
**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE À LA DEMANDE D'EXAMEN DU RAPPORT ANNUEL DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE
ÉNERGIR (ÉNERGIR) POUR L'EXERCICE FINANCIER TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2018**

ADDITIONS À LA BASE – FRAIS GÉNÉRAUX CORPORATIFS

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0164](#), p. 5, réponse 3.1;
 - (ii) Dossier, R-3867-2013, phase 3B, décision [D-2018-080](#), p. 43, par. 146;
 - (iii) Pièce [B-0164](#), p. 10, réponse 4.4;
 - (iv) Pièce [B-0164](#), p. 10 et 11, réponse 4.4.

Préambule :

(i) Énergir présente, dans le tableau « Répartition des FGC pour 2018 entre les projets < et > 1,5 M\$ », les FGC pour les projets hors base > 1,5 M\$ selon la CT 2018 et les données réelles 2018. On observe un écart global à la baisse de 1,992 M\$.

(ii) « [146] De plus, Énergir indique que les FGC spécifiques qui seront attribués aux projets supérieurs au seuil permettront, a posteriori, au moment du rapport annuel, de réduire le montant total des FGC associés aux projets inférieurs au seuil⁷⁰ » [note de bas de page 70] « Pièce A-0179, p. 80, 83 et 84 ». [nous soulignons]

(iii) Énergir présente, sous la forme d'un tableau, les FGC pour les projets >1,5 M\$ hors base. En particulier, aux lignes 3 et 4, il est question des projets « Transmission Ab/rec St-Maurice/Mékinac » et « Transmission Ab/rec STH Dummondville » pour lesquels les FGC prévus (total de 957 k\$) n'ont pas été dépensés au réel.

(iv) « Énergir présente, sous la forme d'un tableau, les FGC pour les projets >1,5 M\$ hors base. En particulier, aux lignes 1 et 2, il est question de deux projets pour lesquels une baisse de 1,3 M\$ est observé entre la CT 2018 et le réel. Énergir justifie cette baisse par le changement de méthodologie de calcul des FGC :

Au tableau 1, Énergir présente les projets majeurs hors base réalisés au cours de l'exercice 2018 ainsi que l'allocation des frais généraux corporatifs correspondants. Lors de l'établissement de la Cause tarifaire 2018, la prévision des frais généraux alloués à certains projets de plus de 1,5 M\$, hors base en 2018, avait été établie selon la méthodologie présentée lors de la Cause tarifaire 2016, qui consistait à appliquer une réduction de 2 % du taux de frais généraux corporatifs par fourchette de 5 M\$ d'investissement. [nous soulignons]

Par ailleurs, comme précisé en demande de renseignements au dossier R-3867-2013, phase 3B, Énergir a établi une nouvelle approche durant l'exercice 2018 pour les projets de plus de 1,5 M\$. Cette méthode a été appliquée sur certains projets déposés et approuvés par la Régie (R-4021-2017 et R-4020-2017), et ce, avant que la décision D-2018-080 ne soit rendue. Ainsi l'allocation des frais généraux corporatifs au réel, en 2018, dépend de la méthodologie utilisée dans le dépôt individuel des projets de plus de 1,5 M\$ ». [notes de bas de pages omises]

[...]

« la baisse des FGC alloués aux projets hors base de plus de 1,5 M\$ s'explique principalement par le changement de méthodologie au réel qui occasionne un écart de -1,3 M\$ (lignes 1 et 2) sur un écart total de -2,0 M\$ ».

Demandes :

- 1.1 Considérant la référence (i), veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle la part imputable des FGC aux projets majeurs hors base, réduit ou augmente, selon le cas, d'autant les FGC réels attribués aux projets < 1,5 M\$, en plus de la part attribuable des FGC aux projets >1,5 M\$ tel que l'indique la référence (ii).

Réponse :

Énergir confirme que la part des FGC attribués aux projets supérieurs à 1,5 M\$ incluse à la base ou étant hors base réduit ou augmente, selon le cas, d'autant les FGC réels attribués aux projets de < 1,5 M\$.

- 1.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les projets hors base que la Régie n'a pas encore autorisés, font en général, par la suite, l'objet d'une demande d'autorisation devant elle. Dans la négative, veuillez justifier.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 1.3 Veuillez justifier qu'aucun investissement n'ait été réalisé en 2018 pour les deux projets hors base identifiés à la référence (iii). Veuillez indiquer si ces projets sont toujours envisagés par Énergir.

Réponse :

Aucun investissement n'a été réalisé en 2018 pour le projet Transmission Ab/rec STH Drummondville, car le projet a été abandonné puisque le client potentiel a choisi de s'implanter sur un autre site. Pour le projet Transmission Ab/rec St-Maurice/Mékinac, aucun investissement n'a été réalisé en 2018 puisque Énergir est en attente de clarifications

quant à la norme CSA Z662 relative aux réseaux de canalisation de pétrole et de gaz qui déterminera la nécessité de réaliser ou non le projet.

- 1.4 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle toute prévision pour les FGC attribuables aux projets hors base dans le cadre des causes tarifaires, pour une année donnée, a un impact direct sur le montant des FGC à attribuer aux projets < 1,5 M\$, donc par conséquent, sur l'évaluation de la rentabilité globale du Plan de développement de ces projets.

Réponse :

Énergir confirme que toute prévision pour les FGC attribuables aux projets de > 1,5 M\$, tant pour les projets inclus à la base ou hors base, aura un impact direct sur les FGC attribués aux projets de < 1,5 M\$ et donc sur la rentabilité globale du Plan de développement de ces projets.

2. **Référence :** Pièce [B-0164](#), p. 9, réponse 4.2.

Préambule :

« Voici les principales explications relativement aux variations significatives du niveau des dépenses assujetties et des taux de capitalisation en référence au tableau de la réponse 4.1. »

Il est à noter qu'au moment de préparer le dossier tarifaire pour les investissements de 2018, le détail des dépenses d'exploitation assujetties aux FGC n'était pas connu. L'évaluation de celles-ci est donc basée sur les dépenses budgétées de l'exercice précédent (2017), auxquelles est ajoutée l'inflation des salaires. Les autres composantes n'ont pas été modifiées.

