenues et commenter les résultats.

Réponse :

Le tableau suivant présente l'effet net de la densification dont il est mention à la question 15.3.

Effet net de la densification sur le TRI *a posteriori*
(tarifs d'origine)

Année du plan de développement	Résidentiel (%)	Affaires (%)
2009	+0,13	+1,66
2010	+0,44	+1,08
2011	+0,76	+1,08
2012	+0,25	+0,63
2013	+0,71	+0,43
Moyenne	+0,46	+0,98

La méthodologie qu'Énergir a utilisée pour la présente analyse *a posteriori* est basée sur celle de la rentabilité globale *a posteriori* du plan de développement *a priori* trois ans plus tard (B-0076, Gaz Métro-14, Document 4, section 1.1, p. 1 et 2, et annexe 1), sauf pour l'hypothèse de travail suivante :

« 2. Toutes les ventes en densification reliées au projet d'extension initial ont été incluses dans les résultats *a posteriori*, et ce, indépendamment de l'année financière du plan de développement auquel la vente s'est rapportée »
(B-0178, Gaz Métro-7, Document 1, p. 7)

Énergir souhaite porter à l'attention de la Régie qu'en réponse à une demande de renseignements, elle avait expliqué ce que ce changement d'hypothèse signifiait (B-0298, Gaz Métro-9, Document 1, réponse à la question 9.6, p. 37 et 38).

À la lecture du tableau précédent, l'effet net de la densification est positive sur la rentabilité *a posteriori* et ce, au-delà de l'expectative incluse dans l'analyse. En effet, Énergir tient à rappeler que pour toutes les années de l'analyse (2009 à 2013), Énergir incluait des clients potentiels en plus de ceux engagés contractuellement (donc une forme d'expectative future). L'analyse permet donc de démontrer que généralement, une densification supplémentaire s'opère et ce, de manière additionnelle aux clients potentiels déjà prévus.

- 15.5 Veuillez confirmer que la rentabilité issue de la référence (i) du marché résidentiel des années 2012 et 2013 est respectivement de 5,99 et 5,09 %. Veuillez commenter ces résultats en lien avec les objectifs de rentabilité minimaux fixés à la référence (iii).

Réponse :

Énergir le confirme.

La rentabilité *a posteriori* de 5,99 % et de 5,09 % est le résultat des projets d'extension jumelé à la rentabilité *a posteriori* des ventes en densification (ou sur réseau) se rapportant aux projets d'extension d'origine 2012 et 2013. Énergir souhaite mentionner que ces ventes en densification n'étaient pas prévues dans la rentabilité *a priori* des projets d'extension 2012 et 2013. Par exemple, une vente sur réseau déclarée en 2014 qui se rapporte à un projet d'extension 2012 a été incluse dans le TRI *a posteriori* de 5,99 % des ventes en densification de 2012. Énergir porte à l'attention de la Régie que selon la méthodologie des nouvelles ventes (objectifs de rentabilité minimaux, rentabilités *a priori* et *a posteriori* du plan de développement), cette même vente déclarée en 2014 est incluse au plan de développement des ventes 2014. Elle n'est donc pas liée à la rentabilité du projet d'extension d'origine de 2012 dans la méthodologie des nouvelles ventes. La rentabilité globale *a posteriori* du marché résidentiel en 2012 et 2013 a été de 9,89 %¹ et de 9,10 %² respectivement, elle a inclus les ventes sur réseau déclarées en 2012 et 2013 et ces ventes n'avaient pas été incluses dans un autre plan de développement des ventes antérieures. En résumé, les rentabilités *a posteriori* de 5,99 % et de 5,09 % pour 2012 et 2013 ne considèrent pas les ventes sur réseau effectuées en 2012 et 2013 qui ne proviennent pas de plans de développement antérieurs.

L'objectif de rentabilité minimal pour le marché résidentiel (6,28 %) fixé pour l'année financière 2016-2017 représente la rentabilité globale *a priori* à atteindre pour cette année-là. Comme expliqué précédemment, la méthodologie de l'objectif de rentabilité minimal pour une année financière (ici 2017) inclut la rentabilité *a priori* des projets d'extension appartenant à l'année 2017 ainsi que toutes les ventes sur réseau qui ne sont pas prévues dans ces projets d'extension et qui ont été déclarées en 2017. Par exemple, une vente sur réseau déclarée en 2017, se rapportant à un projet d'extension appartenant à 2006 et qui n'était pas prévue dans la rentabilité *a priori* de celui-ci en 2006, contribuera à la rentabilité globale *a priori* de 2017. La rentabilité globale *a priori* du marché résidentiel en 2017 a été de 7,98 %.

La rentabilité globale *a posteriori* du marché résidentiel de 2012 (9,89 %) et de 2013 (9,10 %) fut donc plus élevée que l'objectif de 2017 (6,28 %).

15.6 Veuillez définir les investissements non générateurs de revenus mentionnés à la référence (iii).

Réponse :

Énergir réfère la Régie à la réponse à la question 13.3.

¹ R-3831-2012, B-0056, Gaz Métro-13, Document 2.

² R-3871-2013, B-0066, Gaz Métro-13, Document 2.

- 15.7 Veuillez commenter l'opportunité de limiter la valeur totale des investissements associés à des projets dont l'IP serait inférieur à un, à un budget annuel fixe par exemple de 1 M\$, de 1,5 M\$ ou de 2 M\$.

Réponse :

Pour Énergir, les projets réalisés dans le cadre de la méthodologie proposée ayant un IP entre 0,8 et 1 avec expectativa sont prévus rentables à terme, ce qui bénéficie à l'ensemble de la clientèle. Énergir indique donc, qu'étant donné que ces projets se font au bénéfice de la clientèle, qu'ils sont évalués selon un processus de gouvernance systématique et rigoureux en ne considérant que les revenus engagés contractuellement, il n'y a pas lieu de restreindre le nombre de ces projets et les investissements associés dans le cadre de l'approche proposée.

Pour les projets de repavage et de parc industriel ayant un IP de moins de 0,8 avec expectativa, Énergir propose de définir un budget lors de la cause tarifaire notamment en fonction de l'estimation des besoins et du niveau de la rentabilité globale du plan de développement prévisionnel (le plan de développement global doit atteindre un indice de profitabilité supérieur ou égal à 1,1). La fixation d'un budget annuel, lequel constitue une mesure supplémentaire de gouvernance interne, permet à Énergir de contenir l'impact marginal à la baisse sur la rentabilité globale des projets ayant un IP de moins de 0,8. Pour Énergir, il est primordial de gérer rigoureusement ces projets de manière à inciter à la priorisation des plus porteurs, tout en favorisant l'atteinte de la cible globale minimale de l'IP de 1,1. Par « plus porteurs », Énergir fait référence aux projets présentant l'expectative de baisses tarifaires les plus élevées.

Nombre de projets et suivis

- 16. Références :**
- (i) Pièce [B-0257](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0308](#), Annexe Q-8.1. p. 1 et 2;
 - (iii) Pièce [B-0258](#), p. 21;
 - (iv) Pièce [B-0293](#), p. 9;
 - (v) Pièce [B-0281](#), p. 14;
 - (vi) Pièce [B-0281](#), p. 16.

Préambule :

(i)

Projets approuvés en 2016 selon leur rentabilité

	Projets entre le SMA et le CCP	Projets supérieurs au CCP	Total
Résidentiel	9	83	92
CII	61	109	170
VGE	0	2	2
Total	70	194	264

(ii)

Paramètres	
Croissance historique	
TCAC 2009-2016	-2,57%
Hypothèses de croissance	
TCAC 2017-2026	-3,86%
Gaz Métro n'envisage pas de faire un nombre important de projets résidentiel SMA	
Moyenne par extension	
Volume SMA 2016	81 909
Volume hors SMA 2016	88 286
Revenus SMA 2016	32 319
Revenus hors SMA 2016	22 005

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

Résidentiel

Historique	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Nombre de projets	48	70	62	60	42	45	35	40

Prévision	2017p	2018p	2019p	2020p	2021p	2022p	2023p	2024p	2025p	2026p
Nombre de projets	39	37	35	32	32	31	31	30	29	28
SMA	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Hors SMA	36	34	32	29	29	28	28	27	26	25

Affaires

Historique	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Nombre de projets								
Moins de 1,5 km	92	101	119	144	130	145	164	146
Plus de 1,5 km	3	3	9	7	3	6	15	6

Prévision	2017p	2018p	2019p	2020p	2021p	2022p	2023p	2024p	2025p	2026p
Nombre de projets										
Moins de 1,5 km	132	129	126	124	121	119	116	114	112	110
SMA	24	24	23	23	22	22	22	21	21	20
Hors SMA	108	105	103	101	99	97	94	93	91	90

(iii)

Nombre de clients et revenus prévus des extensions approuvés en 2016										
Par type										
	Nombre cumulé de clients					Revenus (000 \$)				
	An1	An2	An3	An4	An5	An1	An2	An3	An4	An5
Projet résidentiel	349	665	916	1 074	1 195	155	399	599	746	836
Rentable	230	413	532	588	649	121	300	432	519	568
SMA	119	252	384	486	546	34	100	167	227	267
Projets affaires	196	235	240	242	245	1 220	1 345	1 426	1 445	1 461
Rentable	128	161	165	166	167	1 009	1 111	1 174	1 186	1 192
SMA	58	64	65	66	68	211	234	252	259	269
SMA Parc industriel	10	10	10	10	10	0	0	0	0	0
SMA Repavage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

(iv)

Coûts directs prévus des extensions approuvées en 2016						
<i>Par type</i>						
	Coûts directs (000 \$)					
	An0	An1	An2	An3	An4	An5
Projet résidentiel	2 984	420	329	175	119	53
Rentable	1 406	214	124	38	57	0
SMA	1 579	206	205	137	62	53
Projet affaires	13 663	229	48	9	21	0
Rentable	6 792	175	40	1	0	0
SMA	3 448	54	7	8	21	0
SMA Parc industriel	3 185	0	0	0	0	0
SMA Repavage	237	0	0	0	0	0

(v) « *Conséquemment, l'impact généré par la Nouvelle méthode devrait se rapprocher des 9 % des clients et 12 % des revenus du marché résidentiel ainsi que 18 % des clients et 11 % des revenus du marché affaires de la méthode SMA.* »

(vi) « [...] *C'est d'ailleurs notamment pour cette raison que Gaz Métro ne prévoyait pas beaucoup de projets SMA pour le marché résidentiel.* »

Demandes :

16.1 Aux références (ii), (v) et (vi), Énergir indique que le nombre de projets SMA prévus ne sera pas important pour le marché résidentiel sur un horizon 2017-2026. Veuillez indiquer si cette affirmation est maintenue tenant compte de sa nouvelle proposition et en expliquer les détails.

