

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 CAVIARDÉE 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, S.E.C.,  
A COMPTER DU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2020**

---

**PLAN APPROVISIONNEMENT**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0066](#), p. 4;
  - (ii) Pièce [B-0066](#), p. 5 et 6;
  - (iii) Pièce [B-0033](#);
  - (iv) Dossier R-4076-2018, pièce [B-0253](#).

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente la fonctionnalisation des achats de fourniture par service appliqué au présent dossier tarifaire.
- (ii) Le Distributeur présente la fonctionnalisation des coûts par outils d'approvisionnement appliquée au présent dossier tarifaire.
- (iii) Le Distributeur présente les principes et les méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service.
- (iv) Le Distributeur présente le coût annuel du transport, de l'équilibrage et de la distribution ainsi que la fonctionnalisation des achats de fourniture par service et des coûts par outils d'approvisionnement appliqués au dossier tarifaire 2019-2020. La page 4 présente la fonctionnalisation des achats de fourniture par service, incluant les achats de gaz naturel en franchise.

**Demandes :**

- 1.1 Selon la référence (i), la Régie constate que les achats de gaz naturel en franchise ne sont pas fonctionnalisés par service, comme c'était le cas dans le dossier tarifaire R-4076-2018, de la référence (iv). Veuillez expliquer cette différence de traitement et indiquer les écarts, le cas échéant.

Veuillez également élaborer votre réponse en considération des méthodes d'évaluations de la référence (iii).

- 1.2 Veuillez expliquer les montants « *Variation des frais reportés* » présentés à la page 5, lignes 16 et 18 de la référence (ii).

2. **Référence :** Pièce [B-0005](#), p. 63.

**Préambule :**

(i) « *Énergir souhaite reconduire l'Initiative pour l'année 2020-2021 selon les mêmes modalités que celles présentées lors du dossier tarifaire 2019-2020 et en conservant la même prime maximale pour les coûts associés à l'Initiative. Cependant, Énergir tient à préciser que le pourcentage du volume de 20 % du gaz de réseau est une cible et non pas une limite. Si la prime maximale permet d'acquérir un volume de gaz plus important, par le versement d'une prime unitaire plus basse qu'estimée, Énergir le fera tout en assurant une diversité d'approvisionnement. En effet, Énergir s'assurera de maintenir une diversité de fournisseurs. Ainsi, pour l'année 2020-2021, Énergir poursuivra ses efforts afin d'attirer de nouveaux fournisseurs et augmenter la proportion du gaz de réseau achetée sous cette initiative* ». [note de bas de page omise]

**Demande :**

2.1 Veuillez indiquer si la prime maximale pour les achats effectués en vertu de l'Initiative, telle que mentionnée à la référence (i) est limitée sur une base annuelle ou si la prime est répartie sur plusieurs années. Veuillez élaborer.

3. **Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 78 (pièce B-0004 déposée sous pli confidentiel);  
(ii) Pièce [B-0005](#), Annexe 11.

**Préambule :**

(i) « *Afin de combler ce déficit, Énergir a contracté une option sur un « service de pointe » auprès d'un fournisseur sur le marché secondaire. Cet outil de pointe correspondrait à un approvisionnement ponctuel de 1 074 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de fourniture directement dans le territoire d'Énergir. Cet outil de pointe serait disponible pour 5 journées pendant l'hiver 2020-2021. Son coût de base sera de [REDACTÉ]. Si Énergir devait l'utiliser, elle devra alors payer [REDACTÉ]*

*Avant d'utiliser cet outil, Énergir tentera d'utiliser tout autre service ou option qui serait disponible et moins onéreux au moment présent.*

*Énergir a jusqu'au [REDACTÉ] afin de lever l'option, en tout ou en partie, à l'égard de ce service de pointe. Le cas échéant, l'option n'aurait entraîné aucun coût pour la clientèle.*

*Énergir aurait alternativement pu tenter de contracter du transport sur le marché secondaire pour combler le déficit. L'analyse de rentabilité des alternatives d'approvisionnement est présentée à la section 8.1.3. ».*

(ii) À l'annexe 11, Énergir présente, pour le plan d'approvisionnement 2020-2021, une stratégie alternative et une analyse de rentabilité.

**Demande :**

- 3.1 Veuillez indiquer si l'analyse de rentabilité présentée à la référence (ii) inclut les coûts qui tiennent compte du [REDACTED], tel que mentionné à la référence (i).

