

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 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)).

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.

- 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* ».
- 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.
- 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.

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.

**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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

**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.

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

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

**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.

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.

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.

**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 initialement. 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.

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

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.

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.

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.

Profils de clients/ programmes	CASEP		CASEP + PRC		CASEP + PRC + PGEÉ		TOTAUX	
	Nombre clients	CASEP (\$)	Nombre clients	CASEP (\$)	Nombre clients	CASEP (\$)	Nbr clients	CASEP (\$)
Résidentiel - densification de réseau								
CII - densification de réseau								
Résidentiel – mini-extension								
CII – mini-extension								
TOTAUX							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.

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

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.
- 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.

**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 12⁷⁷, 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)	CII
	Études et implantation – VGE (PE211, PE218, PE219)	VGE
	Remise au point des systèmes mécaniques ou « Recommissioning » (projet-pilote) (PE226)	CII & VGE
	Système de gestion de l'énergie – industriel (projet-pilote)	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*.

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).

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.

	Prévision 2018-2019	Réel 2018-2019	% réalisation
Données du programme			
Nombre de participants (brut)	5	1	20%
Économies brutes totales (m ³)	150 000	753	1%
Économies nettes totales (m ³)	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 (\$)	3 281	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.

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.

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, les paramètres d'impact énergétiques et monétaires révisés seront mis à jour dans ce rapport annuel portant sur l'année « n ».

[...]

« [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.
- 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.
- 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.

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.

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.

- 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 1^{er} avril au 31 octobre 2019. Énergir présente les revenus découlant de ce contrat pour la portion du 1^{er} 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).

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.

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	<u>-371</u>
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).

- 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] :
- (ii) Au Tableau 3, Énergir présente [redacted] :
- (iii) Au Tableau 1, Énergir présente [redacted] :

Demandes :

[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 1^{er} octobre 2018 au 30 septembre 2019 (10³m³).

Demande :

[REDACTED]

[REDACTED]