

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA  
DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES  
CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2018**

---

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0170](#), p. 66 et 67;
  - (ii) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0190](#), p. 4.

**Préambule :**

(i) « En fonction des livraisons totales projetées pour l'année 2018-2019 de 5 992,5 106m<sup>3</sup>, la marge excédentaire de 10 % représenterait alors 1 642 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (=5 992,5/365 x 10 %). Comme mentionné à la pièce présentant la marge excédentaire en transport, pour les années 2018-2019 et 2019-2020, Énergir ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacité de transport a priori pour répondre à la marge excédentaire autorisée. Pour les années 2020-2021 et 2021-2022, Énergir planifie le besoin d'une marge excédentaire annuelle de 660 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, soit 4,02 % des livraisons totales de l'année 2018-2019. » [notes de bas de page omises]

(ii) À la diapositive 7, Énergir présente le processus de la prévision de la demande totale.

**Demande:**

1.1 Veuillez indiquer comment Énergir intègre la planification des besoins associés à la marge excédentaire dans son processus de la prévision de la demande totale, tel que présenté à la référence (ii), notamment aux fins de la détermination des outils d'approvisionnement, de la demande à la journée de pointe et de la demande pour l'hiver extrême. Si non, veuillez élaborer.

Le cas échéant, veuillez expliquer par un exemple chiffré l'application des besoins associés à la marge excédentaire établis pour les années 2020-2021 et 2021-2022, dans le cadre du processus de prévision de la demande du Distributeur.

- 2. Référence :** Pièce [B-0170](#), p. 36.

**Préambule :**

« Énergir a utilisé les prix des « Futures » sur le marché financier pour arrêter ses hypothèses quant au prix du gaz naturel. » [nous soulignons]

(ii) « *Le choix du prix des contrats d'échange comme base pour établir le prix du service de fourniture de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant dans le calcul de ce prix.* »

**Demande:**

2.1 À la référence (i) veuillez indiquer s'il s'agit de contrats de change plutôt que de contrats d'échanges.

Le cas échéant, veuillez expliquer en quoi constituent les « *contrats d'échange* » dont la référence fait mention.

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0170](#), p. 78 et 79;
  - (ii) Pièce [B-0170](#), p. 83;
  - (iii) Pièce [B-0170](#), Tableau 28.

**Préambule :**

(i) « *Depuis le dépôt de cette preuve en 2012, Énergir a effectué des améliorations à l'usine LSR qui se sont traduites par un ajout de précision relativement à la capacité des réservoirs.*

*Ainsi, chaque réservoir peut être rempli à 107,3 pieds, ce qui correspond à un total gazeux de 59,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. De plus, les pompes se situent à 1,5 pied du fond de chaque réservoir. Le GNL se situant sous les pompes ne peut être facilement retiré et constitue de la capacité non utile. La capacité utile est donc de 105,8 pieds, ce qui correspond à un total gazeux de 58,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.* »

(ii) « *Il est à noter qu'Énergir a intégré comme outil d'approvisionnement en pointe, la possibilité d'interrompre la liquéfaction du client GM GNL. La valeur de cet outil de pointe correspond au potentiel de liquéfaction quotidien prévu.* »

(iii) Le tableau 28 présente les sources d'approvisionnement et leur débit journalier maximal.

**Demande:**

3.1 À la référence (iii), le débit journalier maximal associé à l'outil « *Interruption de liquéfaction GM GNL* » est de 297 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

Veuillez présenter les détails permettant d'établir la valeur de l'outil de pointe correspondant au potentiel de liquéfaction quotidien prévu, tel qu'indiqué à la référence (ii).

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0170](#), p. 86;
  - (ii) Pièce [B-0170](#), p. 87;
  - (iii) Pièce [B-0170](#), p. 89;
  - (iv) Pièce [B-0170](#), p. 89, note de bas de page 25.

**Préambule :**

(i) « L'annexe 8 présente un plan d'approvisionnement et une analyse de rentabilité pour la première année du plan en fonction de la structure retenue pour l'année 2018-2019 (scénario 1) et un scénario alternatif (scénario 2) :

1. Achat d'une capacité de transport de 491 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour depuis Empress du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 31 mars 2019 à un prix de 10,99 ¢/m<sup>3</sup> (2,90 \$/GJ);

2. Achat d'une capacité de transport de 491 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour depuis Parkway (8,87 ¢/m<sup>3</sup> ou 2,34 \$/GJ) combinée à une capacité de 498 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Dawn et Parkway (du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 31 mars 2019 (0,19 ¢/m<sup>3</sup> ou 0,05 \$/GJ). »

(ii) « La variation des coûts d'approvisionnement entre les deux scénarios est de l'ordre de 0,845 M\$, soit 0,08 % des coûts totaux d'approvisionnement. Le scénario 1 considérant la totalité des achats en FTLH Empress-GMIT EDA engendre des coûts légèrement inférieurs. Énergir a donc retenu ce scénario pour le plan d'approvisionnement de l'année 2019. En temps utile, Énergir réévaluera les diverses alternatives disponibles et retiendra la plus avantageuse pour la clientèle. »

(iii) « Il est à noter qu'Énergir a aussi choisi de ne pas renouveler deux contrats de transport M12 (Dawn-Parkway) qui viendront à échéance le 31 octobre 2019. Ces deux contrats non-renouvelés sont présentés aux lignes 28 et 30 de l'annexe 4, page 1. Plutôt que de renouveler ces contrats de transport, Énergir a plutôt choisi de les remplacer par des contrats d'échange Dawn-Parkway avec des tierces parties suite à un appel d'offre. Ainsi, deux contrats d'échange Dawn-Parkway ont été signés :

- Échange annuel de 792 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (30 021GJ/j); échéance au 31 octobre 2023; taux fixe de 0,208 ¢/m<sup>3</sup> (0,055 \$/GJ); économies estimées en comparaison de l'utilisation du M12 : 1,27 M\$
- Échange annuel de 686 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (26 000GJ/j); échéance au 31 octobre 2023; taux fixe de 0,152 ¢/m<sup>3</sup> (0,04 \$/GJ); économies estimées en comparaison de l'utilisation du M12 : 1,13 M\$ » [notes de bas de page omises]

(iv) « Les économies sont estimées en comparant le coût annuel du contrat d'échange (438 307 \$ = 792 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> \* 365 jours \* 0,208 ¢/m<sup>3</sup>) au coût annuel d'utilisation du M12 équivalent incluant le gaz de compression (1703 422 \$). »

**Demandes:**

- 4.1 Veuillez indiquer si Énergir a considéré parmi les alternatives d’approvisionnement possibles de la référence (ii), des contrats d’échange en capacité de transport ou en gaz naturel, tel que cité en exemple à la référence (iii), afin de déterminer la structure retenue pour l’année 2018-2019 présentée en référence (i). Veuillez élaborer.
- 4.2 La Régie constate la possibilité d’une erreur dans l’établissement des économies estimées en référence (iv). Veuillez confirmer ces économies estimées en tenant compte de la citation en référence (iii).
- 4.3 Veuillez expliquer, le cas échéant, les impacts possibles au niveau des nominations journalières et de la gestion des capacités en entreposage auprès de Union Gas en fonction de la stratégie de ne pas renouveler les deux contrats de transport M12 (Dawn-Parkway) et remplacer ceux-ci en de contrats d’échange Dawn-Parkway avec des tierces parties, tel que mentionné à la référence (iii). Veuillez élaborer.

- 5. Références :**
- (i) Pièce [B-0170](#), p. 80;
  - (ii) Pièce [B-0170](#), Annexe 7, p. 1.

**Préambule :**

- (i) Au Tableau 25 :

Cause tarifaire 2018-2019	Outils d'approvisionnement (TJ/jour) / Excédents (+) / Déficits (-)		
	Sans projet Intragaz / avec besoin marge excédentaire (+25K)	Projet Intragaz (2020-2022)	Projet Intragaz / sans besoin marge excédentaire
2018-2019	(18,65)	(18,65)	(18,65)
2019-2020	(24,13)	(8,83)	(8,83)
2020-2021	(10,33)	4,98	29,98
2021-2022	(5,54)	9,76	34,76

- (ii) Demande et source d’approvisionnement gazier, présentés sur une base mensuelle.

**Demandes:**

- 5.1 Veuillez mettre à jour le tableau de la référence (i) en présentant les données sur la base de m<sup>3</sup>/jour.
- 5.2 Veuillez déposer le plan d’approvisionnement, selon le format présenté à la référence (ii), pour chacun des scénarios présentés à la référence (i).

Veillez également présenter et considérer le scénario « *Projet Intragaz / avec besoin marge excédentaire* ».

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0170](#), p. 71;
  - (ii) Pièce [B-0170](#), Annexe 5;
  - (iii) Pièce [B-0170](#), Annexe 15, p. 3.
  - (iv) Pièce [B-0141](#), p. 7 et 8;
  - (v) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0201](#), réponse 19.1;
  - (vi) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0186](#), annexe 7.

**Préambule :**

(i) « *Mis à part l'augmentation de la capacité d'entreposage à Pointe-du-Lac, Énergir a établi son plan d'approvisionnement 2019-2022 en supposant le maintien de l'ensemble de ses capacités d'entreposage.* »

(ii) Contrats d'approvisionnement existants - Entreposage

(iii) « *Énergir est d'avis que la valeur du projet s'évalue notamment par une comparaison avec la valeur de l'outil d'approvisionnement qu'il substitue à long terme. Dans ce cas-ci, l'outil que le projet permet de substituer à long terme est du transport FTSH sur le marché primaire. En effet, la nouvelle capacité de retrait en franchise de 400 000 m<sup>3</sup>/jour (15 156 GJ/j) permettrait d'abaisser d'autant le besoin de transport pour répondre à la journée de pointe.*

*Ainsi l'évaluation de la valeur du projet estimée sur le long terme est assez simple à réaliser. Mis à part des effets relativement marginaux (base de tarification, gaz de compression, etc.), la valeur du projet se compare directement au coût annuel du transport FTSH, soit au taux actuel environ 4,3 M\$ (15 156 GJ/j \* 0,7743 \$/GJ \* 365 jours = 4,3 M\$). Puisque l'impact tarifaire annuel du projet est estimé à 1,4 M\$ comme présenté à la ligne du tableau précédent, les économies annuelles du projet seraient de l'ordre de 2,9 M\$ (4,3 M\$ - 1,4 M\$).* »

(iv) « *Le site de Pointe-du-Lac perd de son efficacité lorsqu'il n'est pas plein, c'est-à-dire que le débit maximal de retrait décline au fur et à mesure que l'inventaire diminue. Ainsi, en hiver, l'utilisation du site pour la flexibilité opérationnelle pourrait compromettre la sécurité d'approvisionnement en pointe, car il pourrait en résulter une baisse d'inventaire et donc de capacité de retrait, ce qui réduit les outils disponibles en pointe. De plus, à certains moments en été, le site doit maintenir une pression qui nécessite de le conserver presque plein.* »

(v) Graphique 4 - Demande après interruption et approvisionnement

(vi) Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2014 au 31 mars 2015 (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)

**Demandes:**

- 6.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles Énergir a comparé la valeur et estimé les économies du projet d'Intragaz sur une base de 365 jours, soit au coût annuel du transport FTSH, établit selon ( $15\ 156\ \text{GJ/j} * 0,7743\ \text{\$/GJ} * 365\ \text{jours} = 4,3\ \text{M\$}$ ), tel que présenté à la référence (iii).