- (1) Au cours de l'exercice 2018, le coût des différents montages a fortement augmenté en raison de la réception de pièces non conformes, ce qui a occasionné des délais, donc du temps supplémentaire, afin de pouvoir livrer ces montages selon l'échéancier prévu. De plus, 50 % du salaire et des avantages sociaux d'une personne dédiée à la préfabrication des montages sont maintenant inclus dans les dépenses assujetties. Ils n'étaient pas reflétés lors de la préparation du dossier tarifaire 2018, mais le seront à compter de celui de 2020.*
- (2) La gestion des priorités et la réorganisation du travail ont eu pour effet de réduire certaines dépenses et de reporter quelques activités à l'exercice 2019.*
- (3) Ces trois services ont réorganisé leurs activités au cours de l'exercice afin d'optimiser les ressources. Au net, l'impact de ces changements est marginal: réduction des FGC de 37 k\$.*
- (4) La croissance des dépenses réelles de la transmission pour l'exercice 2018 a été occasionnée par la mise en application de nouvelles normes et de nouvelles règles en santé et sécurité qui*

entraînent la hausse des frais de déplacement, d'outillage, d'équipement, de matériaux. La complexité des nouveaux postes de compression mis en service au cours de l'exercice ont aussi mis une pression à la hausse sur les dépenses de transmission et ont nécessité un nombre d'heures capitalisables exceptionnel afin de procéder à la mise en marche et aux derniers ajustements de ces postes.

La hausse de la capitalisation des autres centres de coûts s'explique de façon générale par l'application des nouvelles règles de santé et sécurité qui augmente le nombre d'heures requis pour réaliser certaines tâches ». [nous soulignons]

Demandes :

- 2.1 Veuillez préciser à quels services réfèrent les « trois services » de l'alinéa (3) cité en référence.

Réponse :

Les trois services en référence sont ceux identifiés par le chiffre (3) dans le tableau de la réponse à la question 4.1 de la référence [B-0164](#), p. 8. Il s'agit des services de l'administration des contrats, des approvisionnements biens & services corporatifs ainsi que de l'administration des contrats entrepreneurs.

- 2.2 Veuillez élaborer sur la nature des nouvelles règles et normes en santé et sécurité auxquelles réfère l'alinéa (4) cité en référence.

Réponse :

Tout d'abord, Énergir tient à apporter une précision supplémentaire relative à sa réponse à la question 4.2 de la référence B-0164, p. 9, alinéa (4). Dans ce paragraphe, Énergir mentionne que la mise en application de nouvelles normes et de nouvelles règles en santé et sécurité avait occasionné la croissance des dépenses réelles de la transmission pour l'exercice 2018. Énergir tient à préciser que les normes mentionnées ci-haut ne sont pas reliées à la santé et sécurité au travail. Il s'agit de normes diverses, par exemple, de nouvelles normes du groupe de l'Ingénierie. Les règles, quant à elles, sont directement reliées avec la santé et la sécurité au travail.

Les nouvelles normes découlent d'un balisage des pratiques d'autres gazières quant à l'entretien préventif des compresseurs et des installations connexes. Le balisage s'est traduit par une révision complète du programme d'entretien et en a augmenté la fréquence afin d'assurer la sécurité du réseau.

En ce qui a trait aux règles visant la santé et la sécurité au travail (SST), il s'agit principalement de nouvelles exigences concernant la signalisation, les travaux en hauteur et les temps de repos minimums :

- **Signalisation** : Certains travaux, qui étaient historiquement réalisés par un technicien, doivent dorénavant être exécutés à deux ou plusieurs. De plus, dans certains cas, les travaux nécessitent les services de firmes externes pour la conception de plan de signalisation ou la location de camions atténuateurs d'impact (camions stationnaires) pour les travaux en bordure de voies rapides;
- **Travaux en hauteur** : Hausse des temps moyens ainsi qu'une hausse des dépenses externes pour la location d'équipements de levage. Ces travaux étaient anciennement réalisés par un technicien sur son échelle;
- **Temps de repos minimum** : Les activités du groupe transmission couvrent un grand territoire ce qui occasionne beaucoup de temps de déplacement. Avec la nouvelle mesure, certaines activités sont maintenant planifiées sur deux jours plutôt qu'un afin de respecter le temps de repos requis, ce qui occasionne des frais d'hébergement et d'allocation forfaitaire supplémentaires.

Entre 2017 et 2018, Énergir a ajouté six postes à la transmission afin de faire face aux changements instaurés dans l'entretien préventif des installations et pour assurer la santé et sécurité des employés.

- 2.3 Veuillez justifier que la mise en application de nouvelles règles et normes en santé et sécurité auxquelles réfère l'alinéa (4) et les éléments mentionnés au dernier paragraphe cité en référence n'aient pas été prévues dans le dossier tarifaire 2018.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse de la question 4.2 de la référence B-0164, p. 9, au moment de préparer le dossier tarifaire pour les investissements de 2018, les informations affectant les dépenses d'exploitation des différents centres de coûts n'étaient pas connues.

Également, puisque Énergir était en allégement réglementaire au moment de préparer le dossier tarifaire 2018, l'enveloppe globale des dépenses d'exploitation était connue, mais la répartition aux différents secteurs n'était pas encore déterminée.

- 2.4 Veuillez préciser si la mise en application de nouvelles règles et normes en santé et sécurité sont circonstancielles à la nature des projets visés réalisés en 2018 ou si elles devront être appliquées dorénavant.

Réponse :

Les nouvelles mesures en santé et sécurité sont appliquées de façon générale et permanente à tous les projets et à toutes les activités de l'entreprise. Énergir en fait une priorité.

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0164](#), p. 10 et 11, réponse 4.4;
 - (ii) Dossier R-3867-2013, phase 3B, pièce [B-0298](#), p. 26 et 27, R7.1;
 - (iii) Dossier R-3867-2013, phase 3B, décision [D-2018-080](#), p. 45, par. 157;

Préambule :

(i) « Énergir présente, sous la forme d'un tableau, les FGC pour les projets >1,5 M\$ hors base. En particulier, aux lignes 1 et 2, il est question de deux projets pour lesquels une baisse de 1,3 M\$ est observé entre la CT 2018 et le réel. Énergir justifie cette baisse par le changement de méthodologie de calcul des FGC :

Au tableau 1, Énergir présente les projets majeurs hors base réalisés au cours de l'exercice 2018 ainsi que l'allocation des frais généraux corporatifs correspondants. Lors de l'établissement de la Cause tarifaire 2018, la prévision des frais généraux alloués à certains projets de plus de 1,5 M\$, hors base en 2018, avait été établie selon la méthodologie présentée lors de la Cause tarifaire 2016, qui consistait à appliquer une réduction de 2 % du taux de frais généraux corporatifs par fourchette de 5 M\$ d'investissement.

