RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À L'EXAMEN DU RAPPORT ANNUEL POUR L'EXERCICE FINANCIER TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2019

ADDITIONS À LA BASE
Frais généraux capitalisés (FGC)

1. Références :
(i) Pièce B-0032, p. 7;
(ii) Pièce B-0023, Annexe A, p. 1, tableau « Frais généraux capitalisés au 30 septembre 2019 - Par secteur »;
(iii) Pièce B-0032, p. 6;
(iv) Dossier R-4079-2018, pièce B-0175, p. 4 et 5, réponse à la question 2.2.

Préambule :

(i) « ***h.*** *La hausse des frais généraux de 2,2 M$ provenant des dépenses d'exploitation s'explique principalement par le volume des dépenses et le taux de capitalisation qui ont été plus élevés au réel. La pièce Énergir-4, Document 5* [pièce B-0023] *explique les variations des dépenses d'exploitation par nature et par secteur. Il est à noter qu'en raison de la hausse des investissements relatifs aux projets majeurs hors base, un montant additionnel de 1,6 M$ de frais généraux leur a été alloué. Ainsi, la hausse résiduelle des frais généraux alloués aux additions incluse à la base de tarification est de 0,6 M$.* » [nous soulignons]

(ii) Le tableau des « *Frais généraux capitalisés au 30 septembre 2019 - Par secteur* » présente, pour chaque centre de coûts, les données suivantes : « Description », « Dépenses assujetties », « % FGC » [taux de capitalisation] et « $ FGC », ainsi que la variation des FGC (Cause tarifaire et réel) ainsi que l'impact de la variation des dépenses assujetties et celui de la variation des taux de capitalisation. Les écarts importants entre les FGC de la Cause tarifaire et les FGC réels (colonne (i), indiqués ci-après entre crochets) sont justifiés dans les Notes 1 à 10 de bas de page.

« *Note 1 : 2 postes supplémentaires à ce centre de coûts et honoraires de consultation en santé sécurité.* [+269,7 k$];

Note 2 : Centre des coûts administratif[s] *supportant les projets d'entretien et de développement du réseau (12037 et 14048), dont les activités sont évaluées à 56,2 % capitalisables.* [+397,5 k$, dépenses assujetties non prévues de 707,3 k$ au réel (colonne (b)) et taux de capitalisation de 56,2 % (colonne (e))];

Note 3 : Historiquement, aucune dépense n'était prévue au budget pour ce centre de coûts, car aucun employé n'y était associé. [+258,5 k$];

Note 4 : Restructuration à l'intérieur de la direction Comptabilité réglementaire. [-189,5 k$];

Note 5 : Restructuration à l'intérieur des activités d'approvisionnement et logistique et réévaluation du taux de capitalisation de ces activités. [- 413,2 k$];

Note 6 : Info-Excavation assumé par ce centre de coûts – non prévu à ce centre de coûts à la cause. [+393,7 k$];

Note 7 : Services professionnels en support à la réingénierie de l'atelier de mesurage. [+162,6 k$];

Note 8 : Dépenses relatives aux travaux en cours des autres bureaux d'affaires envoyés en support lors des fuites liées aux grands froids de l'hiver. [+93,5 k$];

Note 9 : Impact de l'implantation des nouvelles règles d'or en santé sécurité : service de consultants et location d'appareils de levage. [+257,8 k$];

Note 10 : Taux de capitalisation : Réel de 44,94 % vs 30 % prévu à la CT : 4 campagnes d'inspection internes en 2019 vs 2 habituellement. [+ 257,0 k$] ». [nous soulignons]

(iii) « ***e.*** *L'augmentation des investissements de 2,3 M$ en installations générales pour les projets inférieurs au seuil s'explique principalement par l'augmentation des investissements de 3,0 M$ en outillage essentiellement due au lancement des règles d'or en SST (signalisation, cadenassage, travailleur en hauteur) ainsi que la nouvelle spécification d'intervention d'urgence qui a aussi nécessité de l'outillage et des équipements de protection respiratoire spécialisés qui n'étaient pas prévus à la Cause tarifaire 2018-2019* ». [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(iv) « […] *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.* […] ». [nous soulignons]

Demandes :

1.1 Dans le cas du centre de coûts « *Ing. régionale et projet spéciaux* », veuillez justifier les deux postes supplémentaires requis à ce centre de coût ainsi que les honoraires de consultation en « *santé et sécurité* », tel que mentionné dans la Note 1 (référence (ii)).

Réponse :

Énergir aimerait d'abord préciser que les deux postes « supplémentaires » pour le centre de coûts *Ing. régionale et projets spéciaux* résultent d'un transfert temporaire d'un an (dont neuf mois au cours de l'année financière 2019) de deux postes entre deux centres de coûts à la suite du départ imprévu de leur gestionnaire. Il n'y a donc pas deux postes additionnels à la suite de ce départ du gestionnaire. Les deux postes dont il est question sont un poste de chargé d'ingénierie instrumentation et mesurage, ainsi qu'un poste de chargé d'ingénierie électricité et mesurage. Dès l'embauche de leur nouveau gestionnaire en janvier 2020, les deux employés concernés sont retournés sous leur ancien centre de coûts.

Énergir tient à préciser que lors de restructurations corporatives ayant des impacts significatifs, elle tient compte de ces impacts sur le plan de main-œuvre et les activités de l'entreprise lors de l'élaboration du dossier tarifaire ou des résultats réels en cours d'année. À titre d'exemple, les notes 4 et 5 de la référence (ii), expliquent des écarts de frais généraux capitalisés en lien avec l'importante restructuration des secteurs qui a eu lieu au cours de l'exercice financier 2019. À ce titre, Énergir a revu en cours d'année les pourcentages de frais généraux capitalisés (FGC) réels des centres de coûts reliés aux notes 4 et 5 de la référence (ii). Toutefois, Énergir ne revoit pas systématiquement le calcul des FGC des secteurs lors de changements mineurs qui occasionnent des impacts de moindre ampleur, tel que le transfert temporaire de deux postes au cours de l'exercice 2019, cité plus haut.

En ce qui concerne les honoraire en consultation, les mandats consistaient à revoir les fiches de cadenassage qui doivent être affichées à chaque endroit où l'alimentation d'énergie provenant de sources multiples pourrait être interrompue avant d'effectuer des travaux. Cette mise à jour des fiches devait être effectuée avec la mise en place de la règle d'or concernant le cadenassage.

1.2 Dans le cas du centre de coûts « *Support construction et proj. spéciaux* » (Note 2 de la référence (ii)), veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle il s'agit d'un nouveau centre de coûts qui n'était pas prévu dans la Cause tarifaire. Veuillez justifier qu'un nouveau centre de coûts supportant « *les projets d'entretien et de développement de réseau* » de deux autres centres de coûts n'ait pas été prévu à la Cause tarifaire. Veuillez expliquer la nature des dépenses assujetties au réel totalisant 707,3 k$ associés à ce centre de coûts ainsi que le taux de capitalisation de 56,2 % correspondant.

Réponse :

Le centre de coûts « *Support construction et projets spéciaux* » n'est pas un nouveau centre de coûts, bien que les dépenses assujetties à ce centre de coûts n'aient pas été prévues dans le calcul des frais généraux corporatifs à la Cause tarifaire. Énergir soumet respectueusement qu'il s'agissait d'une lacune dans les paramètres considérés lors de l'évaluation/l'estimation des frais généraux capitalisés des années passées. Énergir a constamment comme objectif

d'améliorer ses processus et ses estimés, ce qui explique l'ajout du centre de coûts *« Support construction et projets spéciaux »* dans le calcul des frais généraux capitalisés.

Les dépenses réelles assujetties au centre de coûts « *Support construction et projets spéciaux* » sont principalement constituées de salaires et des avantages sociaux qui y sont reliés. Ce centre de coûts regroupe 6 employés : un directeur adjoint, un chef de service et quatre conseillers.

- Deux conseillers séniors s'occupent de la planification et des suivis des travaux de construction pour les projets d'amélioration et de développement du réseau. Ils supportent également les équipes de projets ainsi que les entrepreneurs via différentes analyses, recommandations et suivis, etc.
- Un conseiller supporte les équipes de projets et fait l'analyse de la performance des projets.
- Un conseiller support-opérationnel évalue les zones critiques des processus de construction, soumet des recommandations pour résoudre et améliorer les situations identifiées, fait la mise à jour et la diffusion de celles-ci.

Outre ces dépenses, on retrouve également dans ce centre de coûts des frais de formation et de représentation, dans une moindre mesure.

Le taux de capitalisation de 56,2 % de ce centre de coûts a été établi en fonction du temps que chaque employé consacre aux activités liées à des projets capitalisables.

1.3 Dans le cas du centre de coûts « *Prefab* » (Note 3 de la référence (ii)), veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle des dépenses assujetties ne sont pas prévues pour ce centre de coûts à la Cause tarifaire « *historiquement* », soit année après année. Veuillez justifier le fait qu'aucune dépense ne soit prévue à la Cause tarifaire bien qu'au réel, année après année, des dépenses assujetties se révèlent nécessaires pour ce centre de coûts, même si « *aucun employé n'est associé à ce centre de coûts* ».

Réponse :

Les dépenses du centre de coûts « Préfab » sont liées directement à la fabrication des montages installés chez nos clients. Elles sont composées principalement des fournitures de soudure requises pour l'assemblage des montages, de l'écart entre le prix prévu des montages selon les coûts moyens et le prix réel de réalisation, ainsi que 50 % du salaire et des avantages sociaux d'un employé du centre de coûts des soudeurs dédié à la préfabrication.

Ces montages étant capitalisables à 100 %, les dépenses enregistrées à ce centre de coûts sont aussi capitalisables à 100 %. L'effet sur les dépenses d'exploitation est nul. C'est la raison pour laquelle, Énergir ne prévoit pas de budget en dépenses d'exploitation pour ce centre de coûts.

Toutefois, comme précisé par Énergir dans sa réponse à la demande de renseignements nº 1 de la Régie de l'énergie, R-4079-2018, pièce B-0164, Énergir-46, Document 1, pages 8-9, demande 4.2, (1), ce raffinement apporté au calcul des FGC au rapport annuel 2018, n'était pas encore mis en place au moment de la préparation du dossier tarifaire 2019 mais le sont à compter de celui de 2020 afin d'en capter l'impact sur les frais généraux capitalisés.