Veuillez élaborer votre réponse en considération des caractéristiques du site de Pointe-du-Lac, tel que présenté à la référence (ii), notamment relatives aux critères de retrait et d'injection selon le niveau d'inventaire du site ainsi que les capacités maximales de retrait et d'injection définis.

- 6.2 En vous référant à (iii) et (iv), veuillez élaborer en quoi la nouvelle capacité de retrait en franchise de 400 000 m<sup>3</sup>/jour (15 156 GJ/j) à Pointe-du-Lac est comparable d'un point de vue opérationnel aux capacités de 400 000 m<sup>3</sup>/jour (15 156 GJ/j) en transport FTSH afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en pointe, notamment eu égard aux contraintes énoncées relatives à la flexibilité opérationnelle.
- 6.3 Veuillez déposer les données dans un fichier Excel reflétant les capacités quotidiennes en retrait actuellement disponibles au site d'entreposage à Pointe-du-Lac (m<sup>3</sup>/jour et GJ/j), tel que présenté à la référence (ii).
- 6.4 Veuillez mettre à jour et présenter au fichier Excel de la réponse précédente, les capacités quotidiennes en retrait selon le scénario d'une augmentation de la capacité d'entreposage à Pointe-du-Lac découlant de la réalisation du projet Intragaz.
- 6.5 Veuillez déposer un graphique, selon le format présenté à la référence (v), afin d'illustrer la contribution respective des outils d'approvisionnement du Distributeur pour l'année 2019-2020, selon le scénario d'une augmentation de la capacité d'entreposage à Pointe-du-Lac et de la réduction d'une capacité transport FTSH de 400 000 m<sup>3</sup>/jour (15 156 GJ/j).

Veuillez également présenter au graphique une simulation de la demande gazière journalière prévue pour l'année 2019-2020.

- 6.6 Veuillez déposer sous format Excel, la demande totale quotidienne prévue ainsi que les sources d'approvisionnement utilisées pour y répondre pour les périodes du 1<sup>er</sup> octobre 2018 au 30 septembre 2019 ainsi que du 1<sup>er</sup> octobre 2019 au 30 septembre 2020, selon la nature et le format des informations présentés à la référence (vi).
- 6.7 Veuillez indiquer si Énergir a considéré au coût annuel de la capacité de 400 000 m<sup>3</sup>/jour (15156GJ/j) en transport FTSH, tel que présenté à la référence (iii), les revenus associés aux ventes de capacités excédentaires ou inutilisées pouvant être réalisées au cours de l'année.

Le cas échéant, veuillez déposer les revenus estimés et les considérer aux fins de détermination aux économies annuelles du projet Intragaz, présentement estimés à 2,9 M\$.

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0141](#), Tableau 1;
  - (ii) Pièce [B-0141](#), Section 3;
  - (iii) Pièce [B-0170](#), Annexe 15.

**Préambule :**

- (i) Le tableau 1 présente les différents types de valeur pouvant être générés par les sites d'entreposage utilisés par Énergir, comme suit:

	Réduction des outils de transport	Sécurité d'approvisionnement	Flexibilité opérationnelle	Protection contre la fluctuation des prix
Dawn	Non	Non	Oui	Oui
LSR	Oui	Oui	Retrait	Oui
Pointe-du-Lac	Oui	Oui	Partiel	Oui
Saint-Flavien	Oui	Oui	Non	Oui

- (ii) « Dans cette section, Énergir analyse les variations en cours de journée gazière afin de déterminer les capacités d'injection et de retrait requises à Dawn. Ces injections et retraits correspondent à la flexibilité opérationnelle requise. »

- (iii) À l'Annexe 15, Entreposage à Pointe-du-Lac, projet Intragaz

**Demandes:**

- 7.1 En vous référant à (i), veuillez indiquer sur quelle base Énergir a établi la valeur (qualitative et/ou quantitative) en « *flexibilité opérationnelle* » pour chacun des sites d'entreposage.
- 7.2 En complément à la réponse de la question précédente, veuillez élaborer comment Énergir a établi la valeur « *Retrait* » pour l'usine LSR ainsi que la valeur « *Partiel* » pour l'entreposage à Pointe-du-Lac.
- 7.3 Veuillez indiquer la contribution actuelle de l'entreposage à Pointe-du-Lac pour la flexibilité opérationnelle et plus particulièrement, dans le cadre des variations en cours de journée gazière.

Veuillez mettre à jour la section de la preuve en référence (ii) afin de présenter également, le fonctionnement des fenêtres de nominations de l'entreposage à Pointe-du-Lac en lien avec les besoins du Distributeur en flexibilité opérationnelle.

- 7.4 En complément à la réponse de la question précédente, veuillez élaborer quant à la contribution de l'entreposage à Pointe-du-Lac pour la flexibilité opérationnelle et plus particulièrement, dans le cadre des variations en cours de journée gazière, selon le scénario de l'augmentation de la capacité d'entreposage découlant du projet Intragaz, tel que présenté à la référence (iii). Le cas échéant, veuillez fournir une évaluation quantitative de ces contributions.
- 7.5 Veuillez indiquer si les variations des capacités d'entreposage détenues chez Union Gas par Énergir (capacités en espace d'entreposage, en injection et en retrait) au cours des hivers 2013 à 2017 ont eu un impact sur l'utilisation de l'entreposage à Pointe-du-Lac et notamment, en termes de flexibilité opérationnelle et de la modulation des retraits en cours de journée gazière.

Le cas échéant, veuillez illustrer votre réponse à l'aide d'exemples concrets.

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0170](#), annexe 15, p. 2 et 3 ;
  - (ii) Pièce [B-0141](#), p.7 et 8 ;
  - (iii) Pièce [B-0141](#), p. 10.

**Préambule :**

(i) Énergir indique que selon les données fournies par Intragaz, la réalisation du projet permettrait d'accroître la capacité d'entreposage (volume utile) de 13 900 000 m<sup>3</sup> et d'augmenter la capacité maximale de retrait de 400 000 m<sup>3</sup>/jour.

*« L'augmentation associée de la capacité d'entreposage permettrait de ralentir l'effritement du site en cas d'hiver froid. L'impact sur la valeur de la fourniture serait quant à lui négligeable puisque le site de Pointe-du-Lac est opéré de manière cyclique pendant l'hiver. Ainsi, le gaz « entreposé » à Pointe-du-Lac n'est pas du gaz principalement injecté en été et retiré en hiver. »*

(ii) *« Le site de Pointe-du-Lac perd de son efficacité lorsqu'il n'est pas plein, c'est-à-dire que le débit maximal de retrait décline au fur et à mesure que l'inventaire diminue. Ainsi, en hiver, l'utilisation du site pour la flexibilité opérationnelle pourrait compromettre la sécurité d'approvisionnement en pointe, car il pourrait en résulter une baisse d'inventaire et donc de capacité de retrait, ce qui réduit les outils disponibles en pointe. De plus, à certains moments en été, le site doit maintenir une pression qui nécessite de le conserver presque plein. »*

(iii) Selon le tableau 1, le niveau de flexibilité opérationnelle du site Pointe-du-Lac reçoit la mention « partiel ».



**Demandes:**

- 8.1 En vous référant à (ii), veuillez indiquer comment l'augmentation de la capacité d'entreposage du site Pointe-du-Lac permettrait de ralentir l'effritement du site en cas d'hiver froid sachant qu'il est exploité de manière cyclique pendant l'hiver.
- 8.2 Veuillez également élaborer et, le cas échéant, quantifier le ralentissement de l'effritement du site en cas d'hiver froid.
- 8.3 En vous référant à (ii) et (iii), veuillez fournir des exemples historiques d'utilisation cyclique du site Pointe-du-Lac à l'aide de scénarios de stockage/soutirage tirés des cinq derniers hivers (2013-2017).
- 8.4 Veuillez également fournir des exemples représentatifs d'utilisation cyclique du site Pointe-du-Lac selon les capacités d'entreposage et de retrait du projet d'Intragaz en utilisant les mêmes situations historiques que ci-dessus (2013-2017).
- 8.5 Veuillez enfin préciser si l'accroissement de la capacité d'entreposage et l'augmentation de la capacité maximale de retrait du site Pointe-du-Lac amélioreront la sécurité des approvisionnements en pointe.
- 8.6 En vous référant à (iii), veuillez quantifier le niveau de flexibilité opérationnelle du site Pointe-du-Lac en pourcentage des jours pendant lesquels le site offre de l'injection et du retrait pouvant être modulés en cours de journée gazière.
- 8.7 En vous référant à (ii), veuillez élaborer sur le pourcentage calculé à la question 1.7.

***Marge excédentaire***

**9. Référence :** Pièce [B-0037](#), p. 5.

**Préambule :**

*« Finalement, considérant l'ensemble des étapes qu'un projet industriel d'envergure doit franchir avant que son implantation se concrétise, Énergir est d'avis que dans le contexte actuel, la probabilité qu'une multitude de projets se réalise au cours d'une même année est plutôt faible. Il apparaît donc plus adéquat de ne considérer que la capacité de transport requise par le plus important projet de la liste, en termes de capacité quotidienne requise, sans toutefois que la Marge excédentaire découlant de cette analyse ne soit spécifiquement associée au projet. »*

**Demande :**

- 9.1 Dans son choix du plus important projet parmi les projets identifiés, veuillez indiquer si Énergir prévoit tenir compte d'autres facteurs, tels que :
- la capacité de transport requise par le plus important projet par rapport à la capacité de transport requise par l'ensemble des projets identifiés et par rapport à la marge excédentaire maximale de 10 % des livraisons annuelles ;
  - la date probable de réalisation du plus important projet ;
  - la probabilité de réalisation du plus important projet comparée à la probabilité de réalisation d'autres projets identifiés ;
  - Autres (à préciser).