Veuillez élaborer votre réponse notamment, en indiquant les hypothèses qui ont été considérées à l'analyse de rentabilité, tel que présenté en (ii), colonne 3, relativement à la stratégie « Achat du service de pointe ».

Dans l'éventualité où les coûts en fourniture selon le [REDACTED] ne sont pas considérés dans l'analyse présentée à la référence (ii), veuillez déposer une analyse de rentabilité en tenant compte de [REDACTED], advenant l'utilisation de l'outil de pointe [REDACTED].

4. Référence : Pièce [B-0035](#), p. 11 et 12.

**Préambule :**

*« D'autres actions pourraient être prises en situation d'urgence – avant même l'interruption de clients –, comme une prolongation de l'utilisation de l'usine LSR à capacité réduite; l'utilisation du « line pack » (si disponible); l'achat de capacité de transport sur le marché secondaire (si disponible); ou même la génération d'un déséquilibre chez TCPL (si celle-ci n'a pas interrompu les livraisons). Lors de la Cause tarifaire 2019-2020, il a été suggéré de compenser le manque à gagner de 25 000 GJ par ce type d'actions. Énergir réitère que ces alternatives ou mesures de mitigation à l'application de la redondance ne peuvent se qualifier de services fermes ou offrant une garantie de disponibilité. En effet, bien que toutes ces mesures de mitigation seraient évaluées avant d'utiliser des outils plus onéreux, et ce, en situation d'urgence, la philosophie de conception du plan d'approvisionnement s'appuie sur l'acquisition d'outils fermes pour répondre aux besoins de la journée de pointe, afin de garantir à la clientèle une sécurité d'approvisionnement selon une méthodologie approuvée par la Régie ». [nous soulignons et note omise]*

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez indiquer si Énergir a évalué les coûts unitaires (m<sup>3</sup> ou GJ) ou les impacts économiques des actions et des mesures de mitigation à l'application de la redondance, telles que présentées en référence.

Veuillez élaborer et déposer les conclusions de ces évaluations, le cas échéant.

- 4.2 Veuillez élaborer quant aux outils plus onéreux dont il est mention à la référence. Veuillez également présenter les coûts unitaires identifiés à ces outils, le cas échéant.

## PREVISION DE LA DEMANDE

5. **Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 53;  
(ii) Pièce [B-0005](#), p. 141;  
(iii) Pièce [B-0005](#), p. 55;  
(iv) Pièce [B-0005](#), p. 143.

### Préambule :

- (i) Tableau 21, Scénario Favorable, Livraisons globales de gaz naturel 2021-2024 (avant interruptions) ( $10^6\text{m}^3$ ) :

| DESCRIPTION                  | Plan d'approvisionnement 2021-2024 |                |                |                |
|------------------------------|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|
|                              | 2021                               | 2022           | 2023           | 2024           |
| <b>Service continu</b>       | 5 995,0                            | 6 132,7        | 6 389,6        | 6 459,9        |
| Grandes entreprises          | 2 896,2                            | 2 970,4        | 3 162,2        | 3 166,6        |
| Petit et moyen débits        | 3 098,7                            | 3 162,3        | 3 227,4        | 3 293,4        |
| <b>Service interruptible</b> | 305,4                              | 313,1          | 323,6          | 389,9          |
| Contrat régulier             | 255,4                              | 263,1          | 273,6          | 339,9          |
| Contrat gaz d'appoint        | 50,0                               | 50,0           | 50,0           | 50,0           |
| <b>Total</b>                 | <b>6 300,3</b>                     | <b>6 445,8</b> | <b>6 713,2</b> | <b>6 849,9</b> |

- (ii) Plan d'approvisionnement 2021-2024, Annexe 15, Scénario favorable :

|  | PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021-2024<br>SCÉNARIO FAVORABLE |              |              |              |
|--|--|--------------|--------------|--------------|
|  | 2021<br>(1)  | 2022<br>(2)  | 2023<br>(3)  | 2024<br>(4)  |
| <b>DEMANDE (<math>10^6\text{m}^3</math>)</b> |  |              |              |              |
| Continue                                     | 5 886  | 5 847        | 6 100        | 6 171        |
| Interruptible                                | 255  | 441          | 449          | 516          |
| Gaz d'appoint                                | 50   | 50           | 50           | 50           |
| Client biogaz en réseau dédié                | 30   | 30           | 30           | 30           |
| <b>Sous-total</b>                            | <b>6 222</b>   | <b>6 369</b> | <b>6 630</b> | <b>6 767</b> |
| Interruptions                                | -11  | -7           | -12          | -4           |
| Gaz perdu et usage de la compagnie           | 32   | 33           | 34           | 35           |
| Compression (transport et entreposage)       | 134  | 137          | 146          | 148          |
| Ecart de mesurage                            | 0  | 0            | 0            | 0            |
| <b>TOTAL DEMANDE</b>                         | <b>6 377</b>   | <b>6 531</b> | <b>6 798</b> | <b>6 946</b> |