Par ailleurs, comme précisé en demande de renseignements au dossier R-3867-2013, phase 3B, Énergir a établi une nouvelle approche durant l'exercice 2018 pour les projets de plus de 1,5 M\$. Cette méthode a été appliquée sur certains projets déposés et approuvés par la Régie (R-4021-2017 et R-4020-2017), et ce, avant que la décision D-2018-080 ne soit rendue. Ainsi l'allocation des frais généraux corporatifs au réel, en 2018, dépend de la méthodologie utilisée dans le dépôt individuel des projets de plus de 1,5 M\$ ».

[...]

« la baisse des FGC alloués aux projets hors base de plus de 1,5 M\$ s'explique principalement par le changement de méthodologie au réel qui occasionne un écart de - 1,3 M\$ (lignes 1 et 2) sur un écart total de -2,0 M\$ ». [nous soulignons] [notes de bas de pages omises]

(ii) 7.1 Veuillez indiquer si la méthodologie actuelle de détermination des frais généraux de projets d'extension de réseau (ayant des coûts de plus de 1,5 M\$) continue à être celle présentée à la référence (i). Si ce n'est pas le cas, veuillez expliquer la méthodologie suivie.

Réponse :

Depuis janvier 2017, une nouvelle méthodologie de détermination du montant des frais généraux corporatifs (« FG corporatifs ») est en vigueur pour les nouveaux projets de plus de 1,5 M\$. Ainsi, un taux de 14,53 % est appliqué aux premiers 1,5 M\$ du projet et un taux uniforme de 2 % s'applique sur le montant excédentaire à 1,5 M\$. [nous soulignons]

(iii) [157] Pour ce qui est des FGC imputables aux projets supérieurs au seuil, la Régie approuve, à compter de la présente décision, la méthode de détermination des FGC proposée par Énergir,

utilisée depuis janvier 2017, qui applique un taux de 14,53 % aux premiers 1,5 M\$ du coût du projet et un taux de 2 % au montant du coût du projet excédentaire à 1,5 M\$.

Demandes :

- 3.1 Veuillez concilier les extraits soulignés des références (i) et (ii) en lien avec la date du début de l'application de la nouvelle méthodologie de calcul des FGC pour les projets >1,5 M\$.

Réponse :

Les investissements en immobilisations ont été prévus en novembre 2016 afin de permettre un dépôt de la Cause tarifaire 2018, à la Régie, le 1^{er} mars 2017. Ainsi, lorsque la nouvelle méthodologie concernant les frais généraux capitalisés a été développée et implantée en janvier 2017, il n'était pas possible de mettre à jour les données prévisionnelles de la Cause tarifaire 2018 sans en retarder le dépôt.

- 3.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle Énergir, pour les projets cités aux lignes 1 et 2 du tableau mentionné en référence (i), a utilisé des méthodologies différentes de calcul des FGC dans le cadre de la Cause tarifaire et au réel.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 3.3 Veuillez fournir le montant de l'écart entre les FGC évalués dans le cadre de la cause tarifaire la Cause tarifaire et au réel, en appliquant la même méthodologie de calcul, soit celle appliquée depuis janvier 2017 par Énergir et approuvée par la Régie (référence (iii)).

Réponse :

Répartition des frais généraux corporatifs pour 2018 entre les projets > et < à 1,5 M\$
en milliers de \$

	CT 2018 déposée	CT 2018 réévaluée ⁽¹⁾	Réel 2018	écart réel vs CT déposée	écart réel vs CT réévaluée
Frais généraux corporatifs totaux pour 2018	17 497	17 497	18 652	1 156	1 156
(-) Allocation des frais généraux corporatifs pour projets > 1,5 M\$ hors base	(2 708)	(1 598)	(715)	1 992	883
Frais généraux corporatifs inclus dans la base de tarification en 2018	14 789	15 898	17 937	3 148	2 039
(-) Allocation des frais généraux corporatifs pour projets > 1,5 M\$ dans la base	(451)	(451)	(605)	(154)	(154)
Enveloppe résiduelle de frais généraux corporatifs alloués aux projets < 1,5 M\$ dans la base	14 338	15 447	17 332	2 994	1 885

⁽¹⁾ Réévaluation des frais généraux capitalisés pour le projet Saint-Marc-des-Carières (R-4021-2017) et le projet MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan (R-4020-2017) en fonction de la méthodologie de calcul en vigueur depuis janvier 2017 correspondant à appliquer un taux de 14,53 % aux premiers 1,5 M\$ du projet et un taux uniforme de 2 % s'appliquant sur le montant excédentaire à 1,5 M\$.

PLAN DE DÉVELOPPEMENT

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0164](#), p. 21 à 23, réponses 8.6, 8.7 et 8.8;
 - (ii) Dossier R-3867-2013, phase 3B, décision [D-2018-080](#);
 - (iii) Dossier R-3867-2013, phase 3B, pièce [B-0298](#) p. 33et 34.

Préambule :

(i) « 8.6 Selon la référence (v), la Nouvelle méthodologie devant être appliquée à l'évaluation du plan de développement 2020 qui sera déposé dans le dossier tarifaire 2019-2020, le suivi a posteriori après trois ans correspondant à ce plan de développement sera déposé à la Régie dans le dossier du rapport annuel au 30 septembre 2023. Veuillez confirmer.

Réponse :

Énergir le confirme.

8.7 Énergir constate qu'un suivi a posteriori après six ans du plan de développement a peu de valeur ajoutée par rapport à un suivi a posteriori après trois ans (référence (vi)). Veuillez indiquer si Énergir considère que ce constat peut être extrapolé aux suivis a posteriori à venir des plans de développement à partir de 2020, dans le contexte de l'application de la Nouvelle méthodologie. Dans l'affirmative, veuillez justifier.

Réponse :

À l'exception des « cas d'exception » (repavages routiers et parcs industriels), Énergir considère que ce constat peut être extrapolé, puisque le suivi a posteriori après trois ans serait suffisamment représentatif de la réalité grâce au pourcentage de données réelles relativement élevé que l'on obtient après trois ans. [...]

8.8 Veuillez commenter l'opportunité, pour la Régie, de suspendre l'ordonnance mentionnée à la référence (i) jusqu'à ce qu'Énergir ait démontré que le suivi a posteriori après six ans de plans de développement à partir de 2020 présenterait également peu de valeur ajoutée par rapport au suivi a posteriori après trois ans.

Réponse :

Énergir est d'avis qu'il y a lieu de suspendre l'ordonnance de la décision D-2018-080 (paragr. 420) relativement au suivi a posteriori après six ans du plan de développement des investissements inférieurs au seuil.

« [420] La Régie ordonne également à Énergir de mettre en place, dans le cadre du prochain rapport annuel, un suivi a posteriori après six ans pour le Plan de développement des investissements inférieurs au seuil et des investissements de cas d'exception ».