***Processus ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction et des capacités d'entreposage de l'usine LSR***

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0173](#), p.7;
  - (ii) Pièce [B-0173](#), p. 21.

**Préambule :**

(i) « Ayant déterminé que la vente de GNL était une ANR, la Régie a établi, par ses différentes décisions, les principes afférents au calcul des coûts à déduire du revenu requis pour l'utilisation de l'usine LSR par sa filiale ANR. » [note de bas de page omise]

À la même pièce, Énergir invoque les éléments et principes qui ressortent des décisions de la Régie à cet égard, soit :

- La vente de GNL par Énergir à GM GNL devra se faire sans interfinancement;
- Tous les biens et services fournis par l'activité règlementée à l'activité non règlementée (ANR) devront être facturés et établis sur la base du coût complet;
- L'ensemble des nouveaux investissements et coûts d'opération servant uniquement à l'ANR seront à la charge de l'ANR.

(ii) « Dans un cas hypothétique d'octroi de capacité à la suite d'un processus ouvert d'attribution, les prix offerts et payés par les tiers ne pourraient pas se limiter uniquement aux coûts complets de la recharge. Ceux-ci devraient également inclure les coûts supportés directement par GM GNL. La Régie devrait tenir compte de la structure de coûts de l'ensemble de la chaîne logistique de vente du GNL et non uniquement de la recharge à la daQ. »

**Demandes :**

- 10.1 Dans le cadre d'un processus ouvert d'attribution des capacités d'entreposage et de liquéfaction de l'usine LSR, serait-il possible, d'un point de vue opérationnel et réglementaire, que les tiers qui utiliseraient l'usine LSR soient facturés à deux niveaux; soit par la daQ, pour le coût complet d'utilisation de l'usine LSR, et par l'ANR, pour les coûts supportés directement par GM GNL?
- 10.2 Dans le cas où vous auriez répondu par l'affirmative à la question précédente, veuillez indiquer si cette façon de procéder respecterait le principe du coût complet, tel qu'énoncé à la référence (i).

**11. Référence :** Pièce [B-0173](#), p.17.

**Préambule :**

« *Dans le cadre d'un processus ouvert d'attribution de capacités, les prix offerts pourraient être plus élevés ou plus bas que le coût complet de la recharge actuelle de la daQ à l'ANR.* » [Nous soulignons]

**Demande :**

- 11.1 Veuillez expliquer votre affirmation telle que citée à la référence (i).

**PGEE**

***Calendrier d'évaluation***

- 12. Références :** (i) Pièce [B-0152](#), p. 45;  
(ii) Dossier R-3970-2016, pièce [B-0209](#), p. 17 et 18.

**Préambule :**

(i) Énergir présente le tableau 12 « Calendrier d'évaluation des volets 2016-2023 » ainsi que le tableau 13 : « Calendrier pour les autres travaux d'évaluation 2016-2023 », lequel inclut l'évaluation des « bénévoles », du « PTÉ » et des « coûts évités ». Énergir indique en note de bas de page que ces calendriers reflètent l'année pour laquelle le coût des travaux des évaluations sont encourus. Ces travaux peuvent être toutefois complétés à l'année suivante afin de finaliser le rapport d'évaluation.

(ii) Calendrier d'évaluation des programmes présenté au dossier tarifaire 2017. Dans ce calendrier, Énergir spécifiait, pour chaque évaluation des programmes du PGEÉ ainsi que pour celles des bénévoles, du PTE et des coûts évités, les années et le cadre du dépôt (processus administratif ou dossier tarifaire).

**Demande :**

12.1 Au présent dossier selon la référence (i), le calendrier présente l'année où les coûts des travaux ont été ou seront encourus. Veuillez compléter les tableaux 12 et 13 de cette référence afin de présenter l'année et le cadre de dépôt des évaluations reliées au PGEÉ, tel que spécifié à la référence (ii).

**Suivi de la décision D-2017-094**

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 22, 25 et 26;
  - (ii) Dossier R-3987-2016, décision [D-2017-094](#), p. 101 à 106;
  - (iii) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0132](#), p. 43, 86 et 89.

**Préambule :**

(i) Fiches des programmes PE208, PE218 et PE219 sous l'ancienne nomenclature pour les années 2019 à 2023.

(ii) « [344] *Gaz Métro estime, selon une approche conservatrice, que les modifications proposées aux aides financières des programmes PE208, PE218 et PE219, généreront une hausse de participation de 30 % d'ici cinq ans.*

[...]

[346] *Au niveau des économies unitaires, Gaz Métro les maintient constantes au cours de la période 2018-2020* [...].

[...]

[357] *La Régie accueille la proposition de Gaz Métro d'augmenter les aides financières unitaires des programmes PE218 et PE219 jusqu'à un maximum de 0,30 \$/m<sup>3</sup> de gaz naturel économisé, variant selon trois niveaux de PRI.*

[...]

[368] *Conséquemment, pour les aides financières unitaires du programme PE208, la Régie rejette la demande de Gaz Métro quant à la hausse maximale de 0,50 \$/m<sup>3</sup> de gaz naturel économisé et autorise une aide financière unitaire de 0,30 \$/m<sup>3</sup> de gaz naturel économisé.*

[...]

[374] *La Régie est d'avis que l'application de ces modifications devrait avoir un impact sur la participation, ainsi que sur les économies prévues. Compte tenu du délai typique pour implanter*

*des projets dans le cadre de ces programmes, la Régie considère qu'il est raisonnable d'étaler cet impact sur trois ans, tel que suggéré par le ROÉÉ.*

**[375] Conséquemment, la Régie demande à Gaz Métro, dans le prochain dossier tarifaire, de mettre à jour le PGEÉ afin d'étaler la hausse de participation et des économies prévues des programmes PE208, PE218 et PE219 sur les années 2017-2018, 2018-2019 et 2019-2020. » [nous soulignons]**

(iii) Fiches des programmes PE208, PE218 et PE219 sous l'ancienne nomenclature, présentées lors du dossier tarifaire 2018 pour les années 2018 à 2020.

**Demande :**

13.1 Veuillez présenter les fiches des programmes PE208, PE218 et PE219 de la référence (i) en incluant seulement les économies et la participation prévues après modifications des aides financières autorisées par la Régie selon la référence (ii).

**Méthode de suivi des économies des programmes PE208, PE218 et PE219**

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0152](#), Annexe D, p. 36;
  - (ii) Suivi des économies des programmes PE208, PE218 et PE219, [proposition d'Énergir](#), 24 février 2017, p. 12.

**Préambule :**

(i) « *Énergir souhaite préciser à la Régie que la nouvelle méthodologie de suivi des économies décrite ci-dessus est implantée depuis le 1<sup>er</sup> février 2018.* »

(ii)

**Estimation des coûts attribuables aux suivis des économies par programme et par année**

	Coûts supplémentaires pour le suivi des économies			Coûts supplémentaires totaux
	PE208	PE218	PE219	
<b>2017-2018</b>				
Coûts de gestion (Suivi & évaluation)	25 920 \$	5 796 \$	2 016 \$	33 732 \$
Aide financière pour les plans de suivi des projets de 500 000 m <sup>3</sup> et plus	0 \$	0 \$	0 \$	
Coûts supplémentaires totaux par programme	25 920 \$	5 796 \$	2 016 \$	
<b>2018-2019</b>				
Coûts de gestion (Suivi & évaluation)	27 360 \$	14 184 \$	5 796 \$	73 500 \$
Aide financière pour les plans de suivi des projets de 500 000 m <sup>3</sup> et plus	0 \$	24 000 \$	2 160 \$	
Coûts supplémentaires totaux par programme	27 360 \$	38 184 \$	7 956 \$	
<b>2019-2020</b>				
Coûts de gestion (Suivi & évaluation)	28 800 \$	20 232 \$	9 864 \$	226 896 \$
Aide financière pour les plans de suivi des projets de 500 000 m <sup>3</sup> et plus	0 \$	120 000 \$	48 000 \$	
Coûts supplémentaires totaux par programme	28 800 \$	140 232 \$	57 864 \$	

**Demande :**

- 14.1 Veuillez présenter sur l'horizon du PGEÉ, le montant annuel des « coûts supplémentaires » lié à la nouvelle approche de suivi des économies des programmes PE208, PE218 et PE219 de la référence (ii), implantée depuis février 2018 selon la référence (i).

***Fusion de ces programmes d'étude de faisabilité avec les programmes d'encouragement à l'implantation***

- 15. Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 21 et 24;
  - (ii) Pièce [B-0153](#), p. 22, 25 et 26;
  - (iii) Pièce [B-0160](#), p. 34;
  - (iv) Pièce [B-0160](#), p. 35;
  - (v) Pièce [B-0160](#), p. 13 à 15.

**Préambule :**

(i) Fiches des programmes PE207 et PE211 sous l'ancienne nomenclature pour les années 2019 à 2023.

(ii) Fiches des programmes PE208, PE218 et PE219 sous l'ancienne nomenclature pour les années 2019 à 2023.

(iii) « 12.5 Veuillez valider la compréhension de la Régie à l'effet que, quel que soit le volet *Études et implantation - CII* ou *Études et implantation -VGE*, des économies d'énergie pour la partie *Études* pourront être comptabilisées :

- même si les mesures qui les génèrent ne sont pas admissibles à une aide à l'implantation;
- mais à condition que les mesures identifiées dans les *Études* aient été réellement implantées.

**Réponse :**

*Énergir le confirme.* » [nous soulignons]

(iv) « *Énergir prévoit faire des ajustements aux modalités du nouveau volet afin d'insérer une étape additionnelle dans la portion implantation pour les participants ayant préalablement participé à la portion études du même volet. Cette étape consistera à reprendre le plan de mesures (formulaire III) ayant été préalablement présenté par le participant dans la portion études et exiger, une fois les travaux d'implantation réalisés et avant le versement de l'aide financière, que toutes les mesures ayant été implantées soient déclarées incluant les mesures non admissibles à l'aide financière pour la portion Implantation (PRI < 1 an ou 3 ans). Au final, l'information sur la totalité des mesures implantées, y compris celles identifiées dans la portion études, aura été collectée et sera documentée dans un même dossier dans la base de données du volet.* » [nous soulignons]

(v) Au tableau de la page 14, pour les programmes PE207, PE211, PE208, PE218 et PE219, Énergir présente l'écart des prévisions des économies nettes en m<sup>3</sup> au présent dossier par rapport à celles prévues au dossier tarifaire 2018, avant et après les ajustements à ses stratégies d'intervention, dont les modifications aux aides financières qu'elle propose pour les études de faisabilité. Un tableau similaire est présenté à la page 15 pour les budgets annuels.