1.4 Dans le cas du centre de coûts « *Réseau – Amélioration du réseau* », veuillez décrire les « *nouvelles règles d'or en santé sécurité* » (Note 9 de la référence (ii)) dont l'implantation a eu pour impact d'augmenter les FGC tant au niveau des dépenses assujetties qu'au niveau du taux de capitalisation. Veuillez également indiquer si l'implantation de ces nouvelles règles par les différents centres de coûts est complétée. De plus, veuillez préciser :

- s'il s'agit des mêmes « *règles d'or* » que celles mentionnées à la référence (iii);
- s'il s'agit des mêmes règles que les « *règles visant la santé et sécurité (SST)* » mentionnées à la référence (iv). Dans l'affirmative, veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle ces règles n'ont pas pu être prévues à la Cause tarifaire 2019, même si elles ont été identifiées au réel au cours de l'exercice précédent.

Réponse :

Les *Règles d'or* visent une meilleure maîtrise des risques des métiers d'Énergir, et en particulier certaines de ses activités. Elles s'articulent autour d'énoncés simples et clairs quant aux comportements clés attendus. Elles sont incontournables dans le cadre du travail, elles s'appliquent à tous et s'appuient sur trois principes fondamentaux : simplicité, clarté et rigueur dans son application.

Les quatre nouvelles Règles d'or en santé et sécurité implantées au cours de l'année 2019 concernent : la **signalisation**, le **cadenassage**, la **conduite préventive**, et le **travail en hauteur**.

La Règle d'or de **signalisation** vise à prévenir un accident en appliquant des principes de signalisation préventive qui consiste à porter des vêtements à haute visibilité, à actionner la flèche de signalisation et/ou le gyrophare du véhicule et à appliquer la planche de signalisation adéquate à la situation qui peut nécessiter l'appel d'un deuxième technicien ou de faire affaire avec une firme externe si la situation le requiert comme par exemple, un camion tampon pour les travaux en bordure d'une voie rapide. Cette règle affecte tous les employés d'Énergir qui effectuent des activités directement sur la voie de circulation publique ou en bordure de celle-ci, lors de chantiers ou travaux allant de très courtes à de longues durées.

Le **cadenassage** consiste à contrôler toutes les sources d'énergie (électrique, mécanique, hydraulique, pneumatique, thermique, etc.) afin d'empêcher une alimentation ou un démarrage accidentel lors de la réalisation de l'activité. Avant de débuter une tâche sur un équipement, le technicien doit identifier la ou les sources d'énergie, utiliser la fiche de

cadenassage en cas de sources multiples, apposer son cadenas personnel et communiquer avec son gestionnaire afin d'obtenir une autorisation, si la procédure de cadenassage ne peut être respectée. Cette règle a un impact sur l'ensemble des activités d'Énergir à proximité d'une source d'électricité ou lors d'arrêt de distribution de gaz pour la réalisation d'une tâche.

La **conduite préventive** vise à s'assurer que les employés d'Énergir adoptent les bonnes pratiques de conduite préventive afin de protéger ces derniers ainsi que le public. La Règle d'or s'applique à tous les employés d'Énergir utilisant leur véhicule personnel dans le cadre de leurs fonctions ou un véhicule d'Énergir. Elle encadre l'utilisation des outils mobiles dans les contextes autorisés par le code de la sécurité routière du Québec. De plus, elle requiert une ronde complète intérieure et extérieure du véhicule avant de se déplacer. Pour les véhicules lourds, elle requiert le respect de la Loi 430 et une ronde de sécurité chaque 24 heures. Finalement, il faut se stationner de façon à partir de l'avant, si sécuritaire. Les techniciens d'Énergir sont constamment en déplacement pour la réalisation de leurs activités donc l'implantation de cette règle à un impact direct sur les temps de déplacement liés à l'ensemble des activités d'Énergir.

Finalement, la Règle d'or de **travail en hauteur** s'applique à tous les employés et sous-traitants d'Énergir qui effectuent des activités de travail en hauteur, soit lorsque les travailleurs sont exposés à un risque de chute de plus de 3 mètres (à partir des pieds) et ce, peu importe l'endroit où la nature de l'activité et lors de tout travail exécuté à 2 mètres et moins du bord d'une toiture de plus de 3 mètres. Tous les techniciens ont reçu la formation « travail en hauteur » ainsi que la formation sur les équipements élévateurs qui remplacent dorénavant l'échelle. Les techniciens sont aussi requis d'inspecter l'ensemble des équipements de travail en hauteur avant leur usage et d'arrêter et communiquer avec leur gestionnaire si la règle ne peut pas être respectée. Cette règle touche principalement les activités de rallumage d'équipement, d'ouverture de compteur et d'inspections finales.

De ces quatre nouvelles Règles d'or en santé et sécurité, voici celles qui ont eu un impact plus important et un effet à la hausse sur les dépenses assujetties du centre de coûts *« Réseau – Amélioration du réseau »* et sur son taux de capitalisation :

- La Règles d'or relative à la **signalisation** a requis des honoraires professionnels pour l'évaluation des risques selon les lieux de travaux et l'établissement de planches de signalisation. De plus, la réalisation de certains travaux pouvant maintenant exiger la présence de deux employés (ou plus) au lieu d'un seul pour la réalisation de travaux en bordure de route a eu un impact sur la hausse du taux de capitalisation; et
- La Règle d'or relative au **travail en hauteur** a nécessité la location d'appareils de levage non prévue en début d'année qui, à son tour, a un impact sur les temps moyens, et par conséquent, sur le taux de capitalisation. La location d'appareils de levage exige maintenant du temps additionnel à la livraison, pour l'installation et la manipulation des équipements élévateurs, comparativement à l'utilisation d'une échelle.

Une nouvelle spécification en intervention d'urgence a également eu un impact sur les dépenses assujetties et le taux de capitalisation de ce centre de coûts. Il ne s'agit pas d'une

nouvelle Règle d'or d'Énergir, mais plutôt d'une règle en santé et sécurité. La nouvelle méthode d'intervention ne permet plus aux employés d'entrer dans la tranchée pour couper le gaz. Il faut maintenant creuser en amont et en aval du bris ce qui implique du temps et des coûts de signalisation, d'excavation, d'étançonnement et de remblais supplémentaires pour deux tranchées. De plus, selon les règles de santé sécurité, des équipements respiratoires spécialisés sont maintenant requis avant d'avoir accès aux sites, entraînant des coûts supplémentaires.

Le nombre d'heures plus élevé requis pour exécuter des activités imputées aux immobilisations a un impact à la hausse sur le taux de capitalisation. C'est ce taux de capitalisation, déterminé pour chacun des centres de coûts associé aux bureaux d'affaire, aux services techniques et aux services de construction, qui est utilisé pour capitaliser les dépenses des centres de coûts.

Énergir confirme que les Règles d'or sur la signalisation et le travail en hauteur, ainsi que la nouvelle spécification d'intervention d'urgence ci-haut mentionnées sont les mêmes que celles de la référence (iii).

Énergir confirme également que les Règles d'or concernant la signalisation et le travail en hauteur sont les mêmes que celles mentionnées à la référence (iv) et qu'elles n'ont pu être prévues à la Cause tarifaire 2019, même si elles ont été identifiées au réel au cours de l'exercice précédent (RA2018). La préparation en coût de service du dossier tarifaire 2019 s'est amorcée à la fin de l'été 2017, avant même le début de l'exercice financier 2018. Il était difficile pour Énergir de prévoir de façon précise quelles seraient les règles d'or en santé sécurité déployées et leurs impacts sur les dépenses d'exploitation de centres de coûts spécifiques.

L'implantation des quatre Règles d'or (signalisation, cadenassage, conduite préventive et travail en hauteur) déployées au cours de l'année 2019 est terminée pour l'ensemble de l'entreprise (les différents centres de coûts). Toutefois, Énergir tient à mentionner que d'autres Règles d'or seront déployées au cours des années à venir. Ainsi, au cours de l'année 2019-2020, la Règle d'or « tranchée et excavation » est en cours de déploiement. De plus, au cours de l'année 2020-2021, deux nouvelles Règles d'or sont prévues être déployées : travail à chaud (soudure) et travail en espace clos.

1.5 Dans le cas du centre de coûts « *Transmission* » (Note 10 de la référence (ii)), veuillez justifier que le nombre de « *campagnes d'inspection internes* » ait doublé en 2019 en expliquant de quelle inspection il s'agit.

Réponse :

Les inspections internes des conduites sont les inspections internes par piston racleur. Le nombre d'inspection a augmenté en 2019 à cause des risques ciblés sur ces conduites par l'équipe de gestion des actifs. La disponibilité de la main-d'œuvre de ce centre de coûts a

permis à Énergir de réaliser plus d'inspections internes (quatre en 2019 comparativement à deux les années précédentes) et ainsi contribuer à réduire les risques associés à ces actifs.

2. Références : (i) Pièce B-0032, p. 4;
(ii) Dossier R-4079-2018, D-2019-124 p. 18, par. 44.

Préambule :

(i) Le tableau présentant la répartition des FGC « *à travers les différents projets hors base > seuil et GNR* » comprend, à la ligne 12, la référence au projet « Biométhane Beauharnois » qui n'a pas été réalisé en 2019 contrairement à ce qui était prévu à la Cause tarifaire.

(ii) « *[44] La Régie comprend qu'il est aussi possible qu'un projet hors base, pour lequel Énergir prévoyait le dépôt d'une demande d'autorisation à la Régie, soit abandonné pour des raisons indépendantes de sa volonté. Cependant, la Régie s'attend à ce que la réalisation de projets identifiés « hors base » aux fins de la détermination des FGC qui y sont alloués, soit plus probable qu'improbable, afin que l'évaluation des FGC résiduels alloués aux projets inférieurs au seuil soit la plus juste possible* ». [nous soulignons]

Demande :

2.1 Veuillez expliquer pourquoi la réalisation du projet « Biométhane Beauharnois » ne s'est pas matérialisée au cours de l'exercice 2019 en précisant s'il est abandonné.