Énergir estime que les constats qu'elle a faits dans le dossier du suivi a posteriori de ses plans de développement s'extrapolent aux plans de développement 2020 et suivants. Le pourcentage de données réelles est suffisamment élevé dans le suivi après trois ans, comme en témoigne les données

de 2009 à 2015 des tableaux 1 à 4 de la pièce B-0090, Énergir-14, Document-4. [...] [nous soulignons]

(ii) Le tableau suivant résume les points de décision (D-2018-080) relatifs à certains paramètres de la nouvelle méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension (Nouvelle méthodologie) ainsi que ceux de la méthode SMA (Ancienne méthodologie) appliquée depuis 2015 par Énergir.

Paramètres	Ancienne méthodologie	Nouvelle méthodologie
Revenus	Seulement les revenus engagés contractuellement sont considérés pour le calcul de la rentabilité	Seulement les revenus engagés contractuellement sont considérés pour le calcul de la rentabilité Ajustement de -15% aux prévisions de ventes.
Coût des compteurs	Pas de réinvestissement	Réinvestissement à considérer selon la durée de vie utile du compteur
Frais généraux corporatifs	Ces coûts sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité projet par projet	Ces coûts sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité globale du plan de développement
Frais généraux entrepreneur	Ces coûts sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité projet par projet.	Ces coûts sont considérés dans la rentabilité de la rentabilité projet par projet
IP	TRI > SMA	IP ≥ 1 (projet inférieur ou supérieur au seuil de 1,5 M\$) IP ≥ 1,3 (portefeuille, tous marchés confondus)
Point mort tarifaire	Pas de point mort tarifaire	Seuil minimal : 18 ans Le portefeuille de projets devra satisfaire le plus contraignant des critères entre le point mort tarifaire de 18 ans et l'IP de 1,3
Contribution	Pour les projets sans expectativa de rentabilité à terme, une contribution peut être demandée si le TRI < CCP. Pour les projets avec expectativa de rentabilité à terme, une contribution peut être demandée si le TRI < SMA.	<i>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 doit, à la conclusion du contrat, convenir avec le client d'une contribution financière à payer par le client, sauf dans des cas exceptionnels qui devront être justifiés a posteriori à la Régie. (art. 4.3.4 des Conditions de service d'Énergir)</i>

(iii) [...]

Analyse des résultats du marché résidentiel

La variation moyenne entre le TRI a posteriori (incluant la densification, en tarifs d'origine) et le TRI a priori pour les cinq plans de développement est de +0,12 % et la population se compose de 278 projets d'extension résidentiels.

Pour les plans de développement 2009 à 2011, le TRI a posteriori est supérieur au TRI a priori et la variation moyenne pour ces trois années est de +1,90 %⁶. Ainsi, Gaz Métro constate que pour les projets d'extension résidentiels, l'expectative de rentabilité se matérialise après plus de 5 ans. [note de bas de page omise]

Pour les plans de développement 2012 et 2013, le TRI *a posteriori* est inférieur au TRI *a priori*. Avec seulement trois et quatre ans de données réelles, certains des projets d'extension résidentiels n'ont pas encore atteint leur pleine maturité par rapport à leur prévision *a priori* et il reste des clients à raccorder aux années à venir. Dans la présente analyse *a posteriori*, aucune projection de volumes n'a été faite et les données sont 100 % réelles.

Analyse des résultats du marché affaires

La variation moyenne entre le TRI *a posteriori* et le TRI *a priori* pour les cinq plans de développement est de +2,94 % et la population se compose de 527 projets d'extension affaires. Prendre note que pour les plans de développement 2012 (+2,08 %) et 2013 (-1,33 %), la variation de TRI est moindre que pour les plans 2009 (+5,57 %), 2010 (+6,70 %) et 2011 (+1,68 %), car l'expectative de rentabilité n'a pas été pleinement réalisée puisque nous sommes seulement quatre ans et trois ans plus tard. Ainsi, si nous calculons la moyenne pour les plans 2009, 2010, 2011, l'augmentation du TRI est de 4,65 %. [...] [nous soulignons]

Demandes :

- 4.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle, en dépit des différences entre les paramètres de l'ancienne et de la Nouvelle méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements <1,5 M\$ (références (ii)), Énergir est d'avis que les constats qu'elle fait dans le suivi *a posteriori* du Plan de développement 2012, appliquant l'ancienne méthodologie, peuvent être extrapolés aux suivis *a posteriori* des Plans de développement 2020 et suivants appliquant la Nouvelle méthodologie.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 4.2 Considérant la différence observée entre les paramètres de l'ancienne et de la nouvelle méthodologie (référence (ii)), veuillez justifier, à ce stade, que les constats relatifs aux suivis *a posteriori* après trois et six ans puissent être extrapolés de l'application d'une méthodologie à l'autre.

Réponse :

Tel que mentionné à la réponse à la question 8.5 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie (pièce B-0164 citée en référence (i)), la rentabilité *a posteriori* qui est mesurée trois ans plus tard est évaluée avec les mêmes paramètres d'origine que ceux utilisés dans le plan de développement des ventes *a priori*. Cela permet d'éviter de mesurer des écarts dus à des changements de paramètres ou de méthodologie entre le *a priori* et le *a posteriori*. Les changements de paramètres de coûts, de volumes prévus ou de calculs de rentabilité entre l'ancienne méthodologie et la nouvelle méthodologie n'affecteront pas la matérialisation des résultats dans le temps. Énergir est d'avis que le constat relatif au

pourcentage de données réelles relativement élevé qu'elle a observé après trois ans n'est peu ou pas influencé par le changement de méthodologie indiqué au tableau de la référence (ii) et sinon qu'il sera amélioré. En effet, une expectative était parfois considérée avec l'ancienne méthodologie. La nouvelle méthodologie limite les revenus prévus à ceux engagés contractuellement seulement. Le seul écart de résultats entre le suivi 3 ans et 6 ans qu'Énergir anticipe s'applique donc aux projets ayant une expectative de résultats, soit les quelques projets de parcs industriels et de repavage.

- 4.3 Tenant compte de la réponse à une demande de renseignements citée en référence (ii), veuillez justifier la demande d'Énergir de mettre fin au suivi *a posteriori* des plans de développement des investissements inférieurs au seuil de 1,5 M\$, six ans après la présentation du plan *a priori* (suivi de la décision D-2018-080).

Réponse :

La réponse à la demande de renseignements citée à la référence (iii) s'inscrivait dans le contexte de la demande d'Énergir relativement à la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau afin de permettre l'approbation de projets *a priori* avec un IP entre 0,8 et 1,0, mais ayant une expectative de densification permettant de les rentabiliser. Cette demande a été refusée par la Régie (D-2018-080, paragr. 314).