**Demandes :**

- 15.1 Veuillez confirmer que les aides financières de 402 420 \$ et 555 356 \$ pour 2018-2019 des programmes PE207 et PE211 à la référence (i), sont prévues pour subventionner uniquement le coût des études de faisabilité. Si non, veuillez expliquer.
- 15.2 Veuillez indiquer si les prévisions de participation et des économies de gaz du volet *Implantation CII et VGÉ* (PE208, PE218 et PE219 selon l'ancienne nomenclature) aux fiches de la référence (ii), tiennent compte des mesures d'efficacité énergétique ayant des périodes de retour sur l'investissement (PRI) inférieures à un an ou à trois ans, selon le marché, même si ce type de mesures ne sont pas et ne seront pas admissibles aux volets *Implantation* (références (iii) et (iv)).
- 15.3 Veuillez réviser, le cas échéant, les prévisions des programmes PE208, PE218 et PE219 (selon l'ancienne nomenclature) de la référence (ii), en enlevant les mesures ayant une PRI de moins d'un an ou trois ans, selon le marché, afin de les inclure avec les prévisions des programmes PE207 et PE211 de la référence (i).
- 15.4 Veuillez concilier la prévision, pour les volets *Études CII et VGÉ* (PE207 et PE211 selon l'ancienne nomenclature de la référence (i), de zéro participant et de zéro économie de gaz pour les mesures implantées avec une PRI de moins d'un an ou trois ans, selon le marché (référence (ii)), avec la réponse de la référence (iii).
- 15.5 Veuillez isoler l'impact sur les économies et le budget des programmes PE207, PE211, PE208, PE218 et PE219 de l'augmentation des aides financières proposée au présent dossier pour les volets *Études CII et VGÉ* (PE207 et PE211).

- 16. Références :**
- (i) Pièce [B-0160](#), p.36;
  - (ii) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0195](#), p. 42 à 44 ;
  - (iii) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0201](#), p. 53.

**Préambule :**

(i) « *En s'assurant ainsi que la PRI par mesure après aide financière ne passe à une valeur inférieure à 1 ou 3 ans, selon le type de participant, il en résulte automatiquement que les PRI des projets après aide financière ne pourront être inférieures à 1 ou 3 ans, selon le type de participant.*

*L'information permettant de calculer la PRI des projets après aide financière est déjà entrée et disponible dans la base de données. Les tableaux suivants présentent la répartition des PRI des projets après aide financière pour chacun des participants aux programmes PE208, PE218 et PE219 pour l'année 2016-2017. [...] » [nous soulignons]*

(ii) Énergir indique, à l'égard du suivi de la décision [D-2017-073](#) paragraphe 121, ne pouvoir pas classer les économies brutes de l'ensemble des mesures installées dans le cadre des programmes PE208, PE218 et PE219 en 2016-2017, par catégorie de PRI après aides financières.

Le distributeur précise que les aides financières par mesure, requises pour calculer les PRI par mesure, ne sont pas accessibles dans la base de données mais plutôt documentées dans les dossiers physiques des participants et ajustées lors de l'analyse du dossier par le groupe DATECH afin de respecter les critères du programme. Lors de l'application des limites reliées aux critères des programmes, les aides financières par mesure ne sont pas recalculées. Seules les aides financières finales au niveau du projet sont saisies dans les bases de données.

(iii) Énergir précise que le calcul de la PRI est utilisé pour deux objectifs différents, soit « avant » et « avec » le montant d'aide financière, pour les programmes PE208, PE218 et PE219.

Le calcul « avant » sert à déterminer l'admissibilité des mesures proposées par les participants. Les mesures ayant une PRI de moins d'un an ou trois ans, sans inclure le montant d'aide financière selon le programme, ne sont pas admissibles.

Le calcul « avec » est utilisé dans un des quatre critères permettant de déterminer le montant d'aide financière à verser, dont la moindre valeur est retenue :

- 1) l'aide financière correspondant aux économies des mesures multipliées par le taux en  $\text{¢}/\text{m}^3$  applicable selon le programme;
- 2) 50 % du surcoût des mesures;
- 3) le montant d'aide financière requise pour ramener la PRI des mesures (après aide financière) à un an ou trois ans selon le programme; et
- 4) le plafond d'aide financière par projet, selon le programme.

Avec l'intégration de l'aide financière au calcul de la PRI pour le troisième critère précité, Énergir s'assure de ne pas verser des aides financières qui ramèneraient la PRI après aides financières à une période de retour sur l'investissement inférieure à 1 an ou 3 ans, selon le programme.

Les calculs de la PRI pour combler ces deux objectifs sont effectués systematiquement pour chaque projet dans le cadre du processus de traitement des demandes [nous soulignons].



**Demande :**

16.1 Veuillez confirmer que les économies brutes des mesures implantées dans le cadre des programmes PE208, PE218 et PE219 (référence (ii)), pourraient être classées, selon la PRI après aides financières par projet (références (i) et (iii)), et ce, à compter du rapport annuel 2018.

***Programmes Chauffe-eau sans réservoir à condensation secteur résidentiel PE113, Combo à condensation secteur résidentiel PE123 et Chauffe-eau à condensation secteur CII et VGÉ PE212***

17. **Référence :** Pièce [B-0160](#), p. 20 et 21, réponse à la question 8.2.

**Préambule :**

*« Si la Régie mettait fin aux volets PE113, PE123 et PE212 (selon l'ancienne nomenclature) et incluait les mesures CERSC et CEAC dans le cadre des volets dédiés à la sensibilisation de la clientèle et que ces derniers sont maintenus au niveau actuel, une partie des budgets et des économies d'énergie prévus pour ces trois volets au cours de la période 2019-2023 devrait être soustraite des prévisions énergétiques et budgétaires du PGEE. »*

*Les tableaux ci-dessous présentent les impacts anticipés d'une telle décision sur le budget total et sur les économies nettes. Les données considèrent les engagements financiers d'Énergir envers ses clients pris et qui pourraient être pris jusqu'à la fin de l'année financière 2017-2018.*

**Impact sur les économies d'énergie nettes (m<sup>3</sup>)**

Volet	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Chaudière efficaces (PE111)	(264 877)	(269 547)	(280 426)	(291 952)	(303 477)	(1 410 279)
Chauffe-eau sans réservoir à condensation (PE113)	(9 955)	(10 359)	(10 787)	(77 327)	(77 742)	(186 170)
Chauffe-eau à condensation (PE212)	(1 063 496)	(1 087 214)	(1 175 294)	(1 198 932)	(1 222 571)	(5 747 506)
<b>Total</b>	<b>(1 338 328)</b>	<b>(1 367 120)</b>	<b>(1 466 507)</b>	<b>(1 568 210)</b>	<b>(1 603 790)</b>	<b>(7 343 955)</b>

**Impact sur le budget total\* (\$)**

Volet	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Chaudière efficaces (PE111)	(305 995)	(375 583)	(675 586)	(619 687)	(635 683)	(2 612 534)
Chauffe-eau sans réservoir à condensation (PE113)	(18 581)	(91 327)	(22 884)	(111 187)	(106 683)	(350 662)
Chauffe-eau à condensation (PE212)	(480 070)	(819 361)	(1 244 647)	(1 280 964)	(1 299 764)	(5 124 805)
<b>Total</b>	<b>(804 646)</b>	<b>(1 286 270)</b>	<b>(1 943 117)</b>	<b>(2 011 837)</b>	<b>(2 042 130)</b>	<b>(8 088 001)</b>

\* Comprend les aides financières et les frais d'exploitation.

»

[nous soulignons]

La question de la Régie fait référence aux programmes PE113, PE123 et PE212. La réponse d'Énergir fait référence aux programmes PE111, PE113 et PE212.

**Demande :**

17.1 Considérant la demande de la Régie à l'égard des programmes *Chauffe-eau sans réservoir à condensation secteur résidentiel (PE113)*, *Combo à condensation secteur résidentiel (PE123)* et *Chauffe-eau à condensation secteur CII et VGÉ (PE212)*, veuillez réviser les tableaux fournis en référence afin de présenter également l'impact sur les économies nettes et sur le budget total du PGEÉ lié au programme PE123.

**Calcul du bénévolat**

- 18. Références :** (i) Pièce [B-0152](#), p. 45 ;  
 (ii) [Calculs des effets de bénévoles](#), Extract Recherche Marketing, novembre 2014, p. 6.

**Préambule :**

(i) L'évaluation de l'effet « bénévolat » sera réalisée au cours des années 2017-2018 et 2021-2022 selon le calendrier prévu par Énergir.

(ii) Extrait du rapport de calcul des effets de bénévolat pour les programmes PE103, PE111, PE113, PE123, PE202, PE210, PE212, PE215, PE224, PE225, PE207, PE208, PE226, PE233 et PE124 (n'étant plus offert au PGEÉ) :

« 1.3.1 PE103 (clientèle résidentielle)

Étape	Description des étapes	Données
1	Déterminer le nombre de clients pour le marché <sup>9</sup>	127 438
2	Retrancher le nombre de participants au programme <sup>9</sup>	- 37 940
3	Retrancher les clients non éligibles au programme <sup>9</sup>	- 38 490
4	Établir la proportion de clients éligibles au programme <sup>9</sup>	x 100,0 %
5	Déterminer les clients admissibles au programme <sup>9</sup>	= 51 008
6	Établir la proportion des répondants sur le total des personnes interrogées	x 11,7 %
7	Déterminer le potentiel de clients bénévoles <sup>9</sup>	= 5 959
8	Identifier les économies associées au programme <sup>9</sup>	x 47 m <sup>3</sup>
9	Établir la proportion des économies des bénévoles	x 4,0 %
10	Déterminer les économies des bénévoles pour une période de 3 ans <sup>9</sup>	= 11 203 m <sup>3</sup>
11	Déterminer les économies annuelles des bénévoles <sup>9</sup>	÷ 3 ans
		= 3 734 m <sup>3</sup>

*La proportion des non-participants au programme de Gaz Métro qui affirment avoir installé un thermostat électronique programmable est de 11,7 % (50<sup>[note de bas de page omise]</sup> ÷ 428<sup>[note de bas de page]</sup>)*

*omise<sup>9</sup>*). Parmi la proportion de 11,7 % des non-participants qui affirment avoir installé un thermostat électronique programmable, une proportion de 4,0 % sont des bénévoles. En intégrant ces proportions à la méthodologie d'extrapolation pour l'effet de bénévolat, des économies annuelles de 3 734 m<sup>3</sup> sont obtenues. »

<sup>9</sup> Données fournies par Gaz Métro

### **Demande :**

18.1 La Régie note dans l'exemple en référence (ii), que les données obtenues à partir des sondages par la firme externe calculant les bénévoles, sont celles des étapes 6 et 9.