Réponse :

Énergir confirme que cette affirmation est maintenue. De surcroît, Énergir réfère à la réponse à la question 12.1 de la demande de renseignements n° 11 de la Régie, à la pièce B-0281, Gaz Métro-9, Document 9, dans laquelle elle souligne qu'il est difficile pour Énergir de prévoir l'ampleur et la nature des projets sur une si grande période. De plus, elle ne dispose pas d'un grand historique de projets SMA. En l'occurrence, Énergir ne dispose d'aucun historique de projets proposés selon sa Nouvelle méthode.

Énergir mentionne également que la méthodologie d'évaluation de la rentabilité et les critères d'acceptation des projets de développement proposés par Black & Veatch sont sur plusieurs éléments similaires à la Méthode SMA qu'Énergir a présentée aux pièces B-0178, Gaz Métro-7, Document 1 et B-0220, Gaz Métro-7, Document 2. De plus, l'impact légèrement à la hausse du TRI induit par la soustraction des frais généraux par projet, jumelé

au seuil du PI de 0,8 légèrement plus élevé que le SMA, fait en sorte que la Nouvelle méthode devrait permettre essentiellement les mêmes ventes que celle du SMA.

- 16.2 Veuillez justifier la prévision de 3 projets résidentiels et d'environ 23 projets CII non rentables avec expectative sur un horizon 2017-2026 à la référence (ii).

Réponse :

L'acceptation de projets selon la Méthode SMA a débuté en 2016. Dans les années qui ont précédé, Énergir avait identifié certains projets potentiels intéressants sans les réaliser, ce qui a créé une accumulation de projets de type SMA. De fait, il est logique de penser que le total des projets SMA réalisés en 2016 soit plus important que celui d'une année habituelle où seuls les projets identifiés dans un intervalle de 12 mois sont réalisés.

La prévision du nombre de projets pour 2017-2026 est basée sur l'observation du nombre de projets réalisés en 2016, l'intervalle de temps sur lequel le pipeline de projets réalisés en 2016 a été consolidé et sur le retour d'expérience des forces de ventes qui sont en lien avec nos clients potentiels.

Tel que rappelé en réponse à la question précédente, il est difficile de prévoir sur une grande période, de façon précise la nature des projets envisagés. Néanmoins, Énergir tient à mentionner que la prévision s'est avérée en 2017. En effet, Énergir a réalisé 20 projets d'extension CII au SMA et 3 projets résidentiels au SMA. Pour les années subséquentes, Énergir considère donc sa prévision comme étant réaliste.

- 16.3 À la référence (i), Énergir indique que le nombre de projets non rentables pour l'année financière 2016 étaient de 70 sur un total de 264. Veuillez comparer cette information avec celle présentée aux références (ii), (v) et (vi).

Réponse :

Comme précisé à la réponse à la question 16.2, le nombre de projets SMA *a priori* réalisés en 2016 est élevé relativement à une année future, car c'est la première année de la mise en place de la Méthode SMA et qu'il existait un pipeline de projets identifiés. Dans les années à venir, la prévision d'Énergir est inférieure à ce qui a été réalisé en 2016, comme identifié aux références (ii), (v) et (vi).

- 16.4 En référence (iii), Énergir indique le nombre de clients prévus résultant des extensions pour 2016. Veuillez commenter le pourcentage du nombre de clients SMA résidentiels avec ceux présentés aux références (ii), (iv) et (v).

Réponse :

Le nombre de clients SMA résidentiels représente 34 % du nombre de clients résidentiels des projets d'extension pour 2016 à l'an 1, et 46 % à l'an 5.

Pour les raisons précisées dans la réponse à la question 16.2, la prévision d'Énergir pour les années 2017-2026 est inférieure au réalisé de l'année 2016, comme identifié aux références (ii) et (v). Cela s'est vérifié dans l'année 2017 où le nombre de clients SMA résidentiels représente 22 % des clients résidentiels des projets d'extension pour 2017 à l'an 1, et 31 % à l'an 5.

- 16.5 À la référence (iv), les coûts directs des projets SMA du marché résidentiel et affaires représentent plus de 50 % des coûts directs pour l'année financière 2016. Veuillez commenter ce résultat, notamment veuillez comparer cette information avec les éléments présentés aux références (ii), (v) et (vi).

Réponse :

Les projets SMA *a priori* ont un coût direct par client plus important que les autres projets *a priori*, notamment parce qu'un nombre significatif de projets SMA sont de type parc industriel pour lesquels aucun client n'est considéré. Pour les projets SMA, la proportion des coûts directs est donc supérieure à la proportion du nombre de clients ou de revenus.

Néanmoins, comme précisé à la réponse à la question 16.2, la prévision d'Énergir pour les années 2017-2026 est inférieure à ce qui s'est réalisé dans l'année 2016, comme identifié aux références (ii), (v) et (vi). Cela s'est vérifié dans l'année 2017, où les coûts directs associés aux projets SMA *a priori* ne représentent plus que 33 % des coûts directs totaux dans le résidentiel à l'an 0 et 19 % dans le secteur affaires à l'an 0.

- 16.6 Tenant compte des coûts directs associés aux projets non rentables avec expectative (iv), des différentes prévisions concernant le nombre de projets prévus (i), (ii), (iii) et (v) et des objectifs par marché qu'Énergir propose de maintenir, veuillez commenter l'opportunité de limiter le nombre ou la valeur totale de projets non rentables avec expectative ou de développer la nouvelle méthodologie sous forme de projet pilote.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 15.7.

- 16.7 Veuillez commenter l'opportunité d'inclure, au suivi du rapport annuel à posteriori du plan de développement, le marché VGE.

Réponse :

Le marché VGE est généralement très rentable, car il génère des revenus importants. Selon la décision D-2011-073 (p. 3), Énergir se doit d'effectuer le suivi *a posteriori* du marché VGE 3 ans plus tard lorsque le point mort *a priori* est supérieur à 1 an. Énergir estime que ce suivi est encore pertinent et ne voit pas la nécessité de produire systématiquement un suivi *a posteriori* pour le marché VGE. Depuis la mise en place de la rentabilité *a posteriori* du plan de développement des ventes, le marché VGE n'a pas affiché un point mort supérieur à 1 an.

- 16.8 Veuillez commenter l'opportunité d'inclure, au suivi du rapport annuel à posteriori du plan de développement, le TRI (ou IP) global.

Réponse :

Énergir estime qu'il serait pertinent d'ajouter le TRI (ou l'IP) global pour l'ensemble des marchés résidentiel et affaires.

- 16.9 Veuillez commenter l'opportunité de présenter au rapport annuel et au dossier tarifaire un suivi du plan de développement en distinguant les projets de moins de 1,5 M\$ et les projets supérieurs à 1,5 M\$.

Réponse :

Énergir ne voit pas la nécessité d'effectuer un tel suivi distinct au rapport annuel ou dans le dossier tarifaire. En ce qui a trait aux projets de plus de 1,5 M\$, un suivi pour chacun des projets approuvés par la Régie est déjà présenté au rapport annuel, tel qu'exigé par la Régie dans ses décisions. Tel que mentionné en réponse à la question 15.2, l'élaboration des plans de développement lors des dossiers tarifaires s'effectue généralement plus de 18 mois à l'avance. Il est donc rare que les projets supérieurs à 1,5 M\$ soient connus au moment du dépôt. De plus, si un écart de coûts significatif (plus de 15 %) par rapport aux coûts projetés initialement devait survenir après le dépôt des suivis des projets de plus de 1,5 M\$ au rapport annuel, Énergir en informerait la Régie, tel que demandé dans les décisions.

- 16.10 Dans le but d'avoir des balises pertinentes pour analyser le suivi au rapport annuel, veuillez commenter l'opportunité de fournir par marché les ratios historiques (minimum, maximum et moyenne) sur 10 ans pour les éléments suivants :

- Volumes moyens /client;
- Contributions moyennes/client;

- Immobilisations/client;
- Subventions/client.

Réponse :

Énergir doute de la pertinence d'utiliser de telles balises et estime que les ratios moyens pourraient s'avérer difficilement comparables d'un plan de développement à l'autre. Énergir souhaite porter à l'attention de la Régie que la nature des projets (projets d'extension avec ou sans contribution), la mixité des segments de marché et des catégories de bâtiments (davantage de projets avec des tours à condos pour une année donnée par exemple) et les types de travaux requis (branchements, pose de compteurs seulement, ventes ne requérant pas de nouvelles installations, etc.) sont des éléments qui peuvent faire varier de façon non négligeable les ratios moyens d'un plan de développement à l'autre. L'objectif visé par l'exercice de la rentabilité *a posteriori* au rapport annuel est de mesurer la rentabilité réelle projetée des nouvelles ventes comparativement à la rentabilité prévue *a priori* pour ces mêmes nouvelles ventes et d'en expliquer les écarts significatifs.

Méthodologie

- 17. Références :**
- (i) Pièce [B-0278](#), p. 17;
 - (ii) Pièce [B-0281](#), p. 13;
 - (iii) Pièce [B-0281](#), p. 9, réponse à la question 8.2;
 - (iv) Pièce [B-0281](#), p. 5 et 6;
 - (v) Pièce [B-0281](#), p. 26, réponse à la question 19.1;
 - (vi) Pièce [B-0295](#), p. 22;
 - (vii) Pièce [B-0264](#), p. 12;
 - (viii) Pièce [B-0286](#), Annexe Q-3.6a- p. 1.