Réponse :

La MRC de Beauharnois a décidé d'annuler son dernier appel d'offres et a choisi dernièrement d'opter pour le compostage plutôt que la biométhanisation. Le projet est donc abandonné.

COMPARAISON DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT
CAUSE 2019 VERSUS RÉEL A PRIORI
Suivi de la décision D-2018-080

3. Références : (i) Pièce B-0079, p. 4;
(ii) Pièce B-0079, p. 4 et 5;
(iii) Pièce B-0079, Annexe 1.

Préambule :

(i) « *Les modifications à l'article 4.3.4 des CST* [Conditions de service et tarifs d'Énergir] *sont intervenues quelques mois avant le début de l'année financière 2018-2019, ce qui a laissé peu de temps à Énergir pour évaluer ses pratiques et, au besoin, revoir ses façons de faire, particulièrement en ce qui concerne l'approche de masse qui s'appuie sur sa force de vente externe, soit les partenaires certifiés en gaz naturel (PCGN).*

[…] *Ainsi durant l'exercice 2018-2019, Énergir n'a pas été en mesure de réévaluer en profondeur ses pratiques, mais a toutefois débuté une réflexion sur ses pratiques commerciales et sur les moyens qu'elle aurait à déployer pour introduire des changements auprès de sa force de vente externe. Énergir anticipe terminer sa réflexion sur cet enjeu au courant de l'année 2019-2020* .

[…] *Énergir a complètement, ou partiellement, exonéré 312 clients d'une contribution financière* ». [nous soulignons]

(ii) « *Un premier groupe ayant été dispensé de contributions sont les clients résidentiels ayant converti leurs appareils de chauffage au gaz naturel. Énergir a une pratique commerciale voulant qu'aucune contribution ne soit exigée lors d'un raccordement sur réseau pour ce type de client. Cette pratique vise à simplifier le processus de vente puisque ce sont majoritairement les PCGN qui effectuent ce type de vente. Les volumes de chauffe étaient historiquement suffisants pour rentabiliser le branchement lorsque la pratique a été instaurée. Il est à noter que ce groupe est le plus important et représente près du tiers des cas* ». [nous soulignons]

Pour la deuxième et la troisième catégorie de clients ayant été exonérés de payer la juste contribution permettant d'assurer la rentabilité de leurs branchements, Énergir justifie l'exonération par le fait que les PCGN n'utilisent pas les mêmes outils que ceux des ressources évaluant la rentabilité des branchements.

(iii) Dans la colonne « *Grand débit* » du tableau présenté, on constate que le raccordement d'un client prévu en 2019, pour un volume total après cinq ans de 5,3 Mm³ et un TRI anticipé de 211,36 %, ne s'est pas matérialisé avant le 30 septembre 2019.

Demandes :

3.1 Veuillez préciser si le nombre de 312 clients ayant été, complètement ou partiellement, exonérés, de payer une contribution durant l'exercice 2018-2019 est représentatif de ce qui serait observé pour l'ensemble des trois derniers exercices. Veuillez élaborer.

Réponse :

Malgré le fait que l'obligation d'exiger une contribution ne soit effective que depuis août 2018 (D-2018-080), Énergir a effectué des analyses sur les trois derniers exercices financiers. Le nombre de 312 clients ayant été complètement ou partiellement exonérés de payer une contribution en 2018-2019 est représentatif des trois dernières années.

3.2 Dans le cas de la première catégorie de clients ayant été exonérés de payer une contribution (référence (ii)), veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les branchements de ces clients ne seraient pas rentables puisqu'une contribution aurait dû leur être exigée. Dans l'affirmative, veuillez justifier les branchements de ces clients alors qu'ils ne sont pas rentables puisqu'aucune contribution ne leur est exigée.

Réponse :

La compréhension de la Régie est exacte. Les clients qui ont été exonérés de payer une contribution auraient eu un branchement non rentable.

Énergir justifie ces branchements par le fait que le marché est géré selon l'approche de masse qui vise, de façon générale, à calibrer l'offre aux clients de manière à rentabiliser le branchement. Toutefois, certains cas de figures sortent des paramètres moyens qui sont utilisés pour définir l'approche commerciale de ces clients, ce qui résulte, bien qu'étant limitées, en certaines ventes non rentables.

3.3 Dans le cas de la première catégorie de clients ayant été exonérés de payer une contribution (référence (ii)), veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle le contexte de volumes de chauffe historiquement suffisants pour rentabiliser le branchement lorsque cette pratique d'exonération a été instaurée ne reflète plus le contexte actuel pour cette centaine de clients de l'exercice 2019.

Réponse :

Les volumes de gaz naturel pour le chauffage résidentiel ont généralement permis de rentabiliser le branchement du client. Toutefois, certains cas actuels présentent des volumes qui ne sont plus suffisants pour rentabiliser le branchement du client.

3.4 Dans le cas de la deuxième et la troisième catégorie de clients ayant été exonérés de payer la totalité de la contribution requise afin de rentabiliser leurs branchements (référence (ii)), veuillez indiquer si une standardisation (ou uniformisation), auprès des PCGN et des ressources évaluant la rentabilité des branchements, des outils de calculs des coûts de construction et d'évaluation des contributions à exiger, permettrait d'éliminer ces cas de figures d'exonération de contribution.

Réponse :

Énergir utilise déjà de nombreux outils de ventes standardisés pour l'approche de masse. Ces outils feront l'objet d'améliorations dans le cadre de la réflexion qu'Énergir a entamé en 2019-2020 sur ses pratiques commerciales et viseront la diminution importante des cas de figure présentés à la référence ii, tout en s'assurant que les méthodes mises en place visent l'équilibre entre les coûts de développement, la simplicité opérationnelle et l'expérience client.

3.5 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les conclusions de la réflexion qu'Énergir prévoit compléter « *au courant de l'année 2019-2020* » sur « *ses pratiques commerciales et sur les moyens qu'elle aurait à déployer pour introduire des changements auprès de sa force de vente externe* » pourront être communiquées à la Régie dans le cadre du dossier du rapport annuel de l'exercice 2019-2020.

Réponse :

Dans son Rapport annuel 2020, Énergir informera la Régie des changements apportés à ses pratiques commerciales et des moyens déployés auprès de sa force de vente externe.

3.6 Veuillez expliquer pour quels motifs le raccordement du client « *Grand débit* » prévu ne s'est pas matérialisé avant le 30 septembre 2019. Veuillez préciser si ce raccordement a été réalisé après septembre 2019 ou si Énergir prévoit qu'il se réalise en 2020.

Réponse :

Le raccordement n'a pas été réalisé en 2018-2019 et Énergir n'anticipe pas qu'il puisse se réaliser en 2019-2020 puisque les conditions requises pour que le projet aille de l'avant ne sont pas réunies pour le client « Grand débit ».

RENTABILITÉ À POSTERIORI DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2016
SUIVI APRÈS TROIS ANS
Marché résidentiel - Nouveaux clients

4. Références : (i) Pièce B-0080, p. 5 et 7;
(ii) Dossier R-4079-2018, D-2019-124 p. 35, par. 114.

Préambule :

(i) « ***3.2 ANALYSE DES ÉCARTS SIGNIFICATIFS DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL POUR LES NOUVEAUX CLIENTS***
La diminution du TRI de 0,75 % s'explique principalement par la hausse des investissements de 2,5 M$ (18 %) qui est attribuable à une hausse des coûts en immobilisations de 3,2 M$ (31 %), atténuée par une baisse des subventions du Programme de rabais à la consommation (PRC) de 0,8 M$ (16 %).

[…]

6.2 ANALYSE DES ÉCARTS SIGNIFICATIFS POUR LE MARCHÉ AFFAIRES – NOUVEAUX CLIENTS

La baisse du TRI de 2,20 % pour le marché affaires – nouveaux clients s'explique principalement par une diminution des volumes de 12 % ou de 4 856 10³m³ et par une hausse du coût des investissements de 20 % ou 6,9 M$. »

(ii) « *[114] La Régie prend acte du suivi relatif à la rentabilité a posteriori après trois ans du plan de développement 2015 pour les marchés Résidentiel et Affaires et s'en déclare satisfaite.* ***Cependant, bien qu'elle reconnaisse l'imprévisibilité de certains facteurs justifiant le dépassement des coûts a posteriori, la Régie demande à Énergir de continuer d'optimiser l'utilisation de ses bases de données de coûts réels afin qu'elles puissent considérer ces cas de figure de dépassement de coûts dans l'estimation des coûts de projets a priori et ce, dans l'objectif de les prévenir*** ». [nous soulignons]

Demande :

4.1 Dans le suivi a posteriori après trois ans pour 2016, la Régie constate les hausses des investissements pour les nouveaux clients, de 18 % et 20 % respectivement pour les marchés Résidentiel et Affaires (référence (i)). Veuillez expliquer les moyens déployés par Énergir dans le contexte de la demande de la Régie (référence (ii)), en lien avec l'utilisation des bases de données des coûts réels, dans l'objectif de réduire les écarts relatifs aux investissements dans les suivis a posteriori.

Réponse :

Dans le cadre du Rapport annuel 2018 (R-4079-2018), en réponse à des demandes de renseignements de la Régie (pièce B-0164, Énergir-46, Document 1, réponses aux questions 6.2 et 6.3), Énergir mentionnait :

> « […] *Énergir s'assure chaque année d'améliorer ses pratiques et d'intégrer les constats lui permettant de mieux estimer les coûts et les volumes prévus pour tous les marchés.* »
>
> « […] ['] *il s'écoule un certain délai (plus d'une année) entre le moment où les constats* a posteriori *sont faits et la mise à jour des coûts moyens utilisés dans les estimations* a priori. »

Énergir continue d'effectuer la mise à jour de ses bases de données de coûts réels chaque année afin d'intégrer les installations réalisées dans les douze derniers mois et afin de maintenir un historique de trois ans. Au-delà des coûts réels historiques recueillis, Énergir a amélioré sa méthodologie en effectuant spécifiquement une mise à jour pour les coûts des services rendus par ses entrepreneurs en construction, en fonction des prix prévus au contrat pour les douze mois à venir. Les coûts des services entrepreneurs en construction représentent une part importante des coûts moyens totaux (environ 65 %). Cette amélioration permet d'augmenter la précision des coûts estimés dans le plan des ventes *a priori* et de contribuer à réduire les écarts de coûts constatés *a posteriori*. Les effets de cette amélioration devraient être constatés à l'analyse *a posteriori* 3 ans du plan de développement 2018-2019.