Énergir souhaite rappeler que pour répondre à la demande de renseignements citée à la référence (iii), elle a utilisé une méthodologie alternative à celle du suivi *a posteriori* après trois ans, qui faisait en sorte d'inclure toutes les ventes en densification reliées au projet d'extension initial, et ce, indépendamment de l'année financière du plan de développement à laquelle la vente s'est rapportée. Énergir a répondu à une demande de renseignements à cet égard (R-3867-2013, B-0298, Gaz Métro-9, Document 1, p. 37, question 9.6). L'objectif de l'utilisation de cette méthodologie alternative était de pouvoir démontrer comment les ventes de densification se matérialisaient dans le temps par rapport à leur projet d'extension d'origine et non de mesurer la rentabilité *a posteriori* d'un plan de vente *a priori* tel qu'il est déposé après trois ans au rapport annuel.

La proposition d'Énergir était de faire un suivi *a posteriori* après six ans seulement pour les projets ayant une expectative de rentabilisation après trois ans, soit les projets avec un IP entre 0,8 et 1,0 ou les parcs industriels et repavage ayant une expectative de densification. Comme la Régie a refusé les projets ayant un IP entre 0,8 et 1,0 avec expectative, Énergir juge que le suivi *a posteriori* après six ans demeure pertinent pour les projets de parcs industriels et repavage seulement, puisque seuls ces projets pourront avoir une expectative significative qui se matérialisera après trois ans. Pour les autres types de projets, le changement de méthodologie limite la possibilité de considérer une expectative *a priori* en ne considérant que les revenus engagés contractuellement. Comme une certaine expectative était parfois considérée avec l'ancienne méthodologie, le pourcentage élevé de données réelles s'étant matérialisé après trois ans demeure et pourrait même être supérieur selon la

nouvelle méthodologie. Énergir juge donc que faire un suivi *a posteriori* après six ans pour l'ensemble des ventes, et non seulement pour les ventes ayant une expectative, mobiliserait beaucoup d'efforts pour peu de valeur ajoutée, comme la Régie l'a déjà reconnu par le passé (D-2015-125, paragr. 120).

PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU – PLESSIVILLE

5. Référence : [Pièce B-0129](#), p. 2.

Préambule :

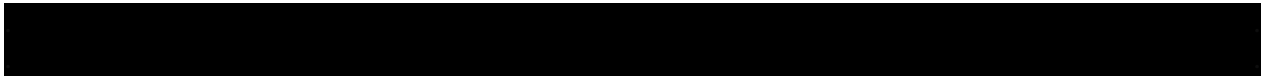


Demandes :



Réponse :

Énergir confirme que le certificat d'autorisation a été reçu.



Réponse :

Énergir n'a pas d'objection à poursuivre le suivi du projet tant qu'il n'est pas finalisé.

PROGRAMMES ET ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PAEÉ)

6. **Références :**
- (i) Dossier R-3809-2012, [D-2013-106](#), p. 100;
 - (ii) Dossier R-4024-2017, [D-2018-096](#), p. 49;
 - (iii) Pièce [B-0085](#), annexe F, p. 6;
 - (iv) Pièce [B-0164](#), p. 42 et 43;
 - (v) Dossier R-3871-2013, [B-0129](#), p. 9;
 - (vi) Dossier R-3871-2013, [B-0126](#), p. 14;
 - (vii) Dossier R-4024-2017, [B-0195](#), p. 37.

Préambule :

(i) « [445] *La Régie ordonne à [Énergir] de fournir, pour chacun des programmes du PGEÉ, le détail des montants engagés dans les années précédentes qui seront payés dans l'année tarifaire en cours, les montants engagés et payés dans l'année et les montants engagés dans l'année qui seront payés dans des années futures. Ces détails devront être présentés en mode prévisionnel au dossier tarifaire, à compter du dossier tarifaire 2014, et en mode réel au dossier d'examen du rapport annuel, à compter du dossier 2013.* [nous soulignons]

(ii) « [169] *La Régie rejette la demande d'Énergir de mettre fin au suivi de la décision D-2013-106. Elle lui demande de continuer à déposer la même information que celle présentée à la page 10 de la pièce B-0071 du dossier R-3992-2016, ainsi que celle déposée au présent dossier en réponse à une DDR de la Régie.* » [nous soulignons]

(iii) En suivi à la décision D-2013-106, par. 445, dans le présent dossier de fermeture (2017-2018), Énergir présente le Tableau F3 ci-dessous.

Tableau F3 : Montants engagés et payés selon l'année

Programme/volet	Nombre total de participants bruts 2017-2018	Aide financière totale versée 2017-2018	Nombre de participants bruts engagés avant 2017-2018	Montants engagés avant 2017-2018	%	Nombre de participants bruts engagés en 2017-2018	Montants engagés et payés en 2017-2018	%
Appareils efficaces - résidentiel	4 035	1 090 814 \$	1 946	531 190 \$	49%	2 089	559 624 \$	51%
Thermostat programmable et intelligent	2 642	118 814 \$	1 218	48 040 \$	40%	1 424	70 774 \$	60%
Chaudières efficaces	702	632 000 \$	277	249 500 \$	39%	425	382 500 \$	61%
Chauffe-eau sans réservoir Energy Star	144	50 850 \$	53	16 850 \$	33%	91	34 000 \$	67%
Combo à condensation (projet pilote)	547	289 150 \$	398	216 800 \$	75%	149	72 350 \$	25%
Soutien MFR	441	40 535 \$	373	29 036 \$	72%	68	11 499 \$	28%

(iv) Énergir indique à sa réponse 13.2 qu'en suivi à la décision D-2013-106, par. 445, au cours des Rapports annuels 2012-2013 à 2016-2017, elle a présenté un tableau similaire à celui présenté à la référence (iv) en suivi à la même décision. Elle indique que :

« Dans chacun de ces dossiers, la Régie a eu l'opportunité d'analyser les résultats présentés par Énergir et de rendre une décision dans chacun de ces dossiers; décisions qui ne faisaient pas mention du fait que le tableau présenté par Énergir ne répondait pas aux besoins de la Régie.

Énergir comprend donc que l'information, telle que présentée, répondait aux besoins de la Régie et à la décision D-2013-106 ».

(v) En suivi à la décision D-2013-106, par. 445, dans le dossier de fermeture (2012-2013), Énergir présente un tableau sans inclure les montants engagés dans l'année qui seront payés dans des années futures.

(vi) À la demande de la Régie, Énergir fournit un tableau qui inclut les montants engagés dans l'année qui seront payés dans des années futures pour chacun des programmes du PGEE.