Préambule :

- (i) « *As a utility operating in Ontario, Union Gas Limited complies with the regulations listed above when performing its economic test. Union Gas Limited is also required to perform its economic test for a 40 year period (or 20 years for large volume customers), per the E.B.O. 188 Decision.* »
- (ii)

Client	Première année de consommation	Statut
Serres Toundra	2016	Toujours actif
Fibrek	2013	Toujours actif
Québec Lithium	N/A	En attente de consommation
Graymont	2012	Toujours actif
Université de Sherbrooke (Centre MiQro Innovation)	2010	Toujours actif
TRT-ETGO (Viterro Inc.)	2010	Toujours actif
TCE	2006	Toujours actif
AGC Flat Glass North America LTD.	2003	Fin en 2009 (6 ans)
Harbison Walker (Resco)	2000	Toujours actif
Magnola	1998	Fin en 2003 (5 ans)
Valero	1993	Toujours actif

- (iii) « *En 2016, le montant d'investissement moyen requis pour les projets de parcs industriels et de repavages routiers était d'environ 150 000 \$. En considérant une dizaine de projets, une enveloppe de 1,5 M\$ pourrait être adéquate pour permettre la réalisation de ce genre de projets au sein d'une année donnée.* »

- (iv) « *Par ailleurs, Gaz Métro respectera ces balises décisionnelles, sauf en de très rares exceptions. Ces derniers cas découleraient du fait qu'il est primordial qu'elle puisse jouir d'une*

flexibilité opérationnelle et d'une marge de manœuvre discrétionnaire dans le cadre des décisions d'affaires qu'elle prend dans le cours normal de l'exploitation de son entreprise. À cette fin, Gaz Métro doit pouvoir acquérir des actifs utiles pour l'exploitation de son réseau, tout en agissant conformément à la norme de prudence. Conséquemment, dans certaines circonstances exceptionnelles, Gaz Métro pourrait réaliser des projets l'extérieur de ces balises. »

(v) « *Gaz Métro utilise des leviers contractuels pour protéger l'investissement. Elle établit notamment des obligations minimales annuelles et des pénalités qui sont fonction des coûts de la conduite et du nombre de bâtiments ou de clients prévus. »*

(vi) « *À l'étape 2 de son processus de gouvernance, Gaz Métro effectue des analyses de sensibilité permettant d'évaluer combien de clients supplémentaires à ceux a priori identifiés seront nécessaires pour atteindre une rentabilité équivalant à un IP de 1. Gaz Métro précise que des coûts sont associés à ces clients supplémentaires. »*

(vii) « *6.4. For each system-expansion project included in the development plans for years 2009 through 2011, please provide the number of customers by class that were counted in the profitability analysis as having "manifest an interest in connecting to the system."*

Réponse :

Gaz Métro ne peut répondre à cette question puisqu'elle n'inclut pas cette information dans ses systèmes sur l'intérêt porté par les clients potentiels. »

(viii) Tableau : *calcul du revenu requis budget*

Demandes :

17.1 Tenant compte des références (i) et (ii), veuillez commenter l'opportunité de calculer la rentabilité des projets sur une période de 20 ans pour les projets du marché VGE. Veuillez faire le lien avec la référence (ii) qui illustre que sur les derniers projets VGE, 3 clients sur 11 n'auraient pas dépassé 20 ans de service.

Réponse :

Énergir considère qu'il n'est pas souhaitable de faire cet ajustement à la Nouvelle méthode proposée sur la base d'information partielle. La proposition d'Énergir de maintenir la période d'analyse sur 40 ans est basée sur un ensemble d'information et sur la preuve d'un expert. D'ailleurs, Énergir fait remarquer qu'aucun expert au dossier ne propose de traiter différemment les clients VGE des autres clients sur cet élément (voir le rapport conjoint des experts Paul Chernick, Russel Feingold et William Perea Marcus à la pièce C-OC-0047). Les experts du ROÉÉ et d'OC sont même en accord de maintenir une période d'analyse de 40 ans si l'IP visé du plan de développement global est de 1,3 au lieu de 1,1.

En lien avec la référence i), un exercice de balisage permet de faire ressortir des tendances ou des pratiques généralement utilisées. À cet effet, veuillez vous référer à la réponse à la

question 10.1 de la pièce B-0319, Gaz Métro-9, Document 14 et à la preuve de Black & Veatch à la pièce B-0278, Gaz Métro-7, Document 5, p. 4 et 35 et Table 3 :

« Black & Veatch recommends that [Énergir] continue using its current valuation period of forty (40) years, which is the most common valuation period utilized by the Peer Group utilities and reflects the average life of the capital placed into service during a system extension project. »

(p. 35)

En lien avec la référence ii), en répondant à la question, Énergir a fourni une information additionnelle qui permettait de mettre en contexte la réponse. En effet, en plus de répondre à la question en lien avec les 20 dernières années, Énergir mentionnait que plusieurs clients VGE approchent ou dépassent les 40 ans de service. Parmi les 10 plus gros clients d'Énergir, 5 sont actifs depuis les années 60 et 4 depuis les années 80. C'est une information importante à considérer. Veuillez également vous référer à la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 2 de la FCEI (B-0257, Gaz Métro-9, Document 3). Basée sur l'ensemble de cette information, Énergir est confiante que la très grande majorité des branchements au gaz naturel va continuer d'être utilisée pour des périodes supérieures à 40 ans. Énergir considère que la prémisse de 40 ans est valable pour l'ensemble des marchés.

Cela dit, Énergir se permet de retranscrire sa réponse à la question 11.1 de la demande de renseignements n° 11 de la Régie, à la pièce B-0281, Gaz Métro-9, Document 9, p. 12 :

« Les projets d'extension qui touchent le marché VGE impliquent généralement des investissements de plus de 1,5 M\$ et sont donc soumis individuellement à la Régie. Bien que nous utilisions une période de 40 ans comme prémisse, [Énergir] fait des analyses au cas par cas en ce qui concerne les clients du marché VGE afin de s'assurer que la période de 40 ans est à propos. À noter qu'[Énergir] a déjà utilisé par le passé des durées de rentabilité inférieures à 40 ans, notamment pour des projets miniers et de biogaz, dont la période d'exploitation prévue était inférieure. »

La position d'Énergir n'a pas changé sur ce point.

- 17.2 Étant donné la référence (iii) veuillez fournir le nombre de projets de repavage et de parcs industriels réalisés ces dernières années ainsi que leur montant d'investissement. Veuillez indiquer si les projets de repavage et de parcs industriels utilisent les paramètres d'évaluation issus de la Nouvelle méthodologie.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 7.4.

17.3 Veuillez préciser à quel genre de projets Énergir fait référence en (iv).

Réponse :

Chaque cas, chaque projet est unique et il est difficile pour Énergir de développer une définition qui permettrait de couvrir tous les cas d'espèce possibles. Cependant, Énergir considère qu'il est important de travailler à maintenir de bonnes relations commerciales avec les clients ou les promoteurs qui développent des projets qui induisent des baisses tarifaires importantes pour la clientèle d'Énergir. Ainsi, dans certains cas très spécifiques, pour préserver une relation client/commerciale positive, il pourrait être possible d'accepter un projet individuel ayant un IP de moins de 0,8 sans contribution si le refus du projet pouvait mettre à risque la réalisation de futurs projets au gaz naturel qui bénéficieraient grandement à l'ensemble de la clientèle d'Énergir.

17.4 Veuillez indiquer si les projets à la référence (iv) seront présentés de manière distincte et s'ils seront inclus dans les suivis proposés pour suivre l'évolution de la densification. Dans le cas où Énergir n'inclurait pas dans son suivi spécifique les éventuels projets qui ne respecteraient pas les balises décisionnelles veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Dans chacun des rapports annuels, ces projets seront identifiés et, le cas échéant, justifiés. Énergir inclura également ces projets dans le suivi *a posteriori* six ans de manière agrégée avec les autres projets ayant un IP entre 0,8 et 1.

17.5 Veuillez élaborer davantage sur la nature des pénalités de la référence (v). Veuillez préciser notamment si le recours à ces leviers contractuels est discrétionnaire ou systématique.

Réponse :

L'évaluation de la pénalité est calculée systématiquement pour les projets d'extension en fonction du coût de la conduite divisé par le nombre de clients prévus être au gaz naturel. Le recours à ces leviers s'effectue ensuite en fonction de l'évolution de la construction des bâtiments. Advenant un non-respect du taux de pénétration au gaz naturel prévu, Énergir facture le promoteur ou négocie une nouvelle entente assurant la rentabilité du projet.

17.6 Veuillez élaborer davantage sur la nature et les montants associés aux coûts mentionnés à la référence (vi).

Réponse :

Afin d'évaluer le nombre de clients nécessaire pour atteindre un IP de 1, Énergir considère dans son analyse de sensibilité les volumes moyens de même que les coûts moyens associés au branchement d'un nouveau client. Ces coûts varient selon le type de marché, mais sont basés sur le type de client envisageable pour le projet évalué.

- 17.7 Veuillez expliquer si le processus de gouvernance interne demande d'inclure l'information sur les manifestations d'intérêt des clients potentiels (référence (vii)) dans les systèmes d'Énergir. Veuillez notamment faire le lien avec l'étape 1 du processus de gouvernance interne : Évaluation du potentiel.