PROJET DE RELOCALISATION DE LA CONDUITE DE GAZ NATUREL POUR LE PROJET DU SRB PIE-IX

5. Référence : Pièce B-0108, p. 1.

Préambule :

« *Étant donné qu'il s'agit d'un projet intégré, Énergir est tributaire du calendrier d'exécution de l'entrepreneur de la municipalité. En date du 30 septembre 2019, le projet a trois mois de retard par rapport à l'échéancier original. Énergir doit reporter au printemps 2020 les travaux prévus à l'automne 2019 sur certains tronçons. Toutefois, un échéancier révisé prévoit une accélération des travaux afin de maintenir la date prévue de fin des travaux* ». [nous soulignons]

Demandes :

5.1 Veuillez présenter l'échéancier révisé et identifier les activités touchées par l'accélération des travaux.

Réponse :

À la suite des retards par rapport à l'échéancier initial, Énergir n'a pas eu d'activités spécifiques qui ont été impactées, mise à part l'exécution tardive de certains tronçons : ceux qui devaient être complétés avant le 1er octobre 2019 seront complétés au printemps et à l'été 2020.

Cet ajout de charge aux travaux planifiés pour 2020 aura pour effet de condenser l'exécution des travaux dans le calendrier de l'année 2020, ainsi que d'augmenter le nombre d'équipes d'Énergir présentes simultanément sur le chantier.

5.2 Veuillez expliquer, le cas échéant, l'impact sur les coûts du projet découlant de l'accélération des travaux.

Réponse :

Énergir ne prévoit aucun impact important sur les coûts du projet à la suite de l'accélération des travaux. Cependant, les coûts pourraient augmenter dans l'éventualité où la Ville demandait à Énergir de travailler de soir ou de week-end pour rattraper le retard ou en temps supplémentaire.

PROGRAMME DE MODERNISATION PRE, VOLET RH

6. Références : (i) Pièce B-0125, p. 3;
(ii) Pièce B-0125, p. 5.

Préambule :

(i) « *Les livrables de la Phase 2, tel que défini lors de la demande d'autorisation du Projet, demeure les mêmes, à l'exception du module SST, et sont présentés ci-dessous. La solution Oracle pour le module SST est une solution qui n'est pas adaptée au contexte légal québecois et ne permet pas d'utiliser la solution pour les besoins d'affaires d'Énergir. Cet élément ne représentait que 39 k$ sur l'ensemble des coûts du projet* ». [nous soulignons]

(ii) « *Le déroulement du projet depuis octobre 2019 porte à croire que des changements pourraient être apportés au budget et à l'échéancier préparés en septembre 2019. Énergir est présentement à évaluer des solutions pour surmonter certains enjeux technologiques qui se sont matérialisés en octobre 2019, soit après que le plan de mitigation ait été élaboré à l'été 2019, mais qui n'affectent en rien la pertinence de la solution Oracle HCM* ». [nous soulignons]

Demandes :

6.1 Veuillez expliquer ce qui n'est pas adapté au contexte légal québécois dans la solution Oracle pour le module SST (référence (i)). Veuillez expliquer pour quels motifs ceci n'a pas pu être prévu au moment de rédiger l'appel d'offres. Veuillez également expliquer quelle solution sera utilisée pour le module SST.

Réponse :

Énergir utilise Oracle HCM pour la gestion des absences de longue durée, mais s'est repliée sur le logiciel Salesforce pour la gestion des événements SST. Le module SST d'Oracle HCM n'offrait pas suffisamment de fonctionnalités pour une gestion et un suivi efficaces de ces événements, notamment en ce qui a trait aux obligations légales d'Énergir en tant qu'employeur.

Dans le cadre de l'appel d'offres pour une solution RH intégrée, Énergir a validé l'alignement général des solutions proposées et s'est assurée que certaines fonctionnalités critiques à l'entreprise étaient disponibles et satisfaisantes. Ce n'est qu'une fois la solution acquise qu'Énergir a constaté que le module SST d'Oracle HCM ne pourrait combler des besoins précis en matière de gestion des événements SST.

6.2 Veuillez préciser le plan de mitigation élaboré à l'été 2019 (référence (ii)). De plus, veuillez commenter tout changement possible à ce plan de mitigation en raison des enjeux technologiques qui se sont matérialisés en octobre 2019.

Réponse :

Le plan de mitigation élaboré à l'été 2019 vise principalement à assurer l'échange, le traitement et l'intégrité des données entre la solution Oracle HCM et la solution SAP, en l'absence d'une intégration performante entre ces deux solutions. Les enjeux technologiques qui se sont matérialisés en octobre 2019 n'ont pas d'impact sur le plan de mitigation en place. Ces enjeux ne font que prolonger la durée du plan jusqu'à ce que l'intégration des solutions Oracle HCM et SAP soit réalisée.

6.3 Veuillez décrire les solutions évaluées pour surmonter les enjeux technologiques. Veuillez expliquer le choix de la solution identifiée, le cas échéant.

Réponse :

La solution pour assurer l'intégration des logiciels Oracle HCM et SAP a été choisie dans les dernières semaines. Sommairement, Énergir s'appuiera sur une équipe composée principalement de ressources internes. Le choix de la solution devrait assurer la qualité et le déploiement de l'intégration et ce, à l'intérieur du budget autorisé par la Régie.

RÉFECTION DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES DE LA RUE SAINTE-CATHERINE OUEST

7. Référence : Pièce B-0113, p. 2.

Préambule :

« *Au 30 septembre 2019, la projection des coûts finaux demeure la même que celle présentée initialement, soit 6,6 M$. Cependant, le projet de la rue Sainte-Catherine Ouest est un projet d'une grande complexité considérant l'envergure et les nombreuses parties prenantes à coordonner dans le chantier. Le temps de la main-d'œuvre interne, sous-estimé initialement, a été absorbé par une partie de la contingence du projet. Les heures et les coûts pour la planification et l'inspection ont été plus importants que prévu initialement* ». [nous soulignons]

Demande :

7.1 Veuillez indiquer les motifs pour lesquels la contingence restante sera suffisante pour respecter les coûts totaux du projet. Veuillez élaborer.

Réponse :

Énergir estime que la contingence restante est suffisante pour respecter les coûts initiaux du projet. La dernière estimation des coûts du projet, réalisée en février 2020, prévoit une diminution du coût des services externes de l'ordre de 6 % par rapport à l'estimation au 30 septembre 2019 présentée à la pièce en référence et ne prévoit pas d'augmentation des coûts aux autres rubriques.

PROJET D'EXTENSION – MRC APPALACHES / BEAUCE-SARTIGAN

8. Référence : Pièce B-0099, p. 4.

Préambule :

« *Le 19 septembre 2019, l'entrepreneur ayant effectué les travaux relatifs au Projet a transmis une demande introductive d'instance à Énergir lui réclamant la somme de 19,2 M$. L'entrepreneur allègue de nombreux changements et des conditions d'exécution imprévisibles. Énergir conteste la réclamation de l'entrepreneur. Par conséquent, Énergir ne juge pas approprié d'inclure quelconque montant relatif à cette réclamation dans la projection de coûts* ».

Demande :

8.1 Veuillez indiquer si le contentieux d'Énergir et/ou une firme d'avocats externes ont validé l'opportunité de ne pas inclure un montant en lien avec la réclamation mentionnée en référence. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le contentieux d'Énergir a validé l'opportunité de ne pas inclure de montant en lien avec la réclamation mentionnée en référence et cette décision est motivée par les considérations suivantes :

- Il est prématuré pour Énergir de se prononcer quant à l'issue du dossier, étant donné les différentes étapes à venir, comme prévu au protocole de l'instance (interrogatoires non complétés, expertises non complétées, échanges de documents et d'informations non complétés); et
- À ce stade-ci, Énergir considère que l'entièreté de la réclamation de l'entrepreneur est injustifiée car i) ce dernier a été entièrement rémunéré conformément au contrat et ii) les coûts qu'il réclame sont dus à ses erreurs d'estimation, de planification et d'exécution des travaux.

PROJET DE MISE EN PLACE D'UNE SOLUTION INFORMATIQUE POUR LA GESTION DE LA RELATION AVEC LA CLIENTÈLE (CRM)

9. Référence : Pièce B-0104, p. 1.

Préambule :

« *De façon générale, l'adhésion et l'utilisation de la solution progressent bien. Toutefois le support postimplantation qui devait initialement prendre fin en août 2019 a dû être prolongé jusqu'en octobre 2019 en raison du nombre élevé de demandes non anticipées de support pour les utilisateurs. Ainsi, l'ensemble du projet, incluant les outils dédiés au PCGN (autrefois PCGM), devrait être complété au plus tard en décembre 2019* ».

Demande :

9.1 Veuillez indiquer si les supports post-implantation ainsi que les outils dédiés au PCGN ont été complétés tels que prévus en octobre et en décembre 2019, respectivement. Sinon, veuillez commenter.

Réponse :

La solution s'étant stabilisée, le support post-implantation s'est terminé en octobre 2019. De plus, après la mise en place des outils dédiés au PCGN, l'ensemble du projet a été complété en décembre 2019.

PROJET D'INVESTISSEMENT VISANT LA CONSTRUCTION D'UN BÂTIMENT SUR LE SITE DE L'USINE LSR

10. Référence : Pièce B-0110, p. 1.

Préambule :

« *Le projet est décalé de six mois par rapport au calendrier projeté originalement. Ce délai de réalisation s'explique par la décision de donner un mandat non prévu initialement à Baker Risk, qui se spécialise dans les analyses des charges de souffle suite aux explosions. Ce mandat a été donné afin de s'assurer que selon l'estimation initiale de l'entrepreneur, le bâtiment pourra résister au souffle d'une explosion potentielle* ». [nous soulignons]

Demande :

10.1 Veuillez expliquer les motifs pour lesquelles cette analyse n'a pas été réalisée avant le dépôt de la demande auprès de la Régie.