Veillez élaborer sur la possibilité qu'Énergir présente, dans le cadre de chacun des dossiers tarifaires et de rapports annuels, une mise à jour des données permettant à la firme externe de calculer les clients admissibles aux programmes ainsi que leurs économies unitaires (fournies par Énergir dans l'exemple). Le distributeur présenterait par la suite, le calcul des économies annuelles de bénévoles « prévues » et « réelles ».

### ***Programme Thermostats électroniques programmables et intelligents (PE103)***

- 19. Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [B-0152](#), p. 45;
  - (iii) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0195](#), p. 51.

### **Préambule :**

- (i) Fiche du programme Thermostats électroniques programmables et intelligents (PE103), présentant les prévisions 2019-2023.
- (ii) Calendrier des évaluations reliées au PGEÉ.
- (iii) Fiche du programme Thermostats électroniques programmables et intelligents (PE103), différenciant les résultats 2016-2017 par type de thermostat.

### **Demandes :**

- 19.1 Veuillez ventiler les prévisions 2018-2019 du programme PE103 à la référence (i) selon le type d'appareil visé par le programme, comme à la référence (ii).
- 19.2 Veuillez préciser si le montant prévu de 95 000 \$ pour le suivi et l'évaluation du programme PE103 en 2018-2019, (référence (i)), inclut la détermination des effets de distorsion, des économies unitaires, du surcoût ainsi que du taux de pénétration de marché selon le type d'appareil couvert par le programme (thermostat programmable ou intelligent). Si ce n'est

pas le cas, veuillez commenter l'opportunité d'inclure la détermination de ces éléments lors de cette évaluation.

19.3 Veuillez préciser si l'évaluation des bénévoles en cours (référence (iii)) prévoit la différenciation de ce paramètre selon le type d'appareil couvert par le programme PE103. Si ce n'est pas le cas, veuillez justifier.

***Programmes Chaudières efficaces (PE111), Chaudières à efficacité intermédiaire (PE202) et Chaudières à condensation (PE210)***

- 20. Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 6;
  - (ii) Pièce [B-0153](#), p. 11;
  - (iii) Pièce [B-0153](#), p. 12;
  - (iv) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0175](#), p. 5 à 7;
  - (v) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0195](#), p. 53;
  - (vi) [Rapport d'évaluation du programme PE111](#), Econoler 2017, p. vi;
  - (vii) [Rapport d'évaluation des programmes PE202 et PE210](#), Econoler 2017, p. vi et vii.

**Préambule :**

- (i) Fiche du programme *Chaudières efficaces (PE111)*, prévisions 2019-2023.
- (ii) Fiche du programme *Chaudières à efficacité intermédiaire (PE202)*, prévisions 2019-2023.
- (iii) Fiche du programme *Chaudières à condensation (PE210)*, prévisions 2019-2023.
- (iv) Fiches des programmes *Chaudières efficaces (PE111)*, *Chaudières à efficacité intermédiaire (PE202)*, *Chaudières à condensation (PE210)*.
- (v) Tableau présentant le nombre d'appareils installés ainsi que leur puissance moyenne selon des plages de puissance pour les programmes PE202, PE210 et *Infrarouge (PE215)*.
- (vi) Résumé des paramètres évalués pour le programme PE111.
- (vii) Résumé des paramètres évalués pour les programmes PE202 et PE210.

**Demandes :**

20.1 Veuillez présenter les prévisions 2018-2019 du programme PE111 à la référence (i), en incluant les données du gain unitaire déterminé par l'évaluateur (référence (v)) et de puissance des appareils installés, comme à la référence (iv).

20.2 L'évaluateur des programmes PE202 et PE210 détermine des gains unitaires par plage de puissance et la fiche du programme PE210, à la référence (iv), en tient compte. Veuillez présenter ces données pour le programme PE202 (référence (ii)).

20.3 Veuillez présenter pour les programmes PE111, PE202, PE210 et PE215 un tableau avec les prévisions du nombre d'appareils installés, ainsi que de la puissance moyenne par tranches de puissance, comme à la référence (v).

**Combo à condensation (PE123)**

- 21. Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 8;
  - (ii) [Rapport d'évaluation du programme PE123](#), SOM 2017, p. 8;
  - (iii) [Rapport d'évaluation du programme PE123](#), SOM 2017, p. 9.

**Préambule :**

(i) Fiche du programme *Combo à condensation (PE123)*, où des aides financières de 400 \$ et 600 \$ sont prévues par système combo à condensation non certifié avec la norme P.9 (TPF $\geq$ 0,9) et par système combo certifié avec cette norme, respectivement.

(ii) Extrait de la plus récente évaluation du programme PE123 :

	TCTR Gaz Métro CT 2016-2017	1. Évaluation (systèmes subventionnés)	2. Évaluation (meilleurs systèmes testés P.9 : TPF de 90 % ou plus)
Économies unitaires brutes	392 m <sup>3</sup>	246 m <sup>3</sup>	325 m <sup>3</sup>
Coût incrémental	992 \$	610 \$	860 \$
Taux d'opportunité	0 %	36 %	36 %
Bénévolat	0 m <sup>3</sup>	0 m <sup>3</sup>	0 m <sup>3</sup>
Durée de vie de la mesure	15 ans	18 ans	18 ans
TCTR	96 551 \$	54 061 \$	67 787 \$
Ratio	1,22	1,28	1,26

(iii) « Enfin, considérant que les meilleurs systèmes testés avec la norme P.9 procurent plus d'économies et que leur surcoût est plus élevé, Gaz Métro pourrait considérer ajouter un deuxième palier d'aide financière afin d'encourager l'installation de ces systèmes (ex. : TPF de 85 % ou 90 %). Cela stimulerait l'installation des systèmes les plus performants dans le cadre du programme. »

**Demande :**

21.1 Veuillez ventiler les prévisions 2018-2019 du programme PE123, selon que l'appareil visé soit certifié avec la norme P.9 ou non certifié avec cette norme.

***Chauffe-eau à condensation (PE212)***

- 22. Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 13;
  - (ii) Rapport d'évaluation du programme [PE212](#), Econoler, décembre 2016, p. v.

**Préambule :**

- (i) Fiche du programme Chauffe-eau à condensation (PE212).
- (ii) « *Dans la présente évaluation, deux types de chauffe-eau à condensation ont été considérés: les chauffe-eau à accumulation et les chauffe-eau instantanés. Des différences notables entre les deux types de chauffe-eau ont été trouvées en regard de la notoriété, du coût incrémental, de la capacité moyenne installée, de l'efficacité, du gain énergétique unitaire et de la durée de vie. Econoler suggère donc à Gaz Métro de saisir l'information permettant de distinguer les deux types de chauffe-eau dans la base de données du programme et de distinguer ces deux types d'appareil dans les activités reliées à la gestion et à l'évaluation du programme. » [nous soulignons]*

**Demande :**

- 22.1 Veuillez ventiler les prévisions 2018-2019 du programme PE212 à la référence (i), selon le type d'appareil visé, soit un chauffe-eau à accumulation ou instantané, tenant compte des paramètres de chaque type de chauffe-eau, tels que révisés par l'évaluateur en (ii).

***Hotte à débit variable (PE224)***

- 23. Référence :** Pièce [B-0153](#), p. 15.

**Préambule :**

Fiche du programme Hotte à débit variable (PE224).

**Demande :**

- 23.1 Veuillez expliquer la manière dont Énergir a estimé une aide financière unitaire de 7 143 \$ en 2018-2019 pour ce programme.

*Thermostats intelligents – Petits Clients CII (Projet Pilote)*

- 24. Références :**
- (i) Pièce [B-0152](#), p. 26;
  - (ii) Pièce [B-0153](#), p. 17;
  - (iii) Pièce [B-0153](#), p. 5.

**Préambule :**

- (i) « Pour faire son choix, Énergir s'est basée notamment sur :

[...] la pertinence d'offrir aux petits CII une mesure permettant de réaliser des économies d'énergie notables à faible coût, soit 8,5 % de leur consommation annuelle de chauffage, représentant une réduction de 360 m<sup>3</sup>/an.

[...]

Les appareils étant pour la plupart les mêmes que pour le marché résidentiel, Énergir envisage que les modalités et les aides financières pour ce projet-pilote seront identiques à celles établies pour les thermostats intelligents dans le cadre du volet Thermostats électroniques programmables et intelligents pour le programme Appareils efficaces – résidentiel. » [nous soulignons] [note de bas de page omise]

- (ii) Fiche du programme *Thermostats intelligents – petits clients CII* (projet pilote), présentation des prévisions 2018-2019.

- (iii) Fiche du programme *Thermostat programmables et intelligents (PE103)*, secteur résidentiel, présentation des prévisions 2018-2019.

**Demandes :**

- 24.1 Veuillez fournir les hypothèses de calcul permettant à Énergir d'estimer les économies unitaires pour le nouveau programme pilote Thermostats intelligents – Petits clients CII (références (i) et (ii)).
- 24.2 Veuillez expliquer la manière dont Énergir a estimé 250 participants en 2018-2019 et 500 pour les années subséquentes (référence (ii)).
- 24.3 Veuillez expliquer le choix d'un taux d'opportunité de 5 % à la référence (ii), au lieu des 17 % utilisés à la référence (iii).

***Rénovation (PE233)***

**25. Référence :** Pièce [B-0153](#), p. 18, note de bas de page.

**Préambule :**

Énergir présente la fiche du programme Rénovation (PE233). Elle précise, en note de bas de page, s'être assurée d'adapter ses prévisions pour prendre en considération les projets financés conjointement par TEQ et Énergir, afin d'éviter que les économies d'énergie reliées au gaz naturel soient comptées en double.

**Demande :**

25.1 Veuillez expliquer de quelle façon les prévisions du programme Rénovation ont été adaptées pour prendre en considération que des projets puissent être financés conjointement par TEQ et Énergir.

***Nouvelle construction (PE235)***

**26. Références :**

- (i) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0160](#), p. 60;
- (ii) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0071](#), p. 59;
- (iii) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0158](#), p. 56;
- (iv) Pièce [B-0153](#), p. 19.

**Préambule :**

- (i) En 2014-2015, le nombre de participants prévus a été de 25 et le réel de 14.
- (ii) En 2015-2016, le nombre de participants prévus a été de 30 et le réel de 16.
- (iii) En 2016-2017, le nombre de participants prévus a été de 30 et le réel 15.
- (iv) 40 participants sont prévus en 2018-2019, mais au 31 janvier 2018 il y a un résultat de 4 participants.