Réponse :

Le processus de gouvernance interne demande de recenser l'information sur le potentiel de densification future d'un projet d'extension, dont notamment les manifestations d'intérêt. Les clients ayant manifesté leur intérêt et prêts à s'engager contractuellement sont inclus aux systèmes d'Énergir afin d'évaluer la rentabilité du projet. Néanmoins, les autres manifestations d'intérêt, bien qu'incluses dans la documentation d'un projet, ne sont pas incluses dans les systèmes informatiques. Par ailleurs, tel que spécifié dans le processus de gouvernance interne à l'étape 5 (B-0281, Gaz Métro-9, Document 9), les équipes de ventes font le suivi des projets dont certaines opportunités ont été identifiées pour une densification future. Par exemple lors du démarrage du projet, le statut d'un terrain vacant sera suivi au cours des années suivantes pour vérifier si des constructions y sont prévues. À noter également que le Service à la clientèle documente les appels reçus et permet ainsi de déterminer certaines régions plus propices au développement de projets d'extension.

- 17.8 Veuillez confirmer que le TRI du projet présenté en référence (viii) a une rentabilité de 0 %. Veuillez confirmer que ce projet est un parc industriel ou un repavage routier.

Réponse :

Énergir confirme que le projet en référence est un parc industriel ayant une rentabilité de 0 %.

Contributions

18. **Références :**
- (i) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0075](#);
 - (ii) Pièce [B-0278](#), p. 18;
 - (iii) Pièce [B-0278](#), p. 41;
 - (iv) Pièce [B-0278](#), p. 28;
 - (v) Pièce [B-0278](#), p. 47.

Préambule :

- (i) Tableau Comparaison du plan de développement - ventes totales cause 2016 versus réel, ligne 23.
- (ii) *If economic test results in P.I. < 0.8, customer can make up the shortfall with CIAC. FortisBC may finance CIAC amounts, and also waive amounts less than \$100.*
- (iii) *Customers required to pay CIAC if the benefits do not cover the construction cost.*
- (iv) Ensure that new customers are treated fairly and consistently.
- (v) *System Extension Fund Pilot program. Customer may receive up to 50 % of the required CIAC or up to \$10,000. Available from Jan 1, 2017 thru Dec 31, 2020. Applicable to projects with P.I. between 0.2 and 0.8. Customers receiving money from the fund are not eligible for refunds.*

Demandes :

- 18.1 Veuillez confirmer qu'Énergir inclut des montants relatifs aux contributions des clients dans chaque plan de développement tel que présenté à la référence (i).

Réponse :

Énergir le confirme.

- 18.2 À la référence (i), Énergir indique que la majorité des contributions financières ne concernent qu'un seul client. Veuillez expliquer davantage notamment en lien avec la question précédente.

Réponse :

Tel que spécifié à la question 15.2, Énergir tient à souligner que l'élaboration des plans de développement lors des dossiers tarifaires s'effectue généralement plus de 18 mois à l'avance. Il est donc rare que les projets supérieurs à 1,5 M\$ soient connus au moment du

dépôt. La contribution client *a priori* en 2016 est principalement attribuable au projet majeur Asbestos, ce qui explique notamment l'écart observé entre la cause et le réel 2016. La contribution client du projet représentait 3,7 M\$, tel que spécifié dans la pièce R-3958-2015, B-0022, Gaz Métro-1, Document 6, sur un total de 5,3 M\$. Asbestos représente donc 70 % des contributions clients du plan de développement *a priori* 2016, soit 79 % de l'écart des contributions clients du marché affaires entre la cause tarifaire et le réel 2016.

- 18.3 Veuillez commenter les pratiques en vigueur chez les comparables canadiens en ce qui a trait aux contributions des clients présentés aux références (ii) et (iii). Veuillez commenter une application similaire pour Énergir.

Réponse :

Les distributeurs visés par les références ii) et iii) peuvent demander des contributions des clients si les projets ne respectent pas des critères définis. Pour les deux distributeurs visés, des contributions peuvent être nécessaires si l'IP est de moins de 0,8 pour les projets individuels.

Énergir propose justement une approche similaire aux références ii) et iii). Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.3 de la pièce B-0281, Gaz Métro-9, Document 9.

- Pour les projets de développement individuels avec potentiel de densification, Énergir pourra exiger une contribution du client afin d'atteindre un IP de 0,8.
- Pour les projets individuels sans potentiel de densification, Énergir pourra exiger une contribution du client afin d'atteindre un IP de 1.
- Mise en place d'un budget d'environ 1,5 M\$ qui sera accessible afin d'atteindre un IP de 0,8 pour les projets de parc industriel et de repavage routier qui ont une expectative de densification future. Ce budget sera puisé à même la rentabilité globale du plan de développement.
- Dans certaines circonstances exceptionnelles, Énergir pourra réaliser des projets à l'extérieur de ces balises, tel que décrit à la réponse à la question 4.3 de la demande de renseignements n° 11 de la Régie (B-0281, Gaz Métro-9, Document 9) et à la réponse à la question 17.3 du présent document.

Énergir offre également à ses clients des modalités financières lorsque le paiement de contributions est exigé. À cet effet, veuillez vous référer à la réponse à la question 18.5.

- 18.4 Veuillez préciser les éléments décisionnels qui sont utilisés lors d'une analyse visant la possibilité d'exiger une contribution financière d'un client et comment ces éléments s'inscrivent dans une approche et un traitement équitable et constant tel qu'exprimé à la

référence (iv). Veuillez notamment indiquer quels éléments décisionnels peuvent justifier de ne pas demander de contribution au client lorsque le projet d'extension qui le vise s'avère non rentable.

Réponse :

Une contribution financière peut être exigée pour atteindre un IP de 1 lorsqu'il n'y a pas de potentiel futur et pour atteindre un IP de 0,8 lorsqu'il y a du potentiel futur avec expectative de rentabilité à terme. Les balises décisionnelles sont donc l'atteinte d'un IP de 0,8 avec potentiel futur ou de 1 sans potentiel futur. En complément, veuillez vous référer à la réponse à la question 18.3.

- 18.5 Veuillez commenter le recours par Énergir à un fond similaire à celui utilisé par Fortis BC (référence (v)).

Réponse :

Énergir a déjà répondu à une question similaire dans le cadre de ce dossier. À cet effet, veuillez vous référer à la question 21.1 de la pièce B-0298, Gaz Métro-9, Document 1.

En complément, Énergir désire ajouter qu'elle considère que sa proposition est complète, équitable et permet de couvrir la très grande majorité des cas de figure, tel que décrit à la question 18.3. Pour Énergir, les projets réalisés dans le cadre de la méthodologie proposée ayant un IP entre 0,8 et 1 avec expectative sont prévus rentables à terme, ce qui bénéficie à l'ensemble de la clientèle (veuillez vous référer à la réponse à la question 15.7). Énergir indique donc, qu'étant donné que ces projets se font au bénéfice de la clientèle, qu'il n'a pas lieu de mettre en place un fonds similaire à celui de Fortis BC. Ainsi, les projets présentant un IP de moins de 1 sans expectative ou de moins de 0,8 avec expectative peuvent être assujettis à une contribution, car ceux-ci peuvent avoir un impact à la hausse sur les tarifs.

- 18.6 Veuillez préciser si Énergir offre à ses clients des modalités financières lorsque le paiement de contributions est exigé. Si oui, veuillez élaborer sur ces modalités. Si non, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Oui, Énergir offre des modalités financières lorsque le paiement d'une contribution est exigé et ce, selon les modalités prévues aux *Conditions de service et Tarif* et selon deux cas de figure, soit :

- 1) Article 4.3.2 : Contribution de 300 \$ payable en un seul versement ou sur 24 mois

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

« Ces frais de raccordement sont payables en un seul versement ou, lorsque le demandeur est client du distributeur, sur une période de 24 mois ou, encore, si le client le demande, en un seul versement. Si le paiement des frais de raccordement est étalé sur 24 mois et que le contrat prend fin avant le paiement complet des frais de raccordement, le solde de ceux-ci est exigible immédiatement. »

- 2) Article 4.3.4 : Payable soit en un seul versement avant le début des travaux ou encore acquittée en plusieurs versements au cours du contrat.

« Lorsqu'une contribution financière est requise, elle est payable en un seul versement avant le début des travaux ou encore acquittée en plusieurs versements au cours du contrat. Le distributeur fournit au client le détail de la contribution financière requise. »

19. Référence : Dossier R-3987-2016, Pièce [B-0183](#), p. 23 et 24.

Préambule :

Texte des Conditions de service et Tarifs

« 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.

Lorsqu'une contribution financière est requise, elle est payable en un seul versement avant le début des travaux ou encore acquittée en plusieurs versements au cours du contrat. Le distributeur fournit au client le détail de la contribution financière requise.

Lorsqu'une contribution financière est requise, le distributeur et le client conviennent, notamment, avant le début des travaux :

- 1° du montant de la contribution financière demandée au client;*
- 2° des modalités de paiement de la contribution financière demandée au client;*
- 3° des conditions permettant le remboursement, en tout ou en partie, de la contribution demandée au client, le cas échéant.*

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

Le distributeur peut rembourser en tout ou en partie, selon certaines conditions de rentabilité prévues par écrit lors de la conclusion du contrat, la contribution financière versée par le client pour rentabiliser les investissements.

Malgré le versement d'une contribution financière par le client, le distributeur demeure propriétaire exclusif du réseau de distribution. » [nous soulignons]

Demandes :

19.1 Veuillez commenter l'opportunité d'exiger des contributions pour chacun des projets dont l'IP est inférieur à 1, tenant compte qu'un remboursement *a posteriori* pourrait être accordé à ces clients lorsque le Distributeur raccorderait plus de volumes que prévus initialement sur ce projet tel que prévu à la référence.

Réponse :

La Méthodologie présentée par Énergir est supportée par un rapport d'expert qui propose d'utiliser une approche basée sur l'indice de profitabilité utilisé par Fortis BC, Union Gas Limited et Enbridge Gas Distribution de manière à arrimer le seuil d'acceptation des projets avec l'approche courante utilisée par les utilités gazières comparables au Canada. D'ailleurs les autres Experts au dossier supportent cette proposition, soit d'accepter des projets ayant des IP de moins de 1 avec expectative, et ce, sans demander de contribution. Voici un extrait du rapport conjoint des experts à la page 3 de la pièce C-OC-0047 :

« All three experts agree (in Row 3) that the project profitability (the "Profitability Index" or "P.I.") threshold for individual projects should be 1.0 for projects without the potential for future densification. For projects with future densification potential, [Énergir] and OC agree on a P.I. of 0.8, while ROEE could have a range of thresholds from 0.6 to 1, depending on the project characteristics. »

Énergir rappelle également que seuls les revenus engagés contractuellement sont considérés dans l'analyse de rentabilité et que l'expectative future est évaluée à partir d'un processus de gouvernance systématique et rigoureux.