Réponse :

La stratégie initiale a été d'utiliser l'étude réalisée par l'entreprise Linde, un groupe international allemand spécialisé dans les domaines du gaz et de l'ingénierie. Cette étude a déterminé une pression à laquelle le bâtiment devait résister pour assurer la sécurité des utilisateurs. En lien avec les résultats de cette étude, un appel d'offres a été lancé et un entrepreneur a été sélectionné. Le projet a été déposé à la Régie à la suite de l'estimation cet entrepreneur.

Cependant, en questionnant l'entrepreneur, Énergir a réalisé qu'il existe un manque d'expertise au Québec pour ce type de conception. Comme Linde n'offre pas de service pour valider la conception structurale, il a été nécessaire de faire appel à Baker Risk pour valider le concept soumis pour l'estimation. À la suite de l'analyse de Baker Risk, qui offre un service de validation de concept, une modification de l'emplacement du bureau a été évaluée afin de diminuer les risques. La relocalisation du bureau a comme impact d'augmenter les coûts du projet, car cela entraîne le déplacement de l'entrée des camions sur le site.

PROJET D'INVESTISSEMENT VISANT L'EXTENSION DE RÉSEAU POUR LA DESSERTE EN GAZ NATUREL DE MÉTAUX BLACKROCK INC. ET DE LA ZONE INDUSTRIALO-PORTUAIRE DE SAGUENAY

11. Références : (i) Dossier R-4069-2018, pièce B-0008, p. 24;
(ii) Pièce B-0115, p. 2;
(iii) Pièce B-0115, p. 1.

Préambule :

(i) Calendrier projeté initial.

(ii) Calendrier révisé.

(iii) « *Au 30 septembre 2019, le Projet est toujours en phase de planification et d'obtention des permis. Le client, Métaux BlackRock, a annoncé, à la fin août 2019, le report de la mise en service de son usine en 2022, notamment en raison de retards dans la clôture de son financement. Un scénario de report de la construction du nouveau réseau est présentement à l'étude et prévoit une construction de juin 2021 à avril 2022. Des discussions sont en cours avec Développements Port Saguenay (DPS) et Investissement Québec (IQ) afin d'analyser l'impact du report de la date de mise en service* ». [nous soulignons]

Demandes :

11.1 Veuillez expliquer en quoi les retards liés à la clôture du financement (référence (iii)) ont un impact sur le projet initial.

Réponse :

La clôture du financement doit avoir lieu pour que Métaux BlackRock puisse prendre sa décision finale d'investissement. Énergir ne peut débuter les travaux avant que cette décision ne soit prise. La décision finale d'investissement du client, initialement prévue entre février et avril 2019, est maintenant reportée entre avril et décembre 2020. Le report de la décision finale d'investissement a donc un impact sur le projet initial, puisque cette décision est requise avant le début des travaux.

11.2 Veuillez expliquer quels sont les impacts du report de la date de mise en service à la suite des discussions avec Développements Port Saguenay et Investissement Québec (référence (iii)).

Réponse :

Les principaux impacts du report de la date de mise en service concernent le calendrier et les coûts du projet. Les discussions avec DPS et IQ concernent le contrat intervenu entre Énergir et DPS quant au remboursement de coûts et de contribution financière pour la construction d'une conduite de gaz naturel. Ces discussions sont en cours et leurs impacts, le cas échéant, seront communiqués lors du dépôt du Rapport annuel 2020.

PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU À SAINT-RÉMI ET SAINTE-CLOTILDE

12. Références : (i) Pièce B-0117, p. 1;
(ii) Pièce B-0117, p. 1;
(iii) Article de La Presse du 4 mars 2020.

Préambule :

(i) « *Le 6 septembre 2019, un important client de production en serres a déposé un avis d'intention de faire une proposition (Avis) à ses créanciers conformément à l'article 69(1) de la Loi sur les faillites et l'insolvabilité* ».

(ii) « *Énergir prévoit que les volumes futurs pour ce site de production de serres se réaliseront, le gouvernement du Québec ayant manifesté son intérêt à accompagner les entreprises québécoises qui vont vouloir se porter acquéreur du producteur de serres* ».

(iii) « *Hydroserre Mirabel achète Les Serres Lefort :*

« *Le montant de la transaction n'a pas été dévoilé. Croulant sous des dettes de 45 millions, Les Serres Lefort s'étaient placées à l'abri de leurs créanciers en septembre 2019. Peu après, le premier ministre François Legault avait dit souhaiter que le siège social des 20 hectares de serres demeure au Québec.*

Cette acquisition crée « l'une des plus importantes entreprises agricoles au Québec ». Pas moins de 65 % des transplants de légumes utilisés dans la province en sont issus ».

Demandes :

12.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle l'entreprise Les Serres Lefort, le principal client, a été acquis par Hydroserre Mirabel. Le cas échéant, veuillez élaborer sur la possibilité pour Énergir de livrer des volumes de consommation qui soient égaux ou supérieurs avec ce nouvel acquéreur comme client principal afin d'assurer que la rentabilité du projet soit au moins équivalente à celle projetée dans le projet initial.

Réponse :

Énergir confirme que Hydroserre Mirabel a acquis Les Serres Lefort début mars 2020. Avant même la conclusion de la transaction, Énergir était déjà, et demeure, en discussion avec Hydroserre Mirabel et Les Serres Lefort. Hydroserre Mirabel analyse différents scénarios de consommation de gaz naturel. Une décision devrait être prise au cours de l'été 2020, pour une date potentielle de mise en gaz vers le mois d'octobre 2020. Énergir informera la Régie des développements à cet égard lors du dépôt du Rapport annuel au 30 septembre 2020.

12.2 Veuillez confirmer s'il est de l'intention d'Énergir d'intégrer au financement du projet le montant maximum de la contribution gouvernementale inscrit à l'entente de financement afin d'en assurer une meilleure rentabilité.

Réponse :

Énergir le confirme.

CASEP

13. Références : (i) Pièce B-0078;
(ii) Dossier R-4079-2018, pièce B-0088;
(iii) Tableau préparé par la Régie.

Préambule :

(i) Énergir présente les résultats du CASEP de l'année 2018-2019.

(ii) Énergir présente les résultats du CASEP de l'année 2017-2018.

(iii) À partir des références (i) et (ii), la Régie élabore le tableau ci-dessous.

Année	2017-2018	2018-2019
Nombre de clients	594	474
Branchement et conduite	5 026 534 $	3 525 107 $
PRC	2 541 355 $	1 952 425 $
Point mort sans CASEP (années)	21,23	10,25
Point mort avec CASEP (années)	15,05	8,81
TRI sans CASEP	6,9%	9,0%
TRI avec CASEP	7,7%	9,4%

Demandes :

13.1 En vous référant à la référence (i), veuillez compléter le tableau suivant pour le nombre de clients et les subventions du CASEP de l'année 2018-2019 en fonction des profils de clients et des combinaisons de programmes.

Réponse :

	CASEP		CASEP + PRC		CASEP + PGEÉ		CASEP + PRC + PGEÉ		TOTAUX	
PROFILS DE CLIENTS	**Nbr clients**	**CASEP** *($)*	**Nbr clients**	**CASEP** *($)*	**Nbr clients**	**CASEP**	**Nbr clients**	**CASEP** *($)*	**Nbr clients**	**CASEP** *($)*
Résidentiel - densification de réseau	3	4 784	46	77 531	4	8 399	270	453 413	323	544 127
CII - densification de réseau	4	24 559	44	92 017	6	43 058	82	178 505	136	338 139
Résidentiel – mini-extension	1	2 126	0	0	4	8 293	0	0	5	10 419
CII – mini-extension	0	0	0	0	10	143 740	0	0	10	143 740
TOTAUX	**8**	**31 470**	**90**	**168 548**	**24**	**203 490**	**352**	**631 918**	**474**	**1 033 675**

13.2 Veuillez préciser si la ventilation des données du CASEP fournies à la demande 13.1 est représentative de la tendance des trois dernières années. Sinon, veuillez élaborer.

Réponse :

Bien que les quantités totales varient selon les années, la répartition parmi les programmes demeure assez stable. Entre autres, la majorité des clients (75 %) reçoit à la fois du CASEP, du PRC et du PGEÉ.

13.3 En vous référant à la référence (iii), veuillez expliquer les écarts des résultats 2017-2018 et 2018-2019.

Réponse :

- La baisse du nombre de participants en 2018-2019 est en lien avec la baisse des nouvelles ventes au marché PMD (-20 % par rapport à la cause tarifaire);
- L'écart favorable de rentabilité en 2018-2019 s'explique par la baisse du nombre de ventes en extension, qui présentent une rentabilité plus basse en raison des coûts additionnels de conduites (en plus du branchement);
- La baisse du PRC est en lien avec la baisse du nombre de ventes (le ratio PRC/n^{bre} ventes est stable).

PRC-PRRC ET PGEÉ

14. Références : (i) Pièce B-0076, p. 28;
(ii) Pièce B-0155, p. 13 à 22 et 29.

Préambule :

(i) « *3.3 ACTIVITÉS DE RECHERCHE*

Les activités de recherche ont pour objectif de recueillir des informations de marché pertinentes au développement, à l'administration et au suivi d'initiatives retenues dans le portefeuille du PGEÉ.

La liste des projets de recherche se décline comme suit : des travaux de conception pour de nouveaux programmes ou volets; la participation aux activités d'organismes spécialisés en efficacité énergétique; la base de données PRC-PEÉ et Salesforce […] » [nous soulignons]

(ii) « *La PRI pour ce dossier n'est pas disponible. Le montant a été jugé suffisant par la force de vente pour répondre aux attentes du client* ».

Demandes :

14.1 En vous référant à la référence (i), veuillez décrire les caractéristiques de la base de données PRC-PEÉ et Salesforce, notamment son objectif et son état d'avancement.

Réponse :

La base de données PRC-PEÉ colligeait, entre autres, l'ensemble des informations associées au traitement des subventions du PGEÉ jusqu'au 24 juin 2019. Après cette date, Salesforce a pris le relais. Soulignons que les dossiers des participants intégrés à la base de données PRC-PEE ont été intégrés à Salesforce afin d'assurer une continuité dans le suivi des dossiers.

14.2 En vous référant à la référence (ii), veuillez préciser pour quels motifs le PRI n'est pas disponible pour onze cas parmi les vingt échantillons aléatoires d'aide financière versée.