- (iii) Tableau 23, Scénario défavorable, Livraisons globales de gaz naturel 2021-2024 (avant interruptions) ( $10^6\text{m}^3$ ) :

| DESCRIPTION                  | Plan d'approvisionnement 2021-2024 |                |                |                |
|------------------------------|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|
|                              | 2021                               | 2022           | 2023           | 2024           |
| <b>Service continu</b>       | 5 790,4                            | 5 749,1        | 5 672,1        | 5 604,8        |
| Grandes entreprises          | 2 811,1                            | 2 836,3        | 2 827,4        | 2 826,1        |
| Petit et moyen débits        | 2 979,3                            | 2 912,8        | 2 844,7        | 2 778,6        |
| <b>Service interruptible</b> | 240,5                              | 238,9          | 236,8          | 236,1          |
| Contrat régulier             | 240,5                              | 238,9          | 236,8          | 236,1          |
| Contrat gaz d'appoint        | -                                  | -              | -              | -              |
| <b>Total</b>                 | <b>6 030,9</b>                     | <b>5 987,9</b> | <b>5 908,8</b> | <b>5 840,9</b> |

(iv) Plan d'approvisionnement 2021-2024, Scénario défavorable :

|   | PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021-2024<br>SCÉNARIO DÉFAVORABLE |              |              |              |
|---|--|--------------|--------------|--------------|
|   | 2021<br>(1)  | 2022<br>(2)  | 2023<br>(3)  | 2024<br>(4)  |
| <b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b> |  |              |              |              |
| Continue                                      | 5 684  | 5 486        | 5 428        | 5 380        |
| Interruptible                                 | 241  | 417          | 412          | 412          |
| Gaz d'appoint                                 | 50   | 50           | 50           | 50           |
| Client biogaz en réseau dédié                 | 30   | 30           | 30           | 30           |
| <b>Sous-total</b>                             | <b>6 005</b>   | <b>5 983</b> | <b>5 921</b> | <b>5 873</b> |
| Interruptions                                 | -6   | -9           | -10          | -8           |
| Gaz perdu et usage de la compagnie            | 31   | 31           | 30           | 30           |
| Compression (transport et entreposage)        | 130  | 130          | 133          | 132          |
| Écart de mesurage                             | 0  | 0            | 0            | 0            |
| <b>TOTAL DEMANDE</b>                          | <b>6 160</b>   | <b>6 135</b> | <b>6 074</b> | <b>6 026</b> |

## Demandes :

- 5.1 Veuillez concilier le tableau 21 (référence (i)) et les chiffres des dix premières rangées du tableau à l'annexe 15 (référence (ii)).
- 5.2 Veuillez concilier le tableau 23 (référence (iii)) et les chiffres des dix premières rangées du tableau à l'annexe 16 (référence (iv)).

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 135;
  - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 142.

## Préambule :

- (i) Dans le tableau de l'Annexe 12, le débit quotidien d'approvisionnement de la demande continue à la journée de pointe au scénario de base est établi à 36 723 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j pour 2021.
- (ii) Dans le tableau de l'Annexe 15, le débit quotidien d'approvisionnement de la demande continue à la journée de pointe au scénario favorable est établi à 36 690 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j pour 2021.

**Demande :**

6.1 Veuillez expliquer pourquoi la demande continue en journée de pointe est plus élevée au scénario de base (référence (i)) qu'au scénario favorable (référence (ii)).

- 7. Références :**
- (i) Pièce B-0004 (déposée sous pli confidentiel), p. 105;
  - (ii) Pièce [B-0096](#), p. 17;
  - (iii) Dossier R-4076-2018, pièce [B-0058](#), p. 6.