Énergir considère que « l'opportunité » présentée par la Régie est en fait l'équivalent au statu quo et ne permettrait pas de répondre aux enjeux de développement qu'adresse la Nouvelle méthode. Ces enjeux de développement ont même été repris par la Régie dans son Avis A-2017-01 au MÉRN dans le dossier R-3972-2016, A-0038, page 113 :

« [319] Gazifère et [Énergir] souhaitent une modification du cadre réglementaire à l'égard des extensions de leur réseau de distribution. [Énergir] est d'avis qu'il est essentiel d'avoir recours à tous les outils tarifaires et réglementaires disponibles pour faciliter l'accès au gaz naturel des consommateurs qui n'y ont actuellement pas accès. Ces deux distributeurs indiquent la difficulté croissante de rentabiliser des projets d'extension de réseau en fonction du cadre réglementaire actuel en raison des coûts marginaux élevés auxquels ils font face et de la nécessité d'obtenir a priori des garanties de volumes de gaz consommé d'un nombre de clients suffisamment important sans pouvoir tenir compte des possibilités de croissance future. »

Pour les futurs clients, la facturation d'une contribution, même avec une possibilité de remboursement, est un frein important à l'utilisation du gaz naturel. Cette situation aurait pour conséquence d'empêcher Énergir de profiter d'économies d'échelle et d'induire des réductions tarifaires pour l'ensemble des clients.

La proposition d'Énergir, qui est supportée par les experts au dossier, permet d'adresser un enjeu de développement en évitant la facturation inutile de contributions pour les projets présentant une expectative future et donc, rentables à terme. Ceci a comme principal avantage de ne pas faire supporter injustement des coûts aux futurs clients, par la facturation d'une contribution qui n'est pas nécessaire.

19.2 Dans l'éventualité où la Régie acceptait la Nouvelle méthode, veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'égard des éléments suivants de l'application de la méthode pour les projets de moins de 1,5 M\$:

1- La méthode serait appliquée à chacun des projets d'extension;

Réponse :

Oui, sauf pour des cas très spécifiques (veuillez vous référer à la réponse à la question 17.3).

2- Le Distributeur ferait la sélection de chacun des projets retenus en fonction de cette méthodologie;

Réponse :

Oui, sauf pour des cas très spécifiques (veuillez vous référer à la réponse à la question 17.3).

3- Les projets retenus seraient par la suite présentés globalement à la Régie dans le plan de développement dans le cadre des dossiers tarifaires.

Réponse :

Énergir déposera un plan de développement prévisionnel lors de la cause tarifaire et demandera d'approuver les investissements de moins de 1,5 M\$. À cette étape, les projets de nouvelles ventes ne sont généralement pas connus. Cet exercice est sur une base prévisionnelle. En cours d'année, Énergir signera et raccordera de nouveaux clients sur le réseau en appliquant la Nouvelle méthode. Au rapport annuel, Énergir présentera le suivi

du plan de développement en fonction des ventes réelles réalisées selon la Nouvelle méthode.

IP ET TRI

20. Référence : Pièce [B-0293](#), p. 12.

Préambule :

Enfin, à noter que conformément à la décision D-97-25 de la Régie, Gaz Métro, tout comme l'OEB, utilise un taux d'actualisation dans l'évaluation de la rentabilité des projets correspondant au taux du coût moyen pondéré du capital prospectif après impôt. Toutefois, Gaz Métro a noté que le calcul de ce taux pour la cause tarifaire 2017, et depuis plusieurs années, a été fait en considérant le taux de la dette prospective avant impôt plutôt qu'après impôt, ce qui surestime légèrement le coût moyen pondéré du capital prospectif. Le calcul sera ainsi corrigé à partir du dossier tarifaire 2019.

Demandes :

20.1 Veuillez confirmer si dans la nouvelle Méthode proposée, le coût de capital prospectif après impôts est utilisé comme intrant. Le cas échéant veuillez en expliquer les détails.

Réponse :

Énergir confirme que le coût en capital prospectif (CCP) après impôt (5,01 % pour l'année 2017-2018) n'est pas utilisé comme intrant dans la Nouvelle méthode sauf en ce qui concerne le calcul de l'IP qui, rappelons-le, est le rapport entre la valeur actuelle du flux monétaire d'opération et la valeur actuelle du flux monétaire d'investissement. Dans ce seul cas, le CCP après impôt (5,01 %) est utilisé comme taux d'actualisation.

Pour plus de clarté, le CCP après impôt ne contribue en rien au calcul du flux monétaire (servant de base au calcul du TRI), de la contribution tarifaire (dont le taux d'actualisation demeure le CCP de 5,43 % en 2017-2018) et du point mort tarifaire. Il ne contribue pas non plus au calcul du rendement sur la base tarifaire, lequel constitue l'un des éléments du coût de service, donc du revenu requis. Le rendement sur la base tarifaire est toujours calculé en utilisant le CCP de 5,43 %.

Veuillez également vous référer aux réponses d'Énergir aux demandes de renseignements de la Régie dans les dossiers suivants :

- R-4020-2017 : B-0028, Énergir-2, Document 2, réponse à la question 1.3;
- R-4021-2017 : B-0016, Énergir-2, Documents 1, réponses aux questions 3.2 et 3.3; et
- R-4022-2017 : B-0015, Énergir-2, Document 1, réponses aux questions 4.2 à 4.4.

20.2 Veuillez déposer un exemple du calcul des flux monétaires pour un projet d'extension de réseau sous la nouvelle Méthode. Veuillez fournir le fichier complet sous format Excel.

Réponse :

Veuillez trouver à l'annexe Q-20.2, le chiffrier de calcul d'un projet d'extension de réseau selon la Nouvelle méthode.

Coûts marginaux de fourniture, de transport et d'équilibrage

- 21. Références :**
- (i) Pièce [B-0298](#), p. 11 et 12.
 - (ii) Décision [D-2014-201](#), p. 52 et 53.

Préambule :

(i) « 2.8 Pour chacun des services de fourniture, de transport et d'équilibrage, veuillez indiquer si les coûts marginaux associés à un projet peuvent être différents du coût moyen du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur. Veuillez expliciter votre réponse.

Réponse :

À la marge, certains projets de distribution peuvent occasionner des coûts marginaux de fourniture, de transport et d'équilibrage qui diffèrent des coûts moyens. Mais quoi qu'il en soit, étant donné que ces coûts sont intégralement transférés aux clients par le biais d'ajustements aux tarifs de fourniture, de transport et d'équilibrage, le cas échéant, ils n'ont aucune incidence sur la rentabilité du projet. Comme les coûts marginaux de fourniture, de transport et d'équilibrage sont annulés par un revenu équivalent, ils n'ont pas d'impact sur le TRI des projets de distribution et n'ont pas à être pris en compte dans l'analyse de rentabilité économique des projets de distribution. »

(ii) « [197] Dans ce contexte difficile, le Distributeur a accepté qu'un volume important de clients au service interruptible migre, en cours de contrat, au service continu sans tenir compte du coût de cette migration sur les tarifs de transport et d'équilibrage. L'impact tarifaire global net de cette migration est évalué à 19,6 M\$. Ainsi, pour un volume additionnel de 11,7 106m³, il en a coûté 16,7 ¢/m³. Ce coût unitaire est important lorsque comparé au revenu unitaire de transport et d'équilibrage payé par les clients des tarifs D4 et D5.
[...]

[201] La Régie est d'avis que la notion de rentabilité à laquelle fait référence le Distributeur devrait également tenir compte de l'impact tarifaire de ces migrations, en cours de contrat, sur les tarifs de transport et d'équilibrage. »

Demande :

21.1 Dans la mesure où la Régie considère que la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension devrait tenir compte des coûts marginaux de fourniture, transport et équilibrage, veuillez commenter l'opportunité de fixer la valeur de ces coûts marginaux dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.

Réponse :

Si la Régie en vient à statuer que la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension devrait tenir compte des coûts marginaux de fourniture, de transport et

d'équilibrage, la phase 2 du présent dossier pourrait être un forum pour en discuter. Cependant, de nombreux sujets d'importance faisant déjà partie de la phase 2, Énergir s'inquiète du délai que pourrait amener l'étude d'autres éléments.

Ceci étant dit, Énergir maintient que la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension n'a pas à tenir compte des coûts de fourniture, de transport et d'équilibrage. Lorsqu'un nouveau projet d'extension est analysé, Énergir doit considérer que les coûts inhérents aux services de fourniture, de transport et d'équilibrage seront couverts par les revenus générés dans ces mêmes services. Ils n'ont donc pas à être considérés lors de l'analyse de rentabilité.

Comme mentionné à la référence (i), bien qu'il soit possible que certains projets d'extension puissent occasionner des coûts marginaux de fourniture, de transport et d'équilibrage différents du coût moyen du portefeuille des outils détenus, donc différents des tarifs en vigueur, de tels cas seraient très rares, avec un effet très faible et pour une très courte durée (temporaire). En effet, dans le cas des services de fourniture, de transport et d'équilibrage, le principe d'« utilisateur-payeur » doit être respecté et l'interfinancement doit être le plus près possible de zéro. Ainsi, Énergir vise à fixer les tarifs pour ces services afin qu'ils se rapprochent le plus possible du prix de marché.

Énergir considère que l'impact marginal d'une hausse de consommation d'un client existant ou d'un nouveau client sur le prix payé est marginalement négligeable, voire nul, pour la grande majorité des cas. Ainsi, l'arrivée d'un nouveau client a habituellement un effet non significatif sur les outils d'approvisionnement.