Programme	A Engagés avant et payé en 2012-2013	B Engagés avant et payés après 2012-2013	C Montants totaux engagés avant 2012-2013	D Engagés et payés en 2012-2013	E Engagés en 2012-2013 et payés après	F Montants totaux engagés en 2012-2013
PE103	58 200 \$	43 515 \$	101 715 \$	29 910 \$	45 600 \$	75 510 \$
PE111	162 300 \$	53 000 \$	215 300 \$	246 400 \$	235 200 \$	481 600 \$
PE113	92 650 \$	68 200 \$	160 850 \$	13 950 \$	52 100 \$	66 050 \$
PE123	36 300 \$	39 600 \$	75 900 \$	22 550 \$	40 700 \$	63 250 \$

(vii) La Régie demande le suivi à la décision D-2013-106, par. 445, dans le dossier de fermeture (2016-2017), mais le tableau présenté exclut les montants engagés dans l'année qui seront payés dans des années futures.

Demande :

6.1 Veuillez présenter le suivi complet de la décision D-2013-106, par. 445, à la référence (i), tel qu'ordonné. Pour compléter la preuve à la pièce (iii), veuillez donc inclure une colonne pour les montants engagés dans l'année 2017-2018 qui seront payés dans des années futures.

Réponse :

Pour la même raison que celle évoquée dans le dossier R-4043-2018, Énergir n'est toujours pas en mesure de fournir l'information tel que demandé concernant les dossiers engagés pour le moment. À ce sujet, Énergir réfère la Régie à la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie¹ ainsi qu'aux notes sténographiques de l'audience du 21 mars 2019².

Néanmoins, Énergir soumet qu'elle a déjà fourni, en réponse à une demande de renseignements³, un tableau présentant une prévision des montants engagés à payer dans la Cause tarifaire 2018-2019. Les données présentées au tableau B-3 permettraient à la Régie d'avoir une bonne idée des montants anticipés engagés pour cette période. Les première et dernière colonnes de ce tableau indiquent les montants prévus engagés avant 2017-2018 et

¹ R-4043-2018, C-Énergir-0041, Énergir-3, Document 11, pp. 1-2.

² R-4043-2018, A-0125, Notes sténographiques de l'audience du 21 mars 2019, volume 7, pages 100 à 102.

³ R-4018-2017, B-0160, GM-T, Document 1, p.41.

payés en 2017-2018 ainsi que les montants prévus engagés avant 2017-2018 et payés après 2017-2018. De plus, tel que démontré par Énergir par son analyse des montants engagés à payer dans sa preuve de la Cause tarifaire 2018-2019⁴, ces prévisions restent proportionnellement stables d'une année à l'autre.

De plus, Énergir réfère respectueusement la Régie à la réponse à la question 13.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie⁵. Tel que précisé, les informations présentées par Énergir sont conformes aux exigences de la décision D-2018-096, qui prenait en compte le paragraphe 445 de la décision D-2013-106 :

« [168] Malgré la stabilité dans les résultats des quatre dernières années, la Régie est d'avis que les renseignements demandés au paragraphe 445 de la décision D-2013-106 permettent de faire un suivi de la gestion des aides financières par programme du PGEÉ et qu'ils ont une importance particulière lorsqu'un programme n'est pas reconduit.

[169] La Régie rejette la demande d'Énergir de mettre fin au suivi de la décision D-2013-106. Elle lui demande de continuer à déposer la même information que celle présentée à la page 10 de la pièce B-0071 du dossier R-3992-2016, ainsi que celle déposée au présent dossier en réponse à une DDR de la Régie. »

Le Tableau F3 présenté à la référence (iii) présente exactement les mêmes informations que celles présentées à la page 10 de la pièce B-0071 du dossier R-3992-2016 et que celles de la page 35 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie au dossier R-4024-2017⁶. Le tableau F3 de la référence (iii) répond donc à l'ordonnance de la Régie dans sa décision D-2018-096.

⁴ R-4018-2017, B-0258, GM-J, Document 3, Annexe D, pp.3-4.

⁵ B-0164, Énergir-46, Document 1.

⁶ R-4024-2017, B-0171, Énergir 44, Document 1.

PLAN APPROVISIONNEMENT

7. **Références :**
- (i) Pièce B-0080, Annexe 5 (sous pli confidentiel);
 - (ii) Pièce B-0162, p. 100, réponse 34.1 (sous pli confidentiel);
 - (iii) Pièce [B-0164](#), p. 101, réponse 34.4;
 - (iv) Pièce B-0162, p. 101, réponse 34.5 (sous pli confidentiel);
 - (v) R-4008-2017, pièce B-0021, annexe 3 (sous pli confidentiel);
 - (vi) R-4008-2017, pièce [B-0022](#), annexe 5;
 - (vii) Décision [D-2017-041](#), par. 85 et 88.

Préambule :

(i) Énergir présente les [REDACTED] pour la période du 1^{er} octobre 2017 au 30 septembre 2018.

(ii) « Pour l'analyse démontrant que les transactions [REDACTED] auprès de la société apparentée sont à l'avantage de la clientèle ainsi que les informations requises en vertu de la décision D-2017-041, veuillez-vous référer à la référence (ii) et au dossier R-4008-2017, à la pièce B-0022, Gaz Métro-1, Document 1, annexe 3.

Pour l'attestation de l'application du Code de conduite, veuillez vous référer à la pièce B-0141 et au dossier R-4008-2017, à la pièce B-0022, Gaz Métro-1, Document 1, annexe 5 ».

(iii) « La demande présentée dans le cadre du présent dossier relatif au Rapport annuel 2018 porte sur les transactions intervenues au cours de la période 2017-2018 afin de les faire approuver sous l'article 81 de la Loi sur le Régie de l'énergie en conformité avec la décision D-2017-041 (voir réponse à la question 34.3). Il s'agit donc d'une demande pouvant être qualifiée de similaire, voire d'identique, à celle déposée au dossier R-4008-2017 dans la mesure où elle vise les transactions découlant de l'entente de principe; ces dernières étant les manifestations concrètes de ce qui a été convenu dans l'entente.

Sous réserve des autres transactions qui pourraient possiblement être conclues dans l'avenir sous cette entente et qui nécessiteront elles aussi une approbation spécifique de la Régie au rapport annuel, Énergir est d'avis que la décision à intervenir dans le présent dossier réglera la question de l'approbation qu'il lui est nécessaire d'obtenir en vertu de l'article 81 de la Loi sur le Régie de l'énergie. Par conséquent, Énergir juge que la demande déposée dans le dossier R-4008-2017 n'a plus de raison d'être ». [nous soulignons]

(iv) « Oui, [REDACTED]

» [nous soulignons]

(v) À l'annexe 3, Énergir présente les détails entourant la signature du contrat avec l'usine de biométhanisation de la ville d'Hamilton.