**Préambule :**

(i)

(ii) « **4.1.3 GARANTIE FINANCIÈRE AU SERVICE DE TRANSPORT DU DISTRIBUTEUR** »

**4.1.3.1 Exigibilité**

*Au moment de la signature du contrat, et avant que le distributeur ne réserve les capacités de transport nécessaires, le distributeur peut exiger une garantie financière dans le cas d'un nouveau demandeur souhaitant utiliser le service de transport du distributeur, dont la consommation quotidienne de pointe prévue est de 300 000 m<sup>3</sup>/jour et plus.*

*Subséquentement à la signature du contrat, le distributeur peut réviser le montant de la garantie financière prévue à l'article 4.1.3.2 en fonction des circonstances particulières à chaque cas ».*

(iii) « Concrètement, Énergir a raffiné sa méthode d'évaluation de la probabilité de réalisation des projets en intégrant de nouveaux paramètres, rendant plus contraignant le pourcentage requis pour procéder à la réservation de la capacité de transport pour la Marge excédentaire.

*Ainsi, des filtres ont été ajoutés à la méthode d'évaluation, et se définissent comme suit :*

- *Les pointages associés aux critères de solidité financière, de l'environnement socio-économique et de degré d'innovation ne sont pris en compte que lorsque le niveau d'avancement du projet atteint un pointage minimum de 20 %.*
- *De plus, pour un projet majeur dont le volume de pointe requiert une garantie financière de transport (300 000 m<sup>3</sup>/jour et plus), le projet ne peut atteindre un pointage de 50 % tant que la garantie n'est pas reçue par Énergir.*

*Le processus peut être assimilé à une démarche par étape. Le premier filtre donne l'assurance que le projet aura franchi certaines étapes de base avant que la quantité quotidienne requise ne soit*

*considérée dans le calcul de la Marge excédentaire de transport. Le deuxième filtre donne l'assurance que le projet ne sera pas intégré hâtivement dans le scénario de base de la prévision de la demande* ». [nous soulignons]

**Demande :**

7.1

[REDACTED]

[REDACTED]

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 45;
  - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 48;
  - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 107.

**Préambule :**

- (i) Le tableau 18 (lignes 9, 18, 27, 35) rapporte les livraisons prévues de gaz naturel liées aux nouvelles ventes pour le marché grandes entreprises.
- (ii) Le tableau 19 (lignes 9, 18, 26, 35) rapporte les livraisons prévues de gaz naturel liées aux nouvelles ventes pour le marché petit et moyen débits.
- (iii) Le tableau à l'annexe 4 rapporte les volumes issus de la maturation des nouvelles ventes prévues sur l'horizon de la cause tarifaire, par catégorie tarifaire.

**Demande :**

- 8.1 Les volumes de nouvelles ventes prévues au marché grandes entreprises (références (i)) et au marché petit et moyen débits (références (ii)) ne correspondent pas à ceux rapportés à l'annexe 4, tant au global que par catégorie tarifaire.

Veillez concilier les données relatives aux nouvelles ventes rapportées aux tableaux 18 et 19 à celles du tableau à l'annexe 4.

## RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

- 9. Références :** (i) Pièce [B-0013](#);  
(ii) Dossier R-3867-2013, Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 54, par. 198.

### Préambule :

(i) Le Distributeur dépose l'information relative à la rentabilité du plan de développement 2020-2021.

(ii) « [198] En conséquence, la Régie ordonne à Énergir d'inclure des coûts d'entretien préventif et correctif associés aux investissements qu'elle prévoit en Renforcement du réseau de distribution dans l'évaluation de la rentabilité globale du Plan de développement. À cet égard, le Distributeur devra utiliser les coûts d'OPEX de 0,22 \$/m/an pour l'entretien préventif et de 0,37 \$/m/an pour l'entretien correctif, fixés dans la décision D-2017-092, ou ceux mis à jour par la Régie, le cas échéant ». [nous soulignons]

### Demande :

9.1 Veuillez déposer les paramètres utilisés dans les calculs de la rentabilité du plan de développement 2020-2021 à la référence (i), en précisant notamment les coûts d'OPEX pour l'entretien préventif et l'entretien correctif mentionnés à la référence (ii).

## INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE

- 10. Référence :** Pièce [B-0078](#), p. 9.

### Préambule :

Énergir présente l'information suivante :

« Le pourcentage de réalisation de l'indice relatif aux émissions de GES est établi comme suit :

| Tonnes de réduction de GES       | Pourcentage de réalisation de l'indice |
|----------------------------------|--|
| ≥ 350 tonnes éq. CO <sub>2</sub> | 100 %                                  |
| 0 tonne éq. CO <sub>2</sub>      | 0 %                                    |

Les résultats seront interpolés ». [nous soulignons]



**Demandes :**

- 10.1 Veuillez préciser le sens de l'expression : « *Les résultats seront interpolés* ».
- 10.2 Veuillez expliquer le cas échéant l'application de cette interpolation aux résultats de l'indice Émission des GES aux fins du calcul de l'indice de réalisation.