**Demande :**

26.1 Veuillez justifier une prévision de 40 participants en 2018-2019, tenant compte des résultats réels observés depuis 2014-2015.



**Recommissioning – projet pilote (PE226)**

- 27. Références :** (i) Pièce [B-0153](#), p. 27;  
(ii) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0132](#), p. 71 à 72.

**Préambule :**

(i) Énergir considère, dans ses prévisions 2019-2023 pour le programme PE226, des économies unitaires du gaz naturel de 29 560 m<sup>3</sup> ainsi que des économies unitaires électriques de 296 333 kWh. Le test TCTR ratio varie entre 1,84 et 2,33 pour ces années.

(ii) Énergir indique avoir effectué des analyses supplémentaires afin d'identifier les économies d'électricité pour 15 projets complétés au cours des années 2014-2015 et 2015-2016, soit la totalité des projets complétés. Sur la base des résultats, Énergir a estimé les économies unitaires brutes d'électricité pour les années 2017-2018 et subséquentes en appliquant le taux moyen de 41 % aux économies unitaires prévues pour le gaz naturel, comme illustré dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 17 : Économies d'électricité unitaires estimées attribuables au programme PE226**

	Unité	2017-2018	2018-2019	2019-2020
Économies unitaires brutes de gaz naturel (A)	m <sup>3</sup>	29 560	29 560	29 560
Ratio économies électricité / gaz naturel (B)	%	41%	41%	41%
Économies unitaires brutes électriques (C= A * B)	m <sup>3</sup>	12 181	12 181	12 181
Facteur de conversion: gaz naturel en électricité (D)	kWh/m <sup>3</sup>	10,53	10,53	10,53
Économies unitaires brutes électriques (C * D)	kWh	128 201	128 201	128 201

**Demande :**

27.1 Considérant que les économies unitaires de gaz 2019-2023 pour le programme PE226 sont les mêmes qu'au dossier tarifaire 2018 (29 560 m<sup>3</sup>) et que dans ce dossier tarifaire, Énergir prévoyait des économies unitaires électriques de 128 201 kWh pour les années 2019 et 2020, soit 41 % des économies unitaires de gaz (références (i) et (ii)), veuillez justifier l'utilisation des économies unitaires électriques de 296 333 kWh au lieu 128 201 kWh pour effectuer les prévisions 2019-2023 au présent dossier (référence (i)). S'il s'agit d'une erreur, veuillez corriger les prévisions des tests économiques de la référence (i).

### *Préchauffage solaire (PE234)*

- 28. Références :**
- (i) Pièce [B-0160](#), p. 25;
  - (ii) Pièce [B-0167](#), p. 15;
  - (iii) Pièce [B-0153](#), p. 28;
  - (iv) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0158](#), p. 54;
  - (v) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0132](#), p. 75;
  - (vi) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0071](#), p. 57;
  - (vii) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0160](#), p. 58 et 59.

### **Préambule :**

(i) Énergir précise que l'élargissement du programme PE234, afin de rendre admissibles les projets de préchauffage solaire de l'air pour les procédés et de préchauffage de l'eau chaude a été planifié en 2017-2018 mais qu'il n'a pas encore été mis en œuvre. Par contre, les prévisions pour la période visée par le présent dossier, soit 2019 à 2023, tiennent compte de cet élargissement. [nous soulignons]

(ii) « *Ainsi, pour la période 2019-2023, Énergir estime que 14 projets de préchauffage solaire de l'air pour les procédés, économisant 508 982 m<sup>3</sup>, et 12 projets de préchauffage de l'eau chaude, économisant 436 270 m<sup>3</sup>, pourraient être réalisés dans le cadre du programme Énergie renouvelable.* » [nous soulignons]

(iii) Au présent dossier, les résultats au 31 janvier 2018 au programme PE234 indiquent un total de 2 participants. En 2018-2019 il y a 27 participants prévus. Énergir précise que ce programme « *visé à faire la promotion des systèmes de préchauffage solaire thermiques* ». [nous soulignons]

(iv) En 2016-2017, les participations prévues et réelles au programme PE234 ont été de 15 et 7, respectivement.

(v) Au dossier tarifaire 2018, Énergir indiquait que le programme PE234 « *offre une aide financière pour l'acquisition et l'installation d'un système de préchauffage solaire pour les besoins de chauffage de l'air pour le chauffage de l'espace* » [nous soulignons]

(vi) En 2015-2016, les participations brutes prévues et réelles au programme PE234 ont été de 7 et 8, respectivement.

(vii) En 2014-2015, aucun participant n'a été enregistré pour le programme PE234, mais Énergir rappelle que la décision D-2014-201 a levé la suspension du programme.

**Demandes :**

- 28.1 À la référence (ii), le ratio des économies (m<sup>3</sup>) par projet visant le préchauffage de l'air (pour les procédés) ou le préchauffage de l'eau est le même. Veuillez fournir les équations ou hypothèses qui ont permis à Énergir de conclure que, peu importe le fluide caloporteur, les économies de gaz seront les mêmes.
- 28.2 Veuillez ventiler les données prévisionnelles 2018-2019 du programme PE234 qui sont présentées à la fiche de la référence (iii), selon le type de besoin que ce programme vise à couvrir (préchauffage de l'air pour le chauffage de l'espace, préchauffage de l'air pour les procédés et préchauffage de l'eau chaude) (références (v) et (i)). Veuillez expliquer la manière dont Énergir a tenu compte des résultats des références (iii), (iv), (vi) et (vii) pour effectuer ces prévisions.

***Suivi de la décision D-2014-077 (PE234)***

- 29. Références :**
- (i) Pièce [B-0160](#), p. 41;
  - (ii) Pièce [B-0152](#), Annexe D, p. 6;
  - (iii) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0195](#), p. 37;
  - (iv) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0132](#), p. 99;
  - (v) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0071](#), p. 10;
  - (vi) Dossier R-3970-2016, pièce [B-0209](#), p. 14;
  - (vii) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0160](#), p. 10.

**Préambule :**

Énergir demande à la Régie de l'autoriser à mettre fin au suivi de la décision D-2014-077 (paragraphe 433) :

*« Les analyses et constats effectués à partir des données sur ces quatre années confirment la stabilité des proportions des différentes catégories de sommes engagées dans le temps ainsi que leur niveau. Considérant la constance des résultats et dans un souci d'allègement réglementaire, Énergir demande à la Régie de mettre fin à ce suivi pour la cause tarifaire. »*

La Régie présente au tableau suivant les montants engagés avant l'année et payés durant l'année, tel que fournis aux rapports annuels 2015 à 2017 (références (ii) à (iv)) :

Dossier	Référence	Engagés avant l'année, payés dans l'année (réel) (\$)
R. annuel 2014-2015	(vii)	10 145 223 \$
R. annuel 2015-2016	(v)	11 144 068 \$
R. annuel 2016-2017	(iii)	11 555 600 \$

La Régie présente au tableau suivant les montants engagés avant l'année et payés durant l'année, les montants engagés durant l'année et payés après l'année ainsi que les montants engagés avant l'année et payés après l'année, fournis par Énergir aux dossiers tarifaires 2017 à 2019 (références (v) à (vii)) :

Dossier	Référence	Engagés avant l'année, payés dans l'année (prévu) (\$)	Montants engagés dans l'année et payés après l'année (prévu) (\$)	Montants engagés avant l'année et payés après (prévu) (\$)
Tarifaire 2017	(vi)	12 594 110 \$	13 219 716 \$	7 928 359 \$
Tarifaire 2018	(iv)	13 587 252 \$	14 387 821 \$	7 944 845 \$
Tarifaire 2019	(i)	16 745 620 \$	17724827	6 864 511

**Demandes :**

- 29.1 Veuillez ventiler la troisième colonne du premier tableau présenté en préambule selon l'(les) année(s) précédentes à celle d'exercice au rapport annuel dans laquelle(lesquelles) des aides financières ont été engagées.
- 29.2 Veuillez ventiler la troisième colonne du deuxième tableau présenté en préambule selon l'(les) année(s) précédentes à celle du dossier tarifaire, dans laquelle(lesquelles) des aides financières ont été engagées.
- 29.3 Veuillez ventiler la quatrième colonne du deuxième tableau présenté en préambule selon l'(les) année(s) subséquentes à celle du dossier tarifaire, dans laquelle(lesquelles) des aides financières engagées seraient payés.

29.4 Veuillez ventiler la cinquième colonne du deuxième tableau présenté en préambule selon l'(les) année(s) précédentes à celle du dossier tarifaire, dans laquelle(lesquelles) des aides financières ont été engagées et selon l'(les) année(s) subséquentes à celle du dossier tarifaire, dans laquelle(lesquelles) des aides financières engagées seraient payés.

### CASEP

**30. Référence :** Dossier R-4018-2017, pièce [B-0045](#), p. 26.

#### **Préambule**

Entre 2007 et 2017, le CASEP a contribué à réduire les émissions annuelles de GES de 45 000 tonnes, en déplaçant plus de 39 ML de mazout. En moyenne, le programme CASEP coûte 19 \$/tonne GES évité et se compare avec les autres programmes qui visent la réduction des GES.

#### **Demande :**

30.1 Veuillez présenter le détail du calcul, permettant d'établir le ratio de 19 \$ par tonne GES.

### PRC

**31. Références :**

- (i) Pièce [B-0160](#), p. 50;
- (ii) Pièce [B-0044](#), p. 3 et 4;
- (iii) Pièce [B-0044](#), p. 9 et 10;
- (iv) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0153](#), Annexe 1 p. 13.

#### **Préambule :**

(i) Énergir présente les grilles utilisées pour déterminer les aides financières PRC prévues aux fin des additions à la base de tarification 2018-2019, selon l'approche de masse.