Énergir reconnaît qu'il est possible que le raccordement d'un client de plus grande envergure nécessitant des outils d'approvisionnement important ait un impact sur le coût moyen. Énergir note toutefois que de tels cas exceptionnels seront désormais mitigés par la marge excédentaire de capacité de transport pour favoriser le développement des activités industrielles. Étant donné que cette marge de manœuvre fait déjà partie des outils d'approvisionnement, l'impact sera nul sur le coût moyen. De plus, advenant une situation exceptionnelle où la capacité excédentaire ne serait pas suffisante, le recours à des outils d'approvisionnement à court terme, dont les coûts pourraient différer du coût moyen, ne serait que temporaire en attendant la livraison des nouvelles capacités sur le tronçon privilégié pour les approvisionnements.

Compteurs

22. **Références :** (i) Pièce [B-0298](#), p. 9 et 10.
(ii) Pièce [B-0072](#), p 11 et 12.

Préambules :

- (i) Question 2.4 de la DDR 9 de la Régie

« 2.4 Pour les actifs ayant une période d'amortissement inférieure à la durée de vie du projet, veuillez indiquer si des réinvestissements sont prévus dans le modèle au terme de la période d'amortissement de ces actifs. À titre d'exemple, si un compteur a une période d'amortissement de 5 ans, veuillez indiquer si le modèle prévoit des réinvestissements de dépense de compteur à chaque 5 ans. Veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

Tout d'abord, comme expliqué à la réponse à la question 2.1, le logiciel de calcul de la rentabilité des projets est basé sur la méthode de revenu requis. Cet outil permet d'une part d'évaluer le taux de rendement interne généré par un projet, et d'autre part, d'évaluer l'impact et le point mort tarifaire du même projet, d'où l'appellation « outil de revenu requis ». C'est ainsi que le logiciel de calcul de la rentabilité est directement aligné avec la méthode de détermination des revenus requis de Gaz Métro du dossier tarifaire

Numéro de la catégorie d'immobilisation	Désignation de la catégorie d'immobilisation	Période d'amortissement	Durée de vie (Note 1)
Z1102	Branchements d'immeuble – plastique direct	19,42 ans	50 ans
Z1104	Branchements prédétente – plastique inséré	18 ans	35 ans
Z1105	Branchements prédétente – acier	13,83 ans	35 ans
Z1150	Conduites principales – acier	31,92 ans	45 ans
Z1200	Compteurs	13,92 ans	18 ans

Note 1 : R-3879-2014, B-0466, Gaz Métro-107, Document 11, annexe A, page IV-4, colonne 4. Les deux premiers chiffres représentent la durée de vie de cette catégorie d'actifs.

Conséquemment, le modèle d'évaluation de la rentabilité ne prévoit pas de réinvestissement des actifs dont la période d'amortissement est inférieure à 40 ans. L'étude des taux d'amortissement

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

(R-3879-2014, B-0466, Gaz Métro-107, Document 11) considère, entre autres, le fait d'être en « pool » d'actifs : pour chaque catégorie d'immobilisations, il existe des actifs acquis depuis plusieurs années (déjà en utilisation) et de nouveaux actifs qui s'ajoutent annuellement. C'est la moyenne de la durée de vie utile de tous ces actifs (vieux et neufs) qui est calculée pour établir la période d'amortissement de la catégorie.

Le nouvel actif considéré dans l'outil d'évaluation de la rentabilité a encore une durée de vie utile restante et cet actif permet de générer des revenus et ce, même s'il est complètement amorti dans le modèle d'évaluation de la rentabilité. C'est pour cette raison que nous ne prévoyons pas de réinvestissement après la fin de la période d'amortissement.»

(ii) Question 2.9 de la DDR 2 de la Régie

«2.9. En se basant sur la référence (v) :

2.9.1. Veuillez présenter un exemple détaillé du processus de calcul menant au coût unitaire par type de compteur. Cet exemple doit présenter tout élément ayant un impact sur le calcul du coût unitaire, dont notamment la méthode de calcul de la durée de vie utile, l'actualisation des coûts, etc.

Réponse :

Voici les informations dont Gaz Métro dispose pour calculer un coût unitaire moyen par type de compteurs.

Type de compteur	Nombre (automne 2013)	Durée de vie utile*	Coût moyen d'acquisition 2010-2013	Coût moyen : équipement de mesurage	Corps (%)	Mesurage (%)	Coût moyen annuel
S6	129 827	20	76	68	52%	48%	7
S20	37 401	20	160	68	70%	30%	11
S40-50	18 223	7	509	68	88%	12%	76
R60-80	5 773	12	1 124	137	89%	11%	101
R140	2 436	12	1 138	137	89%	11%	102
R200	1 195	12	1 391	137	91%	9%	123
R300	779	12	1 673	137	92%	8%	146

**Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à
l'analyse de rentabilité, R-3867-2013**

Type de compteur	Nombre (automne 2013)	Durée de vie utile*	Coût moyen d'acquisition 2010-2013	Coût moyen : équipement de mesurage	Corps (%)	Mesurage (%)	Coût moyen annuel
R450	327	12	1 842	137	93%	7%	160
R650	13	12	2 474	137	95%	5%	213
R1100-1600	17	12	4 546	137	97%	3%	386
T4	40	5	1 446	2 668	35%	65%	423
T6	22	5	1 785	2 668	40%	60%	490
T8	7	5	1 536	2 668	37%	63%	441
T12	4	5	2 754	2 668	51%	49%	684

*La durée de vie doit être révisée.

Demandes :

22.1 Veuillez indiquer comment le Distributeur calcule le coût des compteurs pour un projet pour chacun des marchés résidentiel, commercial et industriel. Veuillez fournir un exemple chiffré par marché.

Réponse :

Le coût des compteurs utilisé dans le calcul d'un projet est déterminé selon une grille de coûts par type de compteur. Cette grille est évaluée selon une moyenne pondérée des compteurs achetés et recyclés par type de compteur au cours des deux dernières années. Le type de compteur est déterminé en fonction du besoin en capacité du client et non selon son marché. Si par exemple un projet avait deux clients, les besoins en capacité de chaque client seraient évalués, peu importe leur marché. Advenant un petit client, résidentiel ou affaires, nécessitant un compteur de type S6, des frais de 144 \$ seraient considérés, soit 76 \$ pour le coût d'acquisition et 68 \$ pour l'équipement de mesurage. Si le deuxième client avait des besoins en capacité plus importants, peu importe qu'il soit résidentiel ou affaires, et qu'il nécessitait un compteur de type S20, des frais de 228 \$ seraient considérés, soit 160 \$ pour le coût d'acquisition et 68 \$ pour l'équipement de mesurage. Au total, des frais de 372 \$, soit 144 \$ plus 228 \$, seraient considérés pour les coûts de compteur.

22.2 Veuillez confirmer que la période d'amortissement de 13,92 ans des compteurs de la référence (i) correspond à un taux d'amortissement moyen pour l'ensemble du parc de compteurs du Distributeur.

Réponse :

Énergir utilise la méthode de l'amortissement linéaire, selon un taux spécifique par catégorie d'actifs. Les taux d'amortissement sont établis en fonction de la durée de vie résiduelle des actifs. Cette méthode prend en considération la valeur historique des investissements, les coûts des retraits passés, la prévision des retraits futurs, la valeur de l'amortissement accumulé et la durée de vie résiduelle de l'actif.

Énergir utilise la méthode ELG (equal life group) pour la détermination de ses taux d'amortissement. La méthode ELG prend en compte le fait que dans une catégorie d'actifs, pour une année donnée, certains actifs sont retirés avant l'atteinte de la durée de vie projetée et ce, pour diverses raisons. La durée de vie de la catégorie est donc établie à l'aide de la somme des durées de vie moyennes qui tient compte de l'historique des retraits par année d'acquisition (R-3879-2014, B-0466, Gaz Métro-107, Document 11).

- 22.3 Dans la mesure où, tel qu'indiqué à la référence (ii) le Distributeur dispose de différents types de compteurs dont les coûts et la durée de vie utile varient considérablement d'un type de compteurs à l'autre, veuillez dans un tel contexte commenter l'opportunité que des réinvestissements soient prévus dans le modèle en fonction de la durée de vie utile de chacun de ces actifs.

Réponse :

Énergir a déjà répondu à cette question et réfère à la réponse de la question 13.1 de la demande de renseignements n° 11 de la Régie (B-0281, Gaz Métro-9, Document 9).

Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à l'analyse de rentabilité, R-3867-2013

Projet Extension - Nouvelle méthode (En dollars)



Paramètres 2017-2018: Amortissement comptable - Conduites (45.2 ans), Amortissement comptable - Branchements (21.0 ans), Amortissement fiscal - Conduites (6.0%), Amortissement fiscal - Branchements (6.0%), Frais à l'Union des municipalités (0.0%), Frais généraux corporatifs (1.5%), Taux sur les services publics (0.56749), Taux de rendement à la Régie de l'énergie (\$10/m³) (0.46200), Taux de rendement à la Régie du bâtiment (\$10/m²) (26.73%), Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 1 (26.63%), Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 2 (26.53%), Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 3 (26.53%), Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 4 et + (26.50%), Coût d'opération statuaire, Coût de la dette (2.970%), Coût de l'équité (ord. + priv.) (8.311%), Proportion de dette (54.0%), Proportion d'équité (ord. + priv.) (46.0%), Coût en capital prospectif pondéré (5.43%), Coût en capital prospectif pondéré après impôt (5.07%).

Grille des coûts marginaux statutaires 2017-2018: Résidentiel (Année 1, années 2 et +, Conduites), CUI (Extension de réseau, Ajout de charge), VGE (Extension de réseau, Ajout de charge).

Section 1 - Intrants

1.1 Clients - Volumes de vente - Tarifs - Revenus

Table with columns for years 2019-2058 and rows for Number of clients, Volume of sale in m³, and Revenue distribution (€ per m³).