Réponse :

Pour les clients ayant reçu du PRC via l'approche au cas par cas ainsi que pour les clients ayant reçu du PRRC, la PRI n'est pas indiquée puisque cette donnée n'est pas disponible. Toutefois l'évaluation de l'aide financière se veut juste et raisonnable. Le calcul de la rentabilité pour Énergir est réalisé à l'aide de l'outil « revenu requis » qui permet de personnaliser toutes les variables du projet (investissement d'Énergir, et estimation de l'aide

financière). L'objectif est de convaincre le client de choisir le gaz naturel, tout en minimisant l'aide financière.

PROGRAMMES DIAGNOSTICS ET MISE EN ŒUVRE EFFICACE ET INNOVATION EFFICACE

15. Références : (i) Dossier R-4043-2018, D-2019-088, p. 33;
(ii) Dossier R-4043-2018, Pièce A-0022, p. 12;
(iii) Pièce B-0076, Annexe E, p. 1 à 31;
(iv) Pièce B-0076, p. 21;
(v) Pièce B-0076, Annexe B, p. 3.

Préambule :

(i) « [110] *La Régie autorise l'utilisation de la nouvelle nomenclature proposée par Énergir à la pièce A-0022, page 12*[77]*, pour des fins de commercialisation de son PGEÉ* ».

(ii) Extrait de la nomenclature approuvée pour le programme Diagnostics et mise en œuvre efficaces :

Diagnostics et mise en œuvre efficaces	Études et implantation – CII (PE207, PE208) Études et implantation – VGE (PE211, PE218, PE219) Remise au point des systèmes mécaniques ou « Recommissioning » (projet-pilote) (PE226) Système de gestion de l'énergie – industriel (projet-pilote)	CII VGE CII & VGE VGE

(iii) Annexe E – Fiches des volets et sous-volets du PGEÉ.

(iv) Fiche du programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces*.

(v) La liste des projets d'innovation inclut le volet *Système de Gestion de l'Énergie*.

Demande :

15.1 En vous référant aux références (i) et (ii), veuillez indiquer les motifs pour lesquels Énergir présente le volet *Système de gestion de l'énergie* comme un projet d'innovation à la référence (v) plutôt qu'un volet du programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces*.

Réponse :

Le projet « Système de gestion de l'énergie » présenté à l'item 4 de la référence (v) n'est pas le volet Système de gestion de l'énergie (SGE) d'Énergir présenté aux références (ii), (iii) et (iv), mais un projet d'innovation soumis par un client d'Énergir en 2016-2017 visant l'implantation d'un SGE dans une entreprise industrielle. Ce projet a notamment contribué à la conception et au développement du volet SGE d'Énergir.

ÉCARTS DE PARTICIPATION (PGEÉ)

16. Références : (i) Pièce B-0076, Annexe F, p. 2;
(ii) Pièce B-0076, Annexe F, p. 2;
(iii) Pièce B-0076, Annexe F, p. 2;
(iv) Pièce B-0076, Annexe E, p. 26.

Préambule :

(i) Le volet *Supplément MFR – Résidentiel* a enregistré 30 % des participants prévus.

(ii) Le volet *Supplément MFR – CII* a enregistré 9 % des participants prévus.

(iii) Le volet *Chaudières à efficacité intermédiaire* a enregistré 50 % des participants prévus.
]
(iv) Extrait des écarts du volet *Encouragement à l'implantation (institutionnel)* :

Données du sous-volet	Prévision 2018-2019		
Nombre de participants (brut)	13	2	15%
Économies brutes totales (m³)	6 324 920	488 207	8%
Économies nettes totales (m³)	4 870 188	375 919	8%
Données du sous-volet	**Autorisé 2018-2019**		
Aide financière unitaire ($)	78 386	63 923	82%
Aide financière totale ($)	783 860	127 847	16%
Coût du sous-volet	**Autorisé 2018-2019**		
Développement & formation ($)	2 174	1 748	80%
Commercialisation ($)	4 000	2 093	52%
Suivi & évaluation ($)	5 277	31 240	592%
Administration ($)	171 287	135 285	79%
Coûts totaux ($)	182 737	170 366	93%

Demande :

16.1 Veuillez décrire les circonstances des écarts de la participation aux références (i) à (iv).

Réponse :

Il n'y a pas de circonstance particulière pour justifier les écarts relatifs aux volets visant les ménages à faible revenu détaillés aux références (i) et (ii), outre le fait que les efforts de commercialisation d'Énergir sur ce programme peuvent avoir des impacts décalés.

Outre les activités de communication visant l'ensemble des programmes, Énergir souligne les présentations effectuées auprès de la Corporation des propriétaires immobiliers du Québec (CORPIQ) en novembre 2018 et avril 2019[1], ainsi que plusieurs activités de communication

[1] B-0076, annexe C, page 4.

via la Confédération québécoise des coopératives d'habitation (CQCH) et le Réseau québécois des OSBL d'habitation (RQOH), réalisés majoritairement dans les deux derniers trimestres de l'année 2018-2019.[2]

D'ailleurs, les résultats de l'année 2019-2020 observés jusqu'à maintenant sont très encourageants par rapport à ceux de l'année 2018-2019.

Il n'y a pas de circonstance particulière pour justifier l'écart relatif au volet présenté à la référence (iii), outre le fait que « *[l]'implantation de la solution informatique pour la gestion de la relation avec la clientèle (CRM) en cours d'année et les efforts soutenus qui ont été requis dans la transition ont inévitablement occasionné un ralentissement temporaire du rythme de traitement administratif des dossiers.* »[3] Soulignons que la participation réelle en 2018-2019 pour ce volet est relativement similaire à celle obtenue en 2017-2018[4].

Finalement, concernant l'écart relatif au volet présenté à la référence (iv), la plus faible participation pourrait potentiellement être attribuable – en partie – à la couverture marginale des surcoûts par les aides financières notées par l'Évaluateur dans son rapport déposé à la Régie en décembre 2019[5].

[2] B-0076, annexe C, page 13.

[3] R-4114-2019, Energir-13, Document 2, p. 2.

[4] R-4079-2018, Énergir-13, Document 2, annexe B, p. 1.

[5] Rapport d'évaluation 2019, Études et Implantation CII et VGE, p. 48.

INNOVATION EFFICACE

17. Références : (i) Pièce B-0076, p. 25;
(ii) Pièce B-0076, Annexe B, p. 1 à 5.

Préambule :

(i) Extrait de la fiche du programme Innovation efficace.

		Réel 2018-2019	% réalisation
Données du programme	**Prévision 2018-2019**		
Nombre de participants (brut)	5	1	20%
Économies brutes totales (m³)	150 000	753	1%
Économies nettes totales (m³)	150 000	753	1%
Frais d'exploitation	**Autorisé 2018-2019**		
Développement & formation ($)	2 174	1 748	80%
Commercialisation ($)	7 500	12 142	162%
Suivi & évaluation ($)	3 261	7 920	243%
Administration ($)	137 029	135 285	99%
Total ($)	149 964	157 094	105%
Coûts du programme	**Autorisé 2018-2019**		
Aide financière totale ($)	189 749	18 250	10%
Frais d'exploitation ($)	149 964	157 094	105%
Total ($)	339 713	175 344	52%

(ii) La description de huit projets d'innovation et leur statut (extrait du projet 1 ci-dessous).

Tableau B-1 : Liste des projets d'innovation

Nom du projet	Description du projet	Statut	Résultats
1) Collecteur solaire avec gestion de chaleur	Le projet vise à faire la démonstration d'un nouveau concept de collecteur solaire à air à recirculation qui permet le chauffage de l'air d'un bâtiment, et ainsi diminuer sa consommation énergétique dédiée au chauffage. La démonstration à la fois des performances, du potentiel d'économie de gaz naturel et de	Ce projet est terminé.	Bien que de réelles économies d'énergie aient été constatées, elles n'étaient pas au niveau anticipé. La cause principale est une quantité d'air extérieur qui s'infiltrait dans le capteur, résultant en une diminution de l'efficacité du système. Les prototypes soumis aux tests

Demandes :

17.1 En vous référant aux références (i) et (ii), veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les économies d'énergie nettes du programme *Innovation efficace* en 2018-2019 proviennent du projet *Collecteur solaire avec gestion de chaleur* à la référence (ii), sinon veuillez préciser.

Réponse :

Énergir confirme la compréhension de la Régie.

17.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle le programme Innovation efficace comptabilise une seule fois les économies nettes d'un projet qui sont cumulées sur plusieurs années.

Réponse :

Énergir confirme que les économies nettes d'un projet qui peut s'être déroulé sur une ou plusieurs années ne sont comptabilisées qu'une seule fois, lorsque le projet est complété.

SUIVIS DE DÉCISION

18. Références : (i) Pièce B-0076, Annexe D, p. 2;
(ii) Pièce B-0076, Annexe D, p. 1;
(iii) Dossier R-4043-2018, décision D-2019-088, p. 114 et 119;
(iv) Pièce B-0076, Annexe D, p. 1.

Préambule :

(i) Extrait des suivis de décisions de la Régie présentés au rapport annuel de l'année 2018-2019 :

[424] De plus, la Régie demande que dans ces fiches, l'ensemble des paramètres d'impact énergétique et monétaire, soit référencé en note de bas de page. […]. Enfin, la Régie demande que chacune des fiches inclue une explication des écarts obtenus.