(ii) « *Dans le dossier tarifaire 2014, Énergir [...] a présenté une évaluation [effectuée par la firme Econoler] dans laquelle l'aérotherme ne présentait pas de surcoût et a proposé de déployer les nouvelles aides financières sur une période de transition de deux ans. L'aide financière pour l'aérotherme devait arriver à échéance à la fin de l'année 2017. Cependant tel qu'indiqué au Rapport annuel 2017, Énergir constate que les ventes de cet appareil ont significativement baissé durant la dernière année. Dans ce document, elle informe la Régie de l'énergie (la « Régie ») de réaliser une étude afin d'analyser l'opportunité de mettre à jour les surcoûts, et le cas échéant, de revoir les grilles d'aides financières spécifiques à l'aérotherme. Énergir informe également la Régie de son intention de maintenir l'aide financière actuelle pour cet appareil d'ici l'obtention des résultats et du dépôt de la preuve au dossier tarifaire 2018-2019.*

[...] Énergir a mandaté une firme de sondage pour recueillir certaines informations sur les coûts d'installation et la décision d'achat du client à l'égard des aérothermes dans un contexte de conversion et de nouvelle construction. Ce sondage a été réalisé auprès de la force de vente externe d'Énergir [soit les partenaires certifiés en gaz naturel (PCGN)]. Certains résultats du sondage ont aussi été validés avec des données provenant de soumissions de la force de vente externe. Toutes ces informations ont aussi été soumises à la firme Éconoler pour vérifier leur impact sur le modèle d'attribution de l'aide financière du PRC. » [nous soulignons]

- (iii) Énergir propose, concernant les aides financières PRC pour des aérothermes, que les clients :
- en nouvelle construction, n'en bénéficient plus (tableau 5, aide financière à 0 \$), et;
  - dans un contexte de conversion, bénéficient d'une aide de 500 \$ (tableau 6).

(iv) « **2.6 Autres dispositions**

*Gaz Métro se réserve le droit, sur approbation de la Régie, de modifier en tout temps, sans préavis, les modalités du PRC, ou d'y mettre fin.* » [nous soulignons]

**Demandes :**

- 31.1 Veuillez présenter l'impact sur les aides financières du programme PRC prévues en 2019 aux fins des additions à la base de tarification qui découlent de l'aide financière unitaire de 500 \$ pour un aérotherme (références (ii), (iii) et (iv)).
- 31.2 La Régie note aux grilles de la référence (i) que la proportion du surcoût couverte par l'aide financière PRC pour le *Générateur* (volume 5 000 m<sup>3</sup>), le *Chauffe-eau* (volume 3 000 m<sup>3</sup>), le *Chauffe-eau* (volume 5 000 m<sup>3</sup>) et la *Chaudière* (2 000 m<sup>3</sup>), est de 58 %, 59 %, 64 % et 66 %, respectivement. Veuillez présenter l'impact sur les aides financières du programme PRC prévues en 2019 aux fins des additions à la base de tarification, si la proportion du surcoût couverte par ces aides financières, était limitée à 50 % (référence (iv)).

**INVESTISSEMENTS ET BASE DE TARIFICATION**

- 32. Références :**
- (i) Pièce [B-0072](#), p. 6 et 9;
  - (ii) [Règlement sur les conditions et les cas requérant l'autorisation de la Régie de l'énergie](#), RLRQ c. R-6.01, r.2.

**Préambule :**

- (i) Énergir présente les additions à la base de tarification. À la page 6 du document cité en référence, Énergir indique que :

*« Afin de satisfaire à la réglementation applicable, les demandes d'autorisation pour les investissements, dont les coûts sont inférieurs au seuil de 1,5 M\$, doivent être faites par catégorie d'investissements et doivent comporter les informations suivantes :*

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

*Les pages 1 et 2 du présent document présentent les investissements qui sont prévus au cours de l'année tarifaire 2018-2019. »*

À la page 9 de la référence (i), Énergir demande à la Régie « *d'autoriser les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 1,5 M\$ destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application. »*

(ii) L'article 5 du règlement mentionné en référence (ii) prévoit que :

*« Une demande d'autorisation visée au deuxième alinéa de l'article 1 est faite par catégorie d'investissements et doit comporter les informations suivantes:*

*1° la description synthétique des investissements et de leurs objectifs;*

*2° les coûts associés à chaque catégorie d'investissements;*

*3° la justification des investissements en relation avec les objectifs visés;*

*4° l'impact sur les tarifs;*

*5° l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel.» [Nous soulignons]*

**Demande :**

32.1 Veuillez déposer l'impact sur les tarifs, relatif à la demande d'autorisation d'Énergir pour les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 1,5 M\$ destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application, tels que mentionnés à la référence (i).

- 33. Références :**
- (i) Pièce [B-0049](#), annexe 2A, p.10;
  - (ii) Pièce [B-0079](#), annexe 1, p. 10;
  - (iii) Pièce [B-0079](#), p. 7 et 8;
  - (iv) Pièce [B-0079](#), annexe 2, p. 1 et 2.

**Préambule :**

(i) « *Finally, an examination of the portfolio of existing applications « on-site » is in progress to evaluate whether, taking into account technological, commercial and financial factors, certain work charges would benefit from being moved to the cloud. »*

(ii) Extrait de l'exposé-sondage publié par le Financial Accounting Standards Board (FASB) :

**« Amortization**

**350-40-35-11** *Implementation costs capitalized in accordance with the Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract Subsections of this Subtopic shall be amortized over the term of the associated hosting arrangement, considering paragraph 350-40-35-15, on a straight-line basis unless another systematic and rational basis is more representative of the pattern in which the entity expects to benefit from access to the hosted software. This Subsection considers the right to access the hosted software to be equivalent to actual use, which shall not be affected by the extent to which the entity uses, or the expectations about the entity's use of, the hosted software (for example, how many transactions the entity processes or expects to process or how many users access or are expected to access the hosted software).*

**350-40-35-12** *An entity (customer) shall determine the term of the hosting arrangement that is a service contract as the fixed noncancelable term of the hosting arrangement plus all of the following:*

- a. *Periods covered by an option to extend the hosting arrangement if the entity (customer) is reasonably certain to exercise that option*
- b. *Periods covered by an option to terminate the hosting arrangement if the entity (customer) is reasonably certain not to exercise that option*
- c. *Periods covered by an option to extend (or not to terminate) the hosting arrangement in which exercise of the option is controlled by the vendor. »*

(iii) « *Cet exposé-sondage, ouvert aux commentaires jusqu'au 30 avril 2018, propose la capitalisation des coûts de configuration et de personnalisation d'un logiciel SaaS défini comme un contrat de service. La capitalisation se ferait en fonction de la nature des coûts et de l'étape du projet où ils sont encourus (planification, développement, post-développement), tout comme pour les logiciels traditionnels visés par la norme actuelle. Les coûts capitalisés seraient amortis sur la durée du contrat de service de la solution infonuagique et l'amortissement serait présenté dans les dépenses d'exploitation, à la même ligne que les frais annuels associés au contrat.*

[...]



*Elle estime aussi que les normes comptables actuelles mènent à un traitement inadéquat des coûts d'implantation et de configuration des solutions infonuagiques du fait qu'il engendre une iniquité intergénérationnelle. Ainsi, de façon générique, Énergir demande à la Régie d'autoriser l'intégration à la base de tarification de tous les coûts initiaux de configuration et de personnalisation des projets informatiques infonuagiques ainsi que leur amortissement en fonction de la durée de vie utile de la solution à laquelle ils sont associés, soit habituellement une période de 5 ans (ou de 10 ans pour certains projets majeurs).*

[...]

*En ce qui concerne plus particulièrement le Projet CRM (dossier R-4014-2017), Énergir demande à la Régie d'autoriser l'intégration à la base de tarification de tous les coûts initiaux de configuration et de personnalisation ainsi que leur amortissement sur une période de 10 ans, représentant la durée de vie utile de la solution CRM. »*

(iv) Énergir présente des tableaux relatifs au calcul différentiel de l'impact tarifaire.

**Demandes:**

- 33.1 Veuillez indiquer si Énergir effectue une vigie des commentaires reçus par le FASB jusqu'au 30 avril 2018 selon la référence (iii). Dans l'affirmative, veuillez présenter un sommaire des commentaires portant sur l'exposé-sondage *Intangibles–Goodwill and Other–Internal-Use Software (Subtopic 350-40)*.
- 33.2 Considérant l'hypothèse que l'exposé-sondage tel que publié par le FASB serait adopté dans son intégralité, veuillez indiquer si le traitement comptable demandé par Énergir à la référence (iii) serait ainsi conforme aux PCGR américains.
- 33.3 En lien avec le balisage des technologies de l'information de la référence (i), veuillez commenter l'avancement des travaux d'examen du portefeuille des applications existantes « sur-site » en lien avec le déplacement de certaines charges de travail vers une solution infonuagique.
- 33.4 Pour le projet CRM, veuillez indiquer la durée du terme non-annulable du contrat de service et les informations requises aux points a, b et c de l'exposé-sondage de la référence (ii).
- 33.5 Veuillez commenter, le cas échéant, la différence entre la durée du terme non-annulable indiquée en réponse à la question précédente et la durée d'amortissement demandée par Énergir pour le projet CRM.
- 33.6 En lien avec les tableaux de la référence (iv), veuillez indiquer la provenance des données suivantes (référence aux pièces du dossier) et, si applicable, le calcul détaillé des montants:

- Portefeuille de projets (On premise + SaaS) 2019 1 950 000 \$
- Projet CRM 513 000 \$
- Amortissement 2 515 000 \$

33.7 Veuillez présenter et commenter les projets infonuagiques planifiés au cours des cinq prochaines années ainsi que les coûts prévus qui seraient capitalisables si le traitement réglementaire demandé par Énergir était autorisé. Veuillez présenter l'impact tarifaire de ces projets selon le même format que les tableaux de la référence (iv).

- 34. Références :**
- (i) Pièce [B-0069](#), p. 8, Tableau 2;
  - (ii) Décision [D-2018-046](#), p.6, par 19.

**Préambule :**

(i) Énergir présente les investissements prévus à l'horizon 2023. Pour le projet de relocalisation de la conduite du pont Trudel, elle prévoit des coûts totaux de 1,2 M\$.

(ii) « [19] Les coûts totaux du Projet sont estimés à 1,559 M\$. Énergir présente une analyse de sensibilité de l'effet tarifaire du Projet en fonction de variations des coûts de plus ou moins 15 %. En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le coût en capital prospectif utilisé pour le calcul de l'effet tarifaire est de 5,43 % conformément à la décision D-2017-094. »

**Demande:**

34.1 En lien avec le projet de relocalisation de la conduite du pont Trudel, veuillez expliquer l'écart de 0,359 M\$ entre le montant de la référence (i) et le montant autorisé par la décision D-2018-046 de la référence (ii).