(vi) À l'article 3 de l'annexe 5, « Attestation de conformité avec le Code de conduite du Distributeur régissant les transactions entre apparentées du groupe Corporatif », déposée par Énergir :

« 3. Tidal ne correspond pas à une « entité apparentée du groupe corporatif » de Gaz Métro au sens de la définition prévue l'article 1 du Code de conduite du distributeur régissant les transactions entre apparentée du groupe corporatif (« Code de conduite » puisqu'elle ne se retrouve pas à l'organigramme corporatif de Gaz Métro »;

(vii) À la décision D-2017-041 :

« [85] Considérant l'encadrement mis en place, notamment le Code de conduite, les règles de régie interne, l'application du principe de la diversité des fournisseurs et les mesures internes et contractuelles permettant de mitiger les risques, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'éliminer les limites maximales quotidiennes pour les transactions d'achats de gaz naturel de moins d'un an.

[88] Pour ces motifs, la Régie approuve les modifications proposées par Gaz Métro quant aux règles applicables aux transactions avec des sociétés apparentées en matière d'approvisionnement, telles que présentées à la pièce B-0012³⁶, sous réserve des ajustements décrits ci-après ». [note de bas de page omise] [nous soulignons]

Demandes :

7.1 Veuillez indiquer en vertu de quelles Conditions de service et Tarif d'Énergir et dispositions contractuels, [REDACTED], telles que présentées à la référence (i), ont été effectuées dans le but [REDACTED] tel que mentionné à la référence (iv). Veuillez expliquer.

Réponse :

Aucune *Conditions de service et Tarif* d'Énergir n'encadre les transactions de GNR. Énergir applique la méthode proposée dans le cadre du dossier R-4008-2017. Par ailleurs, Énergir souligne que le GNR acheté par l'intermédiaire des transactions de GNR présentées à la référence (i) a été livré auprès de clients spécifiques ayant convenu avec elle d'ententes contractuelles prévoyant que le prix payé sera ultimement celui qui découlera du tarif qu'approuvera la Régie dans le dossier R-4008-2017.

7.2 Veuillez indiquer si [REDACTED] dont il est question à la référence (iv) sont des clients en gaz de réseau d'Énergir? Veuillez élaborer.

Si oui, veuillez indiquer si ces clients spécifiques auraient pu s'approvisionner en GNR directement auprès de Tidal Energy, en vertu de l'article 11.2 « Service fourni par le client » des Conditions de service et Tarif.

Réponse :

Les clients spécifiques sont en gaz de réseau, sauf pour un client, qui combine l'achat direct et le gaz de réseau GNR. En effet, les clients peuvent s'approvisionner directement auprès de fournisseurs, que ce soit pour du gaz naturel ou du GNR. Cependant, selon les informations détenues par Énergir, [REDACTED]

7.3 Veuillez élaborer sur la demande d'approuver [REDACTED], telles que présentées à la référence (i), en vertu de l'article 81 de la Loi sur la Régie de l'énergie, considérant la référence (vi) indiquant que Tidal ne correspond pas à une « entité apparentée du groupe corporatif » au sens de la définition prévue l'article 1 du Code de conduite du distributeur.

Réponse :

L'article 81 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (Loi) prévoit que « [l]orsqu'un distributeur de gaz naturel est approvisionné en gaz naturel par un fournisseur qui a un intérêt direct ou indirect dans son entreprise, il doit soumettre le contrat d'approvisionnement à l'approbation de la Régie ».

Ainsi, considérant (1) qu'Énergir est un distributeur de gaz naturel, (2) que Tidal Energy est un fournisseur qui a un intérêt direct ou indirect dans l'entreprise d'Énergir⁷ et (3) que les transactions conclues entre Énergir et Tidal Energy constituent des contrats d'approvisionnement en gaz naturel renouvelable (GNR), Énergir est d'avis que l'article 81 de la Loi trouve application et que les transactions ainsi conclues doivent être soumises à l'approbation de la Régie dans le cadre du présent dossier.

Par ailleurs, comme mentionné à la réponse à la question 34.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie (B-0162, Énergir-46, Document 1), Énergir base sa demande sur l'article 81 de la Loi, tel qu'interprété par la Régie au paragraphe 90 de sa décision D-2017-041 : « [...] la Régie ordonne à [Énergir] de déposer pour approbation spécifique en vertu de l'article 81 de la Loi, dans le cadre du rapport annuel, pour chacune

⁷ Tidal Energy est une filiale d'Enbridge Inc., apparaissant elle-même à l'organigramme corporatif d'Énergir. Voir à cet effet la pièce B-0022, Gaz Métro-1, Document 1, annexe 3, page 1, lignes 11 à 14 du dossier R-4008-2017, la pièce B-0012, Gaz Métro-3, Document 1, page 3, lignes 20 à 23 du dossier R-3987-2016 ainsi que la pièce B-0013, Énergir-2, Document 1 du présent dossier.

Réponse :

Tout d'abord, il est à noter que bien que l'entente de principe conclue entre Tidal Energy et Énergir soit d'une durée de [REDACTED], les transactions pour l'année financière 2017-2018 qui découlent de cette entente de principe et qui font l'objet de la présente demande d'approbation ne dépassent jamais plus [REDACTED] comme le démontrent les dates de début et de fin apparaissant à l'annexe 5 de la pièce B-0080, Énergir-12, Document 10.

Ce n'est qu'à la suite de l'émission des confirmations associées à chacune des transactions (*Transaction Confirmation*) que l'entente produit tous ses effets. Comme mentionné à la note de bas de page 27 se trouvant à la page 16 de la décision D-2017-041, la *Transaction Confirmation* « contient les éléments essentiels de la transaction, soit le prix, la quantité et la durée »⁸.

En guise de clarification, Énergir dépose sous pli confidentiel comme annexe Q-7.4 les confirmations relatives à chacune des transactions apparaissant à l'annexe 5 de la pièce B-0080, Énergir-12, Document 10.

- 7.5 Veuillez élaborer quant à l'affirmation présentée à la référence (iii), selon laquelle « *Énergir juge que la demande déposée dans le dossier R-4008-2017 n'a plus de raison d'être* ».

Réponse :

Énergir considérerait que la demande d'approbation de l'entente de principe déposée dans le cadre du dossier R-4008-2017 n'était plus pertinente compte tenu du fait que la Régie se penchera sur les transactions découlant de l'entente dans le cadre du présent dossier portant sur le Rapport annuel 2018. Dans la mesure où la Régie approuve lesdites transactions, Énergir croit qu'elle viendrait à approuver par le fait même l'entente de principe de laquelle elles émanent.