(ii) Extrait des suivis de décisions de la Régie présentés au rapport annuel de l'année 2018-2019 :

[120] À compter du rapport annuel 2017, la Régie demande à [Énergir] *de présenter, dans les fiches des programmes du PGEÉ, une note de bas de page indiquant la référence de chacun des paramètres du programme.*

(iii) « *[408] Ces rapports devront être déposés à la Régie de façon administrative dans les meilleurs délais, en vue de leur examen dans le cadre du rapport annuel portant sur l'année « n », déposé à l'année « n +1 ». Le cas échéant, <u>les paramètres d'impact énergétiques et monétaires révisés seront mis à jour dans ce rapport annuel portant sur l'année « n »</u>.*

[…]

« *[414] Advenant le cas où les différents types d'évaluation et les études portant sur le calcul du bénévolat et la mise à jour des coûts évités de gaz naturel ne puissent pas être complétées avant le 30 septembre ou le 31 décembre de l'année « n », selon le distributeur, la Régie demande à Énergir, Gazifère et HQD de déposer ces évaluations et études dans les plus brefs délais de façon administrative, dès que complétées, en vue de leur examen :*

- *dans le cadre du dossier tarifaire portant sur l'année « n+2 » déposé à l'année « n+1 », dans la mesure où des ajustements à la marge pour les programmes et les mesures évalués seraient envisagés dans ce dossier tarifaire, ou*

- *dans le cadre du dossier de rapport annuel portant sur l'année « n+1 » déposé à l'année « n+2 ».*

[415] Dans ces deux cas, les paramètres d'impacts énergétiques et monétaires révisés par les évaluations et études, devront être mis à jour « au réel » dans les résultats du rapport annuel portant sur l'année « n+1 », déposé à l'année « n+2 » ». [nous soulignons]

(iv) Extrait des suivis de décisions de la Régie présentés au rapport annuel de l'année 2018-2019 :

[133] Pour les motifs qui précèdent, la régie demande à [Énergir], *à compter du rapport annuel 2017, de mettre à jour les paramètres révisés, lors des évaluations des programmes par des firmes externes, dans le dossier du rapport annuel de l'année financière où le rapport d'évaluation des programmes est déposé à la Régie, plutôt qu'au dossier tarifaire suivant.*

Demandes :

18.1 Considérant la demande à la référence (i) de présenter les références en note de bas de page dans les fiches des programmes et des mesures du PGEÉ pour l'ensemble des paramètres d'impacts énergétiques, veuillez préciser s'il n'y aurait pas lieu de retirer la référence (ii) des suivis de décision du rapport annuel de l'année 2018-2019.

Réponse :

Énergir est d'avis qu'il y aurait effectivement lieu de retirer la référence (ii) des suivis de décision du rapport annuel de l'année 2018-2019, considérant la plus récente décision de la Régie à la référence (i).

18.2 Considérant la décision à la référence (iii) qui indique le cadre et le moment prévus de la mise-à-jour des paramètres révisés par les évaluations de programmes, veuillez préciser s'il n'y aurait pas lieu de retirer la référence (iv) des suivis de décision du rapport annuel de l'année 2018-2019.

Réponse :

Énergir est d'avis qu'il y aurait effectivement lieu de retirer la référence (iv) des suivis de décision du rapport annuel de l'année 2018-2019, considérant la plus récente décision de la Régie à la référence (iii).

18.3 Par ailleurs, en lien avec la référence (iii), veuillez préciser s'il n'y aurait pas lieu d'inclure cette référence aux suivis de décision du rapport annuel de l'année 2018-2019.

Réponse :

Énergir est d'avis que le suivi de la décision présenté à la référence (iii) pourrait être ajouté aux suivis de décision du rapport annuel de l'année 2018-2019.

DÉVELOPPEMENT DES OUTILS D'ANALYSE

19. Référence : Pièce B-0046, p. 8.

Préambule :

« *Cependant, plusieurs obstacles techniques et opérationnels empêchent le déploiement complet d'une telle plateforme à court terme, et du même coup ralentit la livraison d'une solution permettant les explications des écarts par sous-paliers au PMD. Énergir continue les efforts à l'interne afin de pouvoir déployer ce type de plateforme le plus rapidement possible.*

Considérant les enjeux techniques relevés, force est de constater que le déploiement complet de ces outils ne sera pas fait au cours de la prochaine année (2019-2020) et Énergir ne peut se prononcer avec précision à l'égard de l'année à laquelle le développement sera entièrement terminé ». [nous soulignons]

Demande :

19.1 Veuillez identifier et décrire brièvement les principaux obstacles techniques et opérationnels qui empêchent le déploiement complet de la plateforme mentionnée à la référence.

Réponse :

Plusieurs obstacles empêchent le déploiement opérationnel d'une telle plateforme à court terme :

- Obstacles au niveau des intrants : entre autres, Énergir ne possède pas d'historique de consommation quotidienne sur un horizon long terme pour l'ensemble de sa clientèle de façon à s'assurer de résultats robustes.
- Obstacles informatiques : une puissance de calcul importante est requise pour estimer les paramètres de modèles, puis appliquer ces modèles, sur plusieurs centaines de milliers d'installations. Les prototypes testés n'avaient pas les configurations qui permettent de générer des calculs sur demande, ni de les produire dans des délais raisonnables pour satisfaire les opérations d'Énergir.
- Obstacles au niveau des résultats : l'analyse des résultats est techniquement complexe, étant donné le nombre important (plusieurs millions) de données impliquées. Les prototypes de l'outil exploré jusqu'à récemment n'ont pas été en mesure de fournir les extrants dans un format approprié à l'exploration et l'analyse d'écarts.

TRANSACTIONS FINANCIÈRES

20. Références : (i) Dossier R-3951-2015, décision D-2016-111, p. 26, par. 66;
(ii) Pièce B-0060, p. 9 à 11;
(iii) Pièce B-0060, Annexe 2, p. 1 à 14;

Préambule :

(i) À la décision D-2016-111 :

« [66] […] *la Régie demande à Gaz Métro de déposer, à partir du prochain dossier de rapport annuel, les informations suivantes relatives à l'examen et la bonification des transactions d'optimisation financières :*

- *Pour chaque transaction d'optimisation financière sujette à bonification, fournir les informations suivantes en version papier et en version Excel de façon caviardée :*

  a. la date de la transaction;
  b. une description de la transaction; c. les volumes journaliers;
  d. la période effective (date de début et date de fin);
  e. les points de réception et de livraison;
  f. les revenus générés en transport et équilibrage;
  g les explications permettant de démontrer que Gaz Métro a maintenu la clientèle opérationnellement et financièrement indemne de la transaction ».

(ii) Énergir présente en suivi à la décision D-2016-111 par. 66, les informations relatives aux transactions d'optimisation financières réalisées au cours de l'année 2018-2019 ainsi que les explications permettant de démontrer que Énergir a maintenu la clientèle opérationnellement et financièrement indemne de la transaction.

«

- *Échange Dawn et différents points de livraison via un détournement*

Sous ce type de transactions, Énergir reçoit d'un tiers une certaine quantité de gaz naturel qu'elle transporte pour ce tiers, contre rémunération, à un point donné autre que EDA en changeant le point de livraison du gaz naturel (aussi appelé « diversion » sur TCPL).

[…]

- *Échange Dawn-Parkway*

Sous ce type de transactions, Énergir reçoit d'un tiers une quantité de gaz naturel avec le gaz de compression à Dawn et livre en retour à la tierce partie la même quantité de gaz naturel à Parkway, contre rémunération.

[…]

- *Échange Suffield-Empress*

Ce type d'échange est possible en vertu d'une modalité offerte par le transporteur TCPL et permet à Énergir d'utiliser un point de réception autre que son point Empress tel que stipulé dans ses contrats de transport FTLH. Cette modalité est appelée « Alternate Receipt Point – ARP ». Énergir a donc reçu d'une tierce partie une quantité de gaz naturel à Suffield lequel est un ARP et a livré sur la période la même quantité de gaz naturel à Empress contre rémunération. Plusieurs transactions de ce type ont été réalisées, générant des revenus de 57 890 $ ».

- *Échange période*

Sous ce type de transactions, Énergir reçoit d'un tiers une quantité de gaz naturel sur une période à un point et ensuite remet le gaz naturel sur une autre période convenue au même point contre rémunération.
[…]

- *Prêt d'espace d'entreposage*

Ce type de transactions consiste à prêter temporairement à une tierce partie, contre rémunération, une portion de l'espace d'entreposage non utilisé et non nécessaire pour les opérations quotidiennes.

Les revenus générés par ce type de transactions doivent être supérieurs à l'ensemble des coûts causés par la transaction. En plus de générer les revenus nets prévus, cette activité permet, dans certains cas, d'éviter des coûts (par exemple, gaz de compression et frais d'overrun d'injection/retrait) qui, autrement, auraient été nécessaires afin de retirer ou d'injecter le gaz du site d'entreposage d'Enbridge Gas. Cette entente est signée sur une base annuelle, mais ne garantit pas son utilisation si les conditions économiques de marché ne sont pas présentes.

Trois contrats maîtres ont été conclus sous cette catégorie. Des revenus de 209 622 $ ont été générés auprès des contreparties ». [nous soulignons]

(iii) À l'Annexe 2, Énergir présente le détail des transactions financières ainsi que les revenus de transport et d'équilibrage réalisés.

Demande :

20.1 En complément aux informations présentées aux références (ii) et (iii), veuillez indiquer, respectivement pour chacune des catégories de transactions suivantes, si elles consistent en

des transactions sur des outils de transport, des transactions sur des outils d'équilibrage ou des transactions sur de la fourniture de gaz naturel :

- Échange Dawn-East Hereford;
- Échange Dawn-Iroquois;
- Échange Dawn-NBJ;
- Échange Dawn-Union EDA;
- Échange Dawn-Union NDA;
- Échange Dawn-SSMDA;
- Échange Suffield – Empress;
- Échange période;
- Prêt d'espace d'entreposage.

Veuillez élaborer et mettre à jour la référence (ii), le cas échéant.

Réponse :

Catégories de transactions	Outils utilisés
Échange Dawn-East Hereford	Transport
Échange Dawn-Iroquois	Transport
Échange Dawn-NBJ	Transport
Échange Dawn-Union EDA	Transport
Échange Dawn-Union NDA	Transport
Échange Dawn-SSMDA	Transport
Échange Suffield – Empress	Transport
Échange période	Équilibrage
Prêt d'espace d'entreposage	Équilibrage

Énergir dépose une version révisée de la pièce Énergir-12, Document 2 mentionnée à la référence (ii).

21. Références : (i) Pièce B-0060, p. 8;
(iii) Pièce B-0059, Annexe 2 (sous pli confidentiel);
(iv) Pièce B-0060, Notes 1 et 2 de l'Annexe 2.