35. Référence : Pièce [B-0078](#), p. 1.

**Préambule :**

ÉTAT DU PASSIF AU TITRE DES PRESTATIONS DÉFINIES ET DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS LIÉS AUX AVANTAGES SOCIAUX FUTURS						
Actif (passif) au titre des prestations définies 2018 et 2019- ATPD / (PTPD)						
Actif (passif) au titre des prestations définies (en milliers de \$)	Régimes de retraite	Assurances collectives	4/8 2018 Total	Régimes de retraite	Assurances collectives	CT 2019 Total
<b>Obligation</b>						
Solde au début de la période	(767 117)	(111 981)	(879 098)	(798 230)	(118 034)	(916 264)
Coût des services rendus et intérêts	(47 314)	(8 249)	(55 563)	(49 810)	(9 595)	(59 405)
Cotisations des salariés	(10 436)	-	(10 436)	(10 436)	-	(10 436)
Prestations versées	26 636	2 197	28 833	28 203	3 053	31 256
	<b>(798 230)</b>	<b>(118 034)</b>	<b>(916 264)</b>	<b>(830 273)</b>	<b>(124 576)</b>	<b>(954 849)</b>
<b>Actifs des régimes</b>						
Solde au début de la période	691 157	-	691 157	735 296	-	735 296
Rendement réel des actifs des régimes	40 135	-	40 135	43 063	-	43 063
Cotisations (employeur et salariés)	30 656	2 197	32 853	30 426	3 053	33 479
Prestations versées	(26 653)	(2 197)	(28 849)	(28 203)	(3 053)	(31 257)
	<b>735 296</b>	<b>-</b>	<b>735 296</b>	<b>780 581</b>	<b>-</b>	<b>780 581</b>
<b>ATPD / (PTPD)</b>	<b>(62 935)</b>	<b>(118 034)</b>	<b>(180 968)</b>	<b>(49 692)</b>	<b>(124 576)</b>	<b>(174 267)</b>
Impacts sur la base de tarification <sup>(1)</sup>						
Base de tarification (en milliers de \$)	Régimes de retraite	Assurances collectives	4/8 2018 Total	Régimes de retraite	Assurances collectives	CT 2019 Total
CFR - transition	(46 323)	78 227	31 904	(43 750)	73 881	30 131
CFR - écarts actuariels	117 863	12 743	130 607	109 993	9 589	119 582
CFR - coûts des services passés	-	1 345	1 345	-	1 345	1 345
Actifs réglementaires	71 540	92 316	163 855	66 243	84 815	151 058
Passif au titre des prestations définies (PTPD)	(62 935)	(118 034)	(180 968)	(49 692)	(124 576)	(174 267)
Solde au 30 septembre	8 605	(25 718)	(17 113)	16 551	(39 761)	(23 209)
Moyenne des 13 soldes			(18 482)			(17 497)

**Demande :**

35.1 Pour les prestations versées des régimes de retraites de l'année 4/8 2018, veuillez expliquer la différence entre les montants présentés en réduction de l'obligation (ligne 8) et des actifs des régimes (ligne 14).

## COÛTS DE SERVICE ET REVENU ADDITIONNEL REQUIS

### *Gaz naturel renouvelable (GNR)*

- 36. Références :**
- (i) Décision [D-2018-062](#), p. 8;
  - (ii) Pièce [B-0181](#), p. 21;
  - (iii) Pièce [B-0101](#), p. 4 et 8.

### **Préambule :**

(iii) « [31] Également, la Régie demande à Énergir de présenter, au plus tard le 8 juin 2018, à 12 h, les impacts financiers de nature comptable et tarifaire en lien avec les achats et les revenus de GNR présentés à la pièce B-0127. »

(iv) En suivi de la décision citée en référence (i), Énergir indique que :

« La pièce B-0127, GM-Q, Document 12 vise à présenter, à titre informatif, le tarif de GNR qui résulterait de la méthodologie proposée dans le dossier R-4008-2017, si celle-ci était approuvée par la Régie. »

(v) Énergir définit la rubrique L17 comme suit :

« L17 – Coût du transport sur les achats de GNR en franchise : Coûts fonctionnalisés au service de transport découlant de l'application de la méthode de fonctionnalisation du coût des achats de GNR tel que proposé par Énergir dans le document R-4008-2017, B-0022, Gaz-Métro-1, Document 1, page 26. » [nous soulignons]

### **Demandes :**

- 36.1 Veuillez présenter la fonctionnalisation du coût du transport sur les achats de GNR en franchise de la référence (iii) si la méthode de fonctionnalisation proposée au dossier R-4008-2017 n'était pas appliquée au présent dossier.
- 36.2 Advenant le cas où le dossier R-4008-2017 ne soit pas complété avant la tenue de l'audience, outre le coût du transport sur les achats de GNR en franchise de la référence (iii), veuillez indiquer si d'autres impacts financiers de nature comptable et tarifaire seraient à considérer pour l'établissement des tarifs au présent dossier.

***Modification au traitement comptable réglementaire des avantages sociaux futurs***

- 37. Références :**
- (i) Pièce [B-0050](#), p. 6, 7 et 8;
  - (ii) Pièce [B-0078](#), p. 2 ;
  - (iii) Pièce [B-0096](#);
  - (iv) Dossier R-4012-2017, Pièce [B-0146](#), p. 3.

**Préambule :**

(i) P. 6 :

*« De plus, pour des fins de simplification, Énergir propose de continuer de présenter, au niveau réglementaire, tous les coûts reliés aux ASF dans la rubrique des dépenses d'exploitation. Ainsi, dans le cadre des dossiers tarifaires et rapports annuels, le coût des autres composantes du coût des ASF continuerait d'être regroupé au sein des dépenses d'exploitation au lieu d'être présenté à titre de frais financiers. Il est à noter que cette simplification n'entraînerait aucun écart entre les résultats statutaires et réglementaires puisqu'il ne s'agirait que d'une reclassification visant à faciliter l'analyse du coût de régimes de retraite par la Régie et les intervenants aux dossiers. »*

P. 7 :

*« Comme approuvé par la Régie dans sa décision D-2017-125, relative à la demande Modifications de conventions comptables ASC 715, Compensation – Retirement benefits et Demande de création de comptes d'écarts associés (R-4009-2017), Hydro-Québec Distribution et Transport ont harmonisé leur traitement comptable réglementaire avec la mise à jour ASU 2017-07 décrite précédemment. La demande du distributeur et du transporteur est, en ce sens, similaire à celle d'Énergir. »*

P. 8 :

La présente demande est formulée dans un souci d'harmonisation des traitements réglementaires avec les principes comptables utilisés pour l'établissement des états financiers statutaires, un aspect auquel la Régie accorde de l'importance. Énergir souhaite également mentionner qu'étant donné la durée résiduelle de cinq ans des dispenses des ACVM permettant l'utilisation des PCGR des États-Unis, cette mesure n'est pas transitoire. [nous soulignons]

(ii) Énergir présente un tableau intitulé « Composition de la charge du régime de retraite ». Ce tableau inclut également des montants prévus pour les assurances collectives.

(iii) Énergir présente l'évolution du revenu d'exploitation pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2019.

(iv) Hydro-Québec Transport présente les éléments de son revenu requis pour les années 2016-2018.

**Demandes:**

- 37.1 Veuillez commenter la possibilité pour Énergir de présenter le coût des autres composantes des avantages sociaux futurs de façon distincte des dépenses d'exploitation au tableau présentant l'évolution du revenu net d'exploitation (référence (iii)), tel que présenté par Hydro-Québec en référence (iv).
- 37.2 Veuillez confirmer que le tableau de la référence (ii) présente la composition de la charge liée aux avantages sociaux futurs.
- 37.3 Veuillez déposer une mise à jour du tableau de la référence (ii) afin de présenter l'impact de l'application de la nouvelle norme ASC 715 sur la charge liée aux avantages sociaux futurs à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2018.
- 37.4 Veuillez justifier le classement du tableau de la référence (ii) avec les pièces portant sur les investissements (GM-L) plutôt que celles portant sur le coût de service (GM-N).

***Dépenses d'opération***

- 38. Références :** (i) Pièce [B-0112](#), p. 2;  
(ii) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0025](#).

**Préambule :**

- (i) Énergir présente un tableau sur les dépenses d'opération par nature pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2019.
- (ii) Énergir présente un tableau sur les dépenses d'opération par nature pour l'exercice clos les 30 septembre 2017.
- (iii) A partir des références (i) et (ii), la Régie établit le tableau suivant :

**Dépenses d'opération par nature - Principaux écarts**

Nature des coûts ( 000 \$)	4/8 2018	Réel 2017	Écart (\$)	Écart (%)
Services externes	9 285	7 935	1 350	17,0%
Électricité et gaz	1 729	1 373	356	25,9%
Publicité	587	485	102	21,0%
Cotisations professionnelles	218	172	46	26,8%
Autres	1 281	1 023	258	25,2%
Plan de main-d'œuvre (ETP)	1 456	1 399	57	4,0%

**Demandes:**

- 38.1 Veuillez expliquer chacun des écarts de la référence (iii).
- 38.2 Veuillez détailler et commenter par secteur, l'ajout de 57 équivalent temps plein (ETP) entre le réel 2017 et la prévision 4/8 2018 du tableau de la référence (iii).

- 39. Références :** (i) Pièce [B-0104](#), p. 3 ;  
(ii) Pièce [B-0112](#), p. 9.

**Préambule :**

- (i) Énergir présente la variation de la charge liée aux avantages sociaux entre le montant 4/8 2018 et celui prévu pour l'année 2019. Le total de la charge liée aux avantages sociaux s'élève à 64,7 M\$ et 64,5 M\$ respectivement.
- (ii) Pour chaque secteur, Énergir présente les dépenses d'opération, desquelles sont soustraites notamment les frais généraux et la main d'œuvre imputée aux immobilisations afin d'établir les dépenses d'exploitation. Pour les avantages sociaux présentés à la page 9, Énergir ne présente pas distinctement les montants imputés aux immobilisations.

**Demandes:**

- 39.1 Veuillez déposer une mise à jour de la page 9 de la pièce de la référence (ii) afin de présenter les avantages sociaux avant la capitalisation aux immobilisations, les montants imputés aux immobilisations et autres ajustements le cas échéant et les dépenses d'exploitation.
- 39.2 Veuillez expliquer le revenu de 200 000 \$ lié aux avantages sociaux.

**MODIFICATIONS AU TEXTE DES *CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF***

- 40. Référence :** Pièce [B-0196](#), p.5.

**Préambule :**

*« Dans cette optique, Énergir propose de ne plus systématiquement émettre de chèques à ses clients dont le solde créditeur serait inférieur à 5,00\$, à moins que ces derniers n'en fassent la demande. Énergir juge qu'un seuil de 5,00\$ est raisonnable. [...] » [nous soulignons]*

**Demandes :**

- 40.1 Veuillez expliquer comment Énergir a déterminé qu'un montant de 5,00 \$ est raisonnable?
- 40.2 Veuillez indiquer si la facture du client, sur laquelle apparait un solde créditeur de moins de 5,00 \$, portera une mention à l'effet qu'Énergir n'émettra de chèque de remboursement que dans le cas où le client en fait la demande ?