1.2 Coûts d'investissement (capitalisables)

Table with columns for years 2018-2058 and rows for Frais de conduite - Base, Frais de conduite - Frais entrepreneurs, Frais de conduites - Total, Frais de branchements - Base, Frais de branchements - Frais entrepreneurs, Frais de branchements - Coûts de compteurs, Frais de branchements - Total, Actif non amortissable (terrain) incluant ses frais généraux, Frais Union des municipalités, Frais généraux corporatifs, PRC - 10 ans, Contributions raccordement réseau, Subventions entreprises, En moins..., Contributions clients, Total - Investissement.

1.3 Coûts d'opération

Table with columns for years 2019-2058 and rows for Type de client, Nombre de clients annuels précédents, Type de projet, Clients 1ère année, Clients 2e année, Coûts d'opération statutaires selon la grille, Coûts d'opération spécifiques, Total - Coûts d'opération.

Section 2 - Grille de calcul

2.1 Coût de service

Table with columns for years 2019-2058 and rows for Coût de service, Taux sur les services publics, Redevances, Amortissement des immobilisations, Impôts, Rendement, Total - Coût de service.

2.2 Base de tarification

Table with columns for years 2019-2058 and rows for Diminution de la régie réglementaire, Remboursement de la régie réglementaire, Équité, Date, Total - Base de tarification moyenne.

2.3 Amortissement comptable et fiscal

Table with columns for years 2018-2058 and rows for Répartition LMO - Conduite, Répartition LMO - Branchements, Répartition Frais généraux - Conduite, Répartition Frais généraux - Branchements, Répartition Contributions/subventions - Conduite, Répartition Contributions/subventions - Branchements, Frais de conduites - Total, Frais de branchements - Total, Actif non amortissable (terrain), PRC - 10 ans, Amortissement comptable, Amort. - Frais de conduites - Total, Amort. - Frais de branchements - Total, Amort. - PRC 10 ans, Immobilisations nettes comptables, Immobilisations nettes finales pour calcul de la TSP, FNACC - Frais de conduites - Total, FNACC - Frais de branchements - Total, Amortissement fiscal, Amort. fiscal - Frais de conduites - Total, Amort. fiscal - Frais de branchements - Total, Amort. fiscal - PRC 10 ans.

2.4 Impôts

Table with columns for years 2019-2058 and rows for Bénéfice net théorique comptable, Dépréciation comptable, Dépréciation fiscale, Taux d'impos, 1 - taux d'impos, Impôts (gross up), Impôts sans dette.

2.5 TRI - IP - Contribution tarifaire - Point mort tarifaire

Table with columns for years 2018-2058 and rows for Investissement, OPEX, taxes foncières et redévances, Impôts sans dette, Flux monétaire du projet pour calcul du TRI, Indice de corrélation, Point mort tarifaire, Contribution tarifaire, Contribution tarifaire actualisée, Contribution tarifaire actualisée cumulée, Indicateur de PMT.

Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à

l'analyse de rentabilité, R-3867-2013


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

 REVENU REQUIS
 Paramètres 2017-2018
 SRR-VERSION 18.1

Projet Extension - Nouvelle méthode	Type de projet	Extension - Estimation	Représentant	
	Type de client	COMMERCIAL	Conseiller	
	Région	Québec	OTP	19-000012
	Municipalité	St-Elzéar		
	Longueur en mètres linéaires	10 000	Coût en capital prospectif D-2017-09	5,43%
			Coût en capital prospectif après impc	5,01%

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		10	20	30	30	30
Volume en m ³		800 000	1 500 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Frais de conduites	2 500 000	2 500 000	0	0	0	0
Frais de branchements - Base	525 000	300 000	150 000	75 000	0	0
Frais de branchements - Coûts de compteur	38 000	20 000	12 000	6 000	0	0
Frais de branchements	563 000	320 000	162 000	81 000	0	0
Frais UMQ		0	0	0	0	0
Autres coûts de projet		0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	5 000	5 000	0	0	0	0
PRC - 10 ans	130 000		50 000	70 000	10 000	0
CASEP - PRC (10 ans)			0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement		0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations		0	0	0	0	0
Subventions extérieures		0	0	0	0	0
Contributions clients		0	0	0	0	0
Investissement total	3 198 000	2 825 000	212 000	151 000	10 000	0
Coût d'opération			9 288	11 186	13 084	11 595
Amortissement comptable			75 559	90 257	95 105	95 105
Taxe sur les services publics			41 917	44 043	43 981	42 555
Redevances			824	1 544	2 059	2 059
Impôts			34 236	8 211	10 820	12 252
Rendement			153 226	160 987	161 898	156 901
Revenu requis			315 049	316 228	326 948	320 468
Revenus			0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m ³)			17,0000	15,0000	14,0000	14,0000
Revenu de distribution (\$)			136 000	225 000	280 000	280 000
Contribution tarifaire annuelle			179 049	91 228	46 948	40 468

	6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle	31 320	26 450	21 397	16 174	10 790

Contribution tarifaire (3 ans)	291 962	Contribution tarifaire (15 ans)	386 700
Contribution tarifaire (5 ans)	352 348	Contribution tarifaire (20 ans)	305 207
Contribution tarifaire (10 ans)	423 846	Contribution tarifaire (40 ans)	(202 897)
Point mort tarifaire (années)	31,18		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	5,29%		
Indice de profitabilité	1,04		

VENTES

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

CONDITIONS DE RÉALISATION

Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à

l'analyse de rentabilité, R-3867-2013


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

 REVENU REQUIS
 Paramètres 2017-2018
 SRR-VERSION 18.1

Projet Extension - Nouvelle méthode	Type de projet	Extension - Estimation	Représentant
	Type de client	COMMERCIAL	Conseiller
	Région	Québec	OTP
	Municipalité	St-Elzéar	19-000012
	Longueur en mètres linéaires	10 000	Coût en capital prospectif D-2017-09 5,43%
			Coût en capital prospectif après impôt 5,01%

	5	6	7	8	9	10
Nombre de clients	30	30	30	30	30	30
Volume en m3	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Coûts de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Autres coûts de projet	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	11 595	11 595	11 595	11 595	11 595	11 595
Amortissement comptable	95 105	95 105	95 105	95 105	95 105	95 105
Taxe sur les services publics	41 128	39 701	38 275	36 848	35 422	33 995
Redevances	2 059	2 059	2 059	2 059	2 059	2 059
Impôts	14 372	16 286	18 007	19 545	20 913	22 120
Rendement	151 737	146 573	141 409	136 244	131 080	125 916
Revenu requis	315 997	311 320	306 450	301 397	296 174	290 790
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	14	14,0000	14,0000	14,0000	14,0000	14,0000
Revenu de distribution (\$)	280 000	280 000	280 000	280 000	280 000	280 000
Contribution tarifaire annuelle	35 997	31 320	26 450	21 397	16 174	10 790

	11	12	13	14	15
Contribution tarifaire annuelle	501	(11 418)	(17 182)	(22 038)	(27 011)

Contribution tarifaire (3 ans)	291 962	Contribution tarifaire (15 ans)	386 700
Contribution tarifaire (5 ans)	352 348	Contribution tarifaire (20 ans)	305 207
Contribution tarifaire (10 ans)	423 846	Contribution tarifaire (40 ans)	(202 897)
Point mort tarifaire (années)	31,18		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	5,29%		
Indice de profitabilité	1,04		

VENTES

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

CONDITIONS DE RÉALISATION

Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à

l'analyse de rentabilité, R-3867-2013



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

REVENU REQUIS
Paramètres 2017-2018
SRR-VERSION 18.1

Projet Extension - Nouvelle méthode	Type de projet	Extension - Estimation	Représentant	
	Type de client	COMMERCIAL	Conseiller	
	Région	Québec	OTP	19-000012
	Municipalité	St-Elzéar		
	Nbr de clients potentiels		Coût en capital prospectif D-2017-09	5,43%
	Longueur en mètres linéaires	10 000	Coût en capital prospectif après impc	5,01%

	10	11	12	13	14	15
Nombre de clients	30	30	30	30	30	30
Volume en m3	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Coûts de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Autres coûts de projet	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	11 595	11 595	11 595	11 595	11 595	11 595
Amortissement comptable	95 105	90 105	83 105	82 105	82 105	82 105
Taxe sur les services publics	33 995	32 644	31 397	30 165	28 934	27 702
Redevances	2 059	2 059	2 059	2 059	2 059	2 059
Impôts	22 120	23 210	24 241	25 194	26 028	26 744
Rendement	125 916	120 887	116 185	111 699	107 241	102 783
Revenu requis	290 790	280 501	268 582	262 818	257 962	252 989
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	14	14,0000	14,0000	14,0000	14,0000	14,0000
Revenu de distribution (\$)	280 000	280 000	280 000	280 000	280 000	280 000
Contribution tarifaire annuelle	10 790	501	(11 418)	(17 182)	(22 038)	(27 011)

	16	17	18	19	20
Contribution tarifaire annuelle	(32 096)	(37 285)	(42 572)	(47 951)	(53 416)

Contribution tarifaire (3 ans)	291 962	Contribution tarifaire (15 ans)	386 700
Contribution tarifaire (5 ans)	352 348	Contribution tarifaire (20 ans)	305 207
Contribution tarifaire (10 ans)	423 846	Contribution tarifaire (40 ans)	(202 897)
Point mort tarifaire (années)	31,18		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	5,29%		
Indice de profitabilité	1,04		

VENTES

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

CONDITIONS DE RÉALISATION

Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à

l'analyse de rentabilité, R-3867-2013


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

 REVENU REQUIS
 Paramètres 2017-2018
 SRR-VERSION 18.1

Projet Extension - Nouvelle méthode	Type de projet	Extension - Estimation	Représentant	
	Type de client	COMMERCIAL	Conseiller	
	Région	Québec	OTP	19-000012
	Municipalité	St-Elzéar		
	Nbr de clients potentiels		Coût en capital prospectif D-2017-09	5,43%
	Longueur en mètres linéaires	10 000	Coût en capital prospectif après impôt	5,01%