Il est d'ailleurs à noter que chacune des *Transaction Confirmations* mentionne que « [t]his Term Sheet [l'entente de principe] forms part of and is incorporated by reference into this Transaction Confirmation » (voir l'annexe Q-7.4).

De plus, et comme expliqué aux réponses aux questions 7.3 et 7.4, du moment où Énergir se doit de déposer pour approbation les transactions conclues avec Tidal Energy dans le cadre de son rapport annuel, maintenir la demande d'approbation de l'entente de principe dans un dossier parallèle augmenterait les risques de décisions potentiellement contradictoires, le tout au préjudice d'Énergir et de sa clientèle.

Par ailleurs, Énergir souhaite porter à l'attention de la Régie que la conclusion portant sur l'approbation de l'entente de principe conclue avec Tidal Energy a été retirée de la 5^e demande réamendée concernant la mise en place de mesures relatives à l'achat et la

⁸ Voir également la page 3 de l'annexe 3 de la pièce B-0022, Gaz Métro-1, Document 1 du dossier R-4008-2017.

vente de gaz naturel renouvelable datée du 17 avril 2019 (B-0047) déposée dans le cadre du dossier R-4008-2017. Toutefois, par sa lettre datée du 18 avril 2019 communiquée dans ce même dossier (A-0017), la Régie a pris « cette demande de retrait de conclusion d'Énergir sous réserve ». Énergir comprend donc que la question de la nécessité d'une demande d'approbation de l'entente de principe sera éventuellement tranchée dans le dossier R-4008-2017, mais que, dans l'intervalle, Énergir devait tout de même demander à la Régie d'approuver les transactions découlant de cette entente dans le cadre du présent rapport annuel, le tout en conformité avec l'article 81 de la Loi et la décision D-2017-041.

- 7.6 Dans la mesure où [REDACTED] se doit d'être examinée et être approuvée au dossier R-4008-2017, veuillez indiquer l'opportunité pour Énergir d'appliquer un traitement particulier pour l'année 2017-2018 afin de facturer l'ensemble des coûts associés [REDACTED] directement [REDACTED] pour lesquels [REDACTED] étaient destinées.

Réponse :

Dans la mesure où aucune décision n'a encore été rendue dans le cadre du dossier R-4008-2017, Énergir croit effectivement qu'un traitement particulier devrait s'appliquer pour 2017-2018. Le traitement proposé par Énergir est de facturer l'ensemble des coûts associés à l'acquisition du GNR aux clients spécifiques. Le coût d'acquisition prévu est calculé de manière prospective en fonction des achats prévus, et le coût d'acquisition réel est constaté en fin d'année. Comme le prix d'achat par Énergir n'est pas appelé à changer pendant l'année, tout écart entre le coût d'acquisition réel et prévu provient soit d'une variation de quantité de GNR livré ou d'un achat non prévu. Ce sont ces écarts qui génèrent un trop-perçu ou un manque à gagner et qui sont retournés dans le coût d'acquisition du GNR de la deuxième année suivante par l'entremise d'un compte de frais reportés (CFR), et donc facturés à nouveau aux clients spécifiques.

Veuillez élaborer votre réponse en considérant le coût d'acquisition prévu ainsi que le coût d'acquisition réel. Veuillez notamment indiquer si ce traitement a un impact sur le trop-perçu ou le manque à gagner à présenter au rapport annuel.

Réponse :


Comme Énergir facture l'ensemble des coûts d'acquisition aux clients spécifiques, il n'y aurait pas d'impact sur le trop-perçu ou le manque à gagner à présenter au rapport annuel, car les écarts sont neutralisés par l'utilisation du CFR.

Veillez présenter les détails de vos calculs et les impacts sur la facturation des clients spécifiques. Veuillez élaborer.

Réponse :

Comme Énergir facture l'ensemble des coûts d'acquisition aux clients spécifiques, il n'y aurait pas d'impact sur la facturation des clients.

7.7 Dans la mesure où la Régie refuserait dans le cadre du rapport annuel l'approbation des

, veuillez présenter et expliquer en détail les impacts sur les revenus, les coûts, la base de tarification, les comptes hors base et la fonctionnalisation des achats de gaz naturel, le cas échéant, au présent dossier et notamment, sur les services de fourniture, transport, équilibrage et les ajustements d'inventaire du Distributeur, les trop-perçus et les manques à gagner.

Réponse :

Tel qu'expliqué à la réponse à la question 7.6, Énergir facture présentement les clients spécifiques consommant du GNR pour l'ensemble des coûts associés à l'acquisition du GNR. Cependant, et tel qu'expliqué à la réponse à la question 22.1 de la pièce B-0162, Énergir-46, Document 1, la méthode du coût évité a été utilisée pour comptabiliser l'ensemble des transactions de GNR, incluant les transactions avec Tidal Energy, puisque cette méthode est la dernière méthode approuvée par la Régie dans sa décision D-2015-107.

Ainsi, les écarts entre le coût réel d'acquisition (soit l'équivalent du coût facturé au final aux clients spécifiques qui consomment du GNR) et le coût évité sont comptabilisés dans un CFR maintenu hors base de tarification. Advenant un refus d'approbation dans le cadre du rapport annuel des transactions d'achats en GNR auprès de Tidal Energy, Énergir comprend que la Régie approuverait tout de même l'achat de ce GNR au coût évité pour l'année financière 2017-2018. En conséquence, puisque la méthode du coût évité est déjà celle utilisée, il n'y aurait aucun effet sur les éléments mentionnés dans la question. En lien avec la question 7.6 (soit l'application d'un traitement particulier pour l'année 2017-2018), Énergir comprend également que l'entente-cadre (aussi appelée « entente de principe ») avec Tidal Energy serait examinée et approuvée au dossier R-4008-2017, incluant le traitement du CFR.

Tel qu'expliqué aux réponses aux questions 34.1 et 34.5 de la pièce B-0162, Énergir 46, Document 1, Énergir rappelle que les transactions d'achat de GNR auprès de Tidal Energy sont à l'avantage de la clientèle et que ces achats ont été effectués afin de satisfaire des besoins de clients spécifiques. Ces clients se sont engagés à payer un prix qui représente la totalité des coûts liés aux achats de GNR et dont les ententes contractuelles convenues avec

Énergir prévoient que le prix payé sera ultimement celui qui découlera du tarif qu'approuvera la Régie dans le dossier R-4008-2017.

L'annexe Q-7.4 est déposée
sous pli confidentiel.