**TAUX D'ÉCONOMIES POTENTIELLES DES TRAVAUX INTÉGRÉS**

11. **Référence :** Pièce [B-0036](#), p. 2.

**Préambule :**

*« Énergir rappelle, d'une part, que les « cas d'exception » concernent les projets de développement d'un parc industriel et les activités de repavage routier pour lesquels une enveloppe maximale de 1,5 M\$ par an a été autorisée par la Régie. L'enveloppe sert à réaliser des projets qui offrent un potentiel de densification, mais qui ne sont pas rentables au moment de leur réalisation.*

*D'autre part, les « travaux intégrés » visent les situations où les travaux d'installation ou de remplacement de conduites de gaz naturel sont coordonnés, en tout ou en partie, avec les travaux d'infrastructure d'une municipalité. Les travaux en mode intégré permettent à Énergir d'économiser certains coûts, comme la signalisation, l'excavation ou le repavage, puisqu'une partie de ces derniers sont assumés par la municipalité ».* [nous soulignons]

*« Depuis 2017, Énergir a réalisé trois projets de cas d'exception complètement en mode intégré. Énergir estime qu'elle a économisé entre 21 % et 75 % des coûts de main-d'œuvre des services entrepreneurs pour ces trois projets. Globalement, le taux d'économies potentielles des travaux intégrés est de 52 % sur la portion de la main-d'œuvre des services entrepreneurs et de 29 % sur le coût total du projet ».* [nous soulignons]

**Demandes :**

- 11.1 Les taux d'économies varient de 15 % à 40 % du coût total des projets et de 21 % à 75 % du coût des services entrepreneurs. Quels facteurs expliquent l'ampleur de la variabilité de ces résultats?
- 11.2 À quelle hauteur l'enveloppe de 1,5 M\$ a-t-elle été utilisée pour financer les trois projets « d'exception »?
- 11.3 Énergir a calculé les taux d'économies potentielles pour les projets d'exception réalisés complètement en mode intégré depuis 2017. Énergir a-t-elle réalisé des projets partiellement

en mode intégré durant la même période? Si oui, est-il possible de calculer le taux d'économies potentielles pour ces projets?

## SPEDE

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0019](#);
  - (ii) Pièce B-0018 (pièce confidentielle);
  - (iii) Pièce [B-0033](#), p. 1;
  - (iv) Dossier R-3987-2016, décision D-2017-094, p. 51.

### Préambule :

(i) Les tableaux 1 et 2 présentent les scénarios de base des émissions de GES qu'Énergir considère avoir à couvrir pour les années 2021 à 2026. La section 4.1.2 porte sur l'évolution des prix dans le marché secondaire notamment au niveau des crédits compensatoires de la Californie.

(ii) [REDACTED]

(iii) Principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service :

| COMPOSANTES             | ORDONNANCES              | MÉTHODES  |
|-------------------------|--------------------------|---|
| <b>TARIFICATION</b>     |                          |   |
| DÉGROUPEMENT DES TARIFS | D-2001-78                | Structure et dispositions tarifaires applicables aux services et tarifs dégroupés.  |
| TARIF DU SERVICE SPEDE  | D-2014-171<br>D-2015-181 | Le prix du service SPEDE est composé (i) du prix théorique d'acquisition des nouveaux droits d'émission, (ii) de l'écart de coûts cumulatif et (iii) du coût du maintien SPEDE.   |
| FRAIS REPORTÉS-SPEDE    | D-2014-171<br>D-2015-181 | Le CFR relatif au SPEDE est maintenu hors base et est composé des éléments suivants : <ul style="list-style-type: none"> <li>- le coût d'acquisition réel des achats de droits d'émission de GES;</li> <li>- les volumes d'émissions de GES d'Énergir et de ses clients valorisés au prix du service SPEDE en vigueur;</li> <li>- le solde net du coût d'acquisition cumulatif des droits d'émission de GES et de l'obligation en droits d'émission de GES équivalant aux revenus du service SPEDE facturé aux clients représente l'inventaire net des droits d'émission de GES; et</li> <li>- l'intérêt capitalisé selon le coût moyen pondéré du capital en vigueur et l'impôt sur le revenu afférent à cet intérêt.</li> </ul> |

(iv) Dans sa décision D-2017-094, la Régie retenait la méthode alternative temporaire présentée par Énergir pour la comptabilisation du rendement lié aux CFR