	15	16	17	18	19	20
Nombre de clients	30	30	30	30	30	30
Volume en m3	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Coûts de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Autres coûts de projet	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	11 595	11 595	11 595	11 595	11 595	11 595
Amortissement comptable	82 105	82 105	82 105	82 105	82 105	82 105
Taxe sur les services publics	27 702	26 471	25 239	24 007	22 776	21 544
Redevances	2 059	2 059	2 059	2 059	2 059	2 059
Impôts	26 744	27 349	27 850	28 253	28 564	28 789
Rendement	102 783	98 324	93 866	89 408	84 949	80 491
Revenu requis	252 989	247 904	242 715	237 428	232 049	226 584
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	14	14,0000	14,0000	14,0000	14,0000	14,0000
Revenu de distribution (\$)	280 000	280 000	280 000	280 000	280 000	280 000
Contribution tarifaire annuelle	(27 011)	(32 096)	(37 285)	(42 572)	(47 951)	(53 416)

	21	22	23	24	25
Contribution tarifaire annuelle	(58 963)	(83 601)	(98 644)	(107 816)	(111 669)

Contribution tarifaire (3 ans)	291 962	Contribution tarifaire (15 ans)	386 700
Contribution tarifaire (5 ans)	352 348	Contribution tarifaire (20 ans)	305 207
Contribution tarifaire (10 ans)	423 846	Contribution tarifaire (40 ans)	(202 897)
Point mort tarifaire (années)	31,18		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	5,29%		
Indice de profitabilité	1,04		

VENTES

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

CONDITIONS DE RÉALISATION

Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à

l'analyse de rentabilité, R-3867-2013



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

REVENU REQUIS
Paramètres 2017-2018
SRR-VERSION 18.1

Projet Extension - Nouvelle méthode	Type de projet	Extension - Estimation	Représentant
	Type de client	COMMERCIAL	Conseiller
	Région	Québec	OTP
	Municipalité	St-Elzéar	19-000012
	Nbr de clients potentiels		Coût en capital prospectif D-2017-09
	Longueur en mètres linéaires	10 000	5,43%
			Coût en capital prospectif après impôt
			5,01%

	20	21	22	23	24	25
Nombre de clients	30	30	30	30	30	30
Volume en m3	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Coûts de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Autres coûts de projet	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	11 595	11 595	11 595	11 595	11 595	11 595
Amortissement comptable	82 105	82 105	67 607	59 561	55 534	55 355
Taxe sur les services publics	21 544	20 313	19 299	18 405	17 572	16 742
Redevances	2 059	2 059	2 059	2 059	2 059	2 059
Impôts	28 789	28 932	23 871	21 220	20 034	20 200
Rendement	80 491	76 033	71 968	68 515	65 391	62 380
Revenu requis	226 584	221 037	196 399	181 356	172 184	168 331
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	14	14,0000	14,0000	14,0000	14,0000	14,0000
Revenu de distribution (\$)	280 000	280 000	280 000	280 000	280 000	280 000
Contribution tarifaire annuelle	(53 416)	(58 963)	(83 601)	(98 644)	(107 816)	(111 669)

	26	27	28	29	30
Contribution tarifaire annuelle	(115 332)	(119 052)	(122 824)	(126 646)	(130 515)

Contribution tarifaire (3 ans)	291 962	Contribution tarifaire (15 ans)	386 700
Contribution tarifaire (5 ans)	352 348	Contribution tarifaire (20 ans)	305 207
Contribution tarifaire (10 ans)	423 846	Contribution tarifaire (40 ans)	(202 897)
Point mort tarifaire (années)	31,18		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	5,29%		
Indice de profitabilité	1,04		

VENTES

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

CONDITIONS DE RÉALISATION

Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à

l'analyse de rentabilité, R-3867-2013


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

 REVENU REQUIS
 Paramètres 2017-2018
 SRR-VERSION 18.1

Projet Extension - Nouvelle méthode	Type de projet	Extension - Estimation	Représentant
	Type de client	COMMERCIAL	Conseiller
	Région	Québec	OTP
	Municipalité	St-Elzéar	19-000012
	Nbr de clients potentiels		Coût en capital prospectif D-2017-09
	Longueur en mètres linéaires	10 000	Coût en capital prospectif après impôt

	25	26	27	28	29	30
Nombre de clients	30	30	30	30	30	30
Volume en m3	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Coûts de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Autres coûts de projet	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	11 595	11 595	11 595	11 595	11 595	11 595
Amortissement comptable	55 355	55 355	55 355	55 355	55 355	55 355
Taxe sur les services publics	16 742	15 912	15 081	14 251	13 421	12 590
Redevances	2 059	2 059	2 059	2 059	2 059	2 059
Impôts	20 200	20 373	20 489	20 553	20 567	20 534
Rendement	62 380	59 374	56 368	53 363	50 357	47 351
Revenu requis	168 331	164 668	160 948	157 176	153 354	149 485
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	14	14,0000	14,0000	14,0000	14,0000	14,0000
Revenu de distribution (\$)	280 000	280 000	280 000	280 000	280 000	280 000
Contribution tarifaire annuelle	(111 669)	(115 332)	(119 052)	(122 824)	(126 646)	(130 515)
		31	32	33	34	35
Contribution tarifaire annuelle		(134 428)	(138 381)	(142 374)	(146 403)	(150 466)

Contribution tarifaire (3 ans)	291 962	Contribution tarifaire (15 ans)	386 700
Contribution tarifaire (5 ans)	352 348	Contribution tarifaire (20 ans)	305 207
Contribution tarifaire (10 ans)	423 846	Contribution tarifaire (40 ans)	(202 897)
Point mort tarifaire (années)	31,18		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	5,29%		

VENTES

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

CONDITIONS DE RÉALISATION

Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à

l'analyse de rentabilité, R-3867-2013


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

 REVENU REQUIS
 Paramètres 2017-2018
 SRR-VERSION 18.1

Projet Extension - Nouvelle méthode	Type de projet	Extension - Estimation	Représentant	
	Type de client	COMMERCIAL	Conseiller	
	Région	Québec	OTP	19-000012
	Municipalité	St-Elzéar		
	Nbr de clients potentiels		Coût en capital prospectif D-2017-09	5,43%
	Longueur en mètres linéaires	10 000	Coût en capital prospectif après impôt	5,01%

	30	31	32	33	34	35
Nombre de clients	30	30	30	30	30	30
Volume en m3	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Coûts de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Autres coûts de projet	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	11 595	11 595	11 595	11 595	11 595	11 595
Amortissement comptable	55 355	55 355	55 355	55 355	55 355	55 355
Taxe sur les services publics	12 590	11 760	10 930	10 099	9 269	8 439
Redevances	2 059	2 059	2 059	2 059	2 059	2 059
Impôts	20 534	20 458	20 340	20 184	19 991	19 764
Rendement	47 351	44 345	41 340	38 334	35 328	32 322
Revenu requis	149 485	145 572	141 619	137 626	133 597	129 534
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	14	14,0000	14,0000	14,0000	14,0000	14,0000
Revenu de distribution (\$)	280 000	280 000	280 000	280 000	280 000	280 000
Contribution tarifaire annuelle	(130 515)	(134 428)	(138 381)	(142 374)	(146 403)	(150 466)

	36	37	38	39	40
Contribution tarifaire annuelle	(154 561)	(158 686)	(162 840)	(167 021)	(171 226)

Contribution tarifaire (3 ans)	291 962	Contribution tarifaire (15 ans)	386 700
Contribution tarifaire (5 ans)	352 348	Contribution tarifaire (20 ans)	305 207
Contribution tarifaire (10 ans)	423 846	Contribution tarifaire (40 ans)	(202 897)
Point mort tarifaire (années)	31,18		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	5,29%		
Indice de profitabilité	1,04		

VENTES

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

CONDITIONS DE RÉALISATION

Demande portant sur les coûts marginaux de prestation de services de long terme appliqués à

l'analyse de rentabilité, R-3867-2013


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

 REVENU REQUIS
 Paramètres 2017-2018
 SRR-VERSION 18.1

Projet Extension - Nouvelle méthode	Type de projet	Extension - Estimation	Représentant
	Type de client	COMMERCIAL	Conseiller
	Région	Québec	OTP
	Municipalité	St-Elzéar	19-000012
	Nbr de clients potentiels		Coût en capital prospectif D-2017-09
	Longueur en mètres linéaires	10 000	5,43%
			Coût en capital prospectif après impôt
			5,01%

	35	36	37	38	39	40
Nombre de clients	30	30	30	30	30	30
Volume en m3	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Base	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements - Coûts de compteur(s)	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	0	0	0	0	0	0
Autres coûts de projet	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	11 595	11 595	11 595	11 595	11 595	11 595
Amortissement comptable	55 355	55 355	55 355	55 355	55 355	55 355
Taxe sur les services publics	8 439	7 608	6 778	5 948	5 117	4 287
Redevances	2 059	2 059	2 059	2 059	2 059	2 059
Impôts	19 764	19 505	19 216	18 898	18 554	18 184
Rendement	32 322	29 316	26 311	23 305	20 299	17 293
Revenu requis	129 534	125 439	121 314	117 160	112 979	108 774
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	14	14,0000	14,0000	14,0000	14,0000	14,0000
Revenu de distribution (\$)	280 000	280 000	280 000	280 000	280 000	280 000
Contribution tarifaire annuelle	(150 466)	(154 561)	(158 686)	(162 840)	(167 021)	(171 226)

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

Contribution tarifaire (3 ans)	291 962	Contribution tarifaire (15 ans)	386 700
Contribution tarifaire (5 ans)	352 348	Contribution tarifaire (20 ans)	305 207
Contribution tarifaire (10 ans)	423 846	Contribution tarifaire (40 ans)	(202 897)
Point mort tarifaire (années)	31,18		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	5,29%		
Indice de profitabilité	1,04		

VENTES

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

CONDITIONS DE RÉALISATION