Préambule :

(iii) « *Il est à noter qu'Énergir ne demande pas à être bonifiée sur les deux transactions ayant généré des revenus de 90 500 $. Cette situation s'explique par le fait que ces transactions se sont toutes deux étendues sur les mois d'avril à septembre 2018 ainsi qu'octobre 2018. Il s'agit donc de deux transactions qui s'étendent à la fois sur l'année financière 2017-2018 pour 6 mois et l'année financière 2018-2019 pour un mois. Par souci de cohérence avec les récentes décisions D-2019-124 (paragr. 61 et suiv.) et D-2019-141 (paragr. 326 et suiv.), Énergir ne réclame pas d'être bonifiée sur la valeur créée avec ces transactions durant l'année 2018-2019, bien qu'il lui semblerait équitable de l'être et laisse à la Régie tout le loisir d'utiliser la discrétion dont elle dispose à ce sujet.*

Ceci dit, Énergir souligne que de bonne foi, elle a réclamé d'être bonifiée sur ces transactions dans le cadre du Rapport annuel 2018, ce que la Régie a accordé sans toutefois réaliser selon toutes probabilités que ces transactions s'étendaient sur les années financières 2017-2018 et 2018-2019. Énergir croit malgré tout que la bonification était justifiée dans la mesure où ces transactions se sont faites à l'intérieure de l'année gazière qui est reconnue dans l'industrie du gaz naturel, soit entre le 1er novembre d'une année donnée et le 31 octobre de l'année suivante. L'inclusion du mois d'octobre dans les transactions d'optimisation a permis de générer une valeur optimale pour la clientèle et ce, sans possibilité d'engendrer les difficultés soulevées par la Régie dans sa décision D-2014-077 (paragr. 480 à 482) qui justifiaient de ne pas bonifier des transactions multi-années ». [nous soulignons], [note de bas de page omise]

(iv) À l'Annexe 2, Énergir présente le détail des transactions financières ainsi que les revenus de transport et d'équilibrage réalisés.

(v) Aux notes de bas de page 1 et 2 :

« *(1) Cette transaction est effective du 1er avril au 31 octobre 2019. Énergir présente les revenus découlant de ce contrat pour la portion du 1er avril au 30 septembre pour bonification au présent rapport annuel. Énergir ne demandera pas la bonification sur les revenus du mois d'octobre 2019 au Rapport annuel 2020.*

(2) Énergir ne demande pas à être bonifiée pour ces transactions pour les raisons exposées dans les sections « Revenus » et « Économies » sous les rubriques relatives à chaque type de transactions de la pièce Énergir-12, document 2 ».

Demandes :

21.1 Veuillez mettre à jour au tableau de la référence (ii), la période effective pour chaque transaction réalisée au cours de l'année 2018-2019, notamment pour les transactions

« *Cession FTSH/M12 avec droit de rappel EDA-Parkway* » et de « *Cession FTSH avec droit de rappel* » afin de refléter les explications présentées aux références (i) et (iii).

Réponse :

Énergir comprend que la Régie souhaite que le tableau de la référence (iii), pièce B-0059, Énergir-12, Document 2, annexe 2 (sous pli confidentiel) soit mis à jour. Énergir dépose donc une version révisée de cette pièce.

21.2 Veuillez également mettre à jour le tableau afin de refléter la période effective les transactions réalisées qui excèdent plus d'une année financière 2018-2019, le cas échéant.

Réponse :

Veuillez vous référer à la version révisée de la pièce Énergir-12, Document 2 déposée par Énergir (voir la réponse à la question 21.1).

PLAN APPROVISIONNEMENT

22. Références : (i) Pièce B-0065, Tableaux 1 et 2;
(ii) Pièce B-0065, Tableaux 4 et 5;
(iii) Pièce B-0065, Tableau 6, p. 5.

Préambule :

(i) Énergir présente au Tableau 1, les mouvements d'inventaire projetés au site de Enbridge Gas au dossier tarifaire 2018-2019, à la suite de la décision D-2018-158 ainsi qu'au Tableau 2, les mouvements réels de l'année 2018-2019.

(ii) Énergir présente aux Tableaux 4 et 5, les détails permettant d'établir l'impact financier de la gestion de l'inventaire en entreposage chez Enbridge Gas en fonction de la projection selon l'ancienne stratégie et le réel.

(iii) Au Tableau 6, Énergir présente l'impact financier estimé de la mise en place de la nouvelle stratégie.

Impact financier estimé	000 $
Variation des coûts d'achat à Dawn sur les retraits	249
Variation des coûts d'achat à Dawn sur les injections	557
Variation du coût de maintien des inventaires	-371
Impact financier total	**434**

Demande :

22.1 Veuillez présenter l'impact financier de la gestion de l'inventaire d'entreposage chez Enbridge Gas selon le format présenté aux références (ii) et (iii), en fonction de la projection établie au dossier tarifaire 2018-2019 (selon la stratégie en vigueur) et les mouvements réels d'inventaire de l'année 2018-2019, tel que présenté à la référence (i).

Réponse :

La Régie demande à Énergir de lui présenter l'impact financier de la gestion de l'inventaire d'entreposage chez Enbridge Gas en fonction de la projection établie au dossier tarifaire 2018-2019 et les mouvements réels d'inventaire pour la même période.

Il est important de noter qu'Énergir ne peut pas simplement comparer la stratégie projetée à la Cause tarifaire 2018-2019 avec le réel, en raison du remplacement de deux contrats d'entreposage avec Enbridge Gas ayant pris fin le 31 mars 2019. Ces deux contrats, auxquels

étaient associés un espace d'entreposage total de 116,1 10^6m³, ont été remplacés par un contrat avec une capacité d'entreposage de 203,9 10^6m³. Ainsi, la capacité d'entreposage « réelle » diffère de 87,8 10^6m³ de la capacité prévue au dossier tarifaire pour les mois d'avril à septembre 2019. Compte tenu de ce changement de capacité d'entreposage, il va de soi que le calcul de l'impact financier entre les valeurs projetées à la cause tarifaire et le réel en serait biaisé.

Énergir a tout de même calculé une estimation de la stratégie présentée à la Cause tarifaire 2018-2019 en fonction du nouveau niveau d'entreposage à Enbridge Gas, en vigueur depuis le 1er avril 2019. En effet, les stratégies présentées au Rapport annuel présentent un profil mensuel des inventaires (ratio vs inventaire total) exprimés en pourcentages. Énergir a donc utilisé les pourcentages des inventaires prévus à la stratégie présentée à la Cause tarifaire 2018-2019 et les a appliqués aux volumes d'inventaires réellement contractés. Les volumes calculés ont ensuite été comparés aux valeurs réelles.

Le tableau 1 présente les mouvements d'inventaire projetés au site de Enbridge Gas selon le profil mensuel des inventaires de la Cause tarifaire 2018-2019 appliqués aux volumes d'inventaires réellement contractés.

Tableau 1

Cause tarifaire 2018-2019 (10^3m³)				
Mois	**Retrait**	**Injection**	**Niveau d'inventaire à la fin de mois**	**Ratio vs inventaire total**
sept-18			221 564	
oct-18	11 687	0	209 876	93%
nov-18	15 484	0	194 392	86%
déc-18	52 014	0	142 378	63%
janv-19	58 318	0	84 059	37%
févr-19	49 750	0	34 310	15%
mars-19	4 718	0	29 591	12%
avr-19	0	25 670	55 262	18%
mai-19	0	7 834	63 096	20%
juin-19	0	67 319	130 415	42%
juil-19	0	68 502	198 916	64%
août-19	0	68 082	266 999	85%
sept-19	0	39 314	306 313	100%

Pour les retraits et pour les injections, les tableaux 2 et 3 présentent distinctement, l'impact financier entre l'estimation de la stratégie présentée à la Cause tarifaire 2018-2019 et le réel.

Tableau 2

Mois	Retraits			Coût des achats à Dawn	Impact financier
	Stratégie CT 2018-2019 ajustée	Réels nets	Variation		
	10^3m^3	10^3m^3	10^3m^3	¢/m³	000 $
oct-18	11 687	11 493	194	12,690	25
nov-18	15 484	3 271	12 214	14,199	1 734
déc-18	52 014	50 862	1 152	13,241	153
janv-19	58 318	46 295	12 023	17,326	2 083
févr-19	49 750	56 546	-6 796	12,049	-819
mars-19	4 718	23 505	-18 787	11,740	-2 206
Variation des coûts d'achat à Dawn sur les retraits					970

Tableau 3

Mois	Injections			Coût des achats à Dawn	Impact financier
	Stratégie CT 2018-2019 ajustée	Réelles nettes	Variation		
	10^3m^3	10^3m^3	10^3m^3	¢/m³	000 $
avr-19	25 670	27 085	1 415	13,442	190
mai-19	7 834	5 183	-2 651	12,056	-320
juin-19	67 319	48 260	-19 059	13,033	-2 484
juil-19	68 502	60 111	-8 390	13,092	-1 098
août-19	68 082	52 672	-15 410	14,167	-2 183
sept-19	39 314	83 410	44 095	13,783	6 078
Variation des coûts d'achat à Dawn sur les injections					183

Enfin, le tableau 4 présente l'impact financier total de la gestion de l'inventaire d'entreposage chez Enbridge Gas, selon l'estimation de la stratégie présentée à la Cause tarifaire 2018-2019 et le réel.

Tableau 4

Impact financier estimé	000 $
Variation des coûts d'achat à Dawn sur les retraits	970
Variation des coûts d'achat à Dawn sur les injections	183
Variation du coût de maintien des inventaires	-247
Impact financier total	**906**

23. Références : (i) Pièce B-0066, Tableau 1, p. 3 (sous pli confidentiel);
(ii) Pièce B-0066, Tableau 3, p. 5 (sous pli confidentiel);
(iii) R-4079-2018, pièce B-0080, Tableau 1, p. 4 (sous pli confidentiel).

Préambule :

(i) Au Tableau 1, Énergir présente [redacted]

[redacted]

(ii) Au Tableau 3, Énergir présente [redacted]

[redacted]

(iii) Au Tableau 1, Énergir présente [redacted]

[redacted]

Demandes :

[redacted]

Réponse :

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

Réponse :

[redacted]

[redacted]

[redacted]

Réponse :

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

24. Références : Pièce B-0158, onglet E-9Doc7 (sous pli confidentiel);

Préambule :

Énergir dépose l'utilisation quotidienne de l'usine LSR pour la période du 1er octobre 2018 au 30 septembre 2019 (10^3m^3).

Demande :

[redacted]

[redacted]

Réponse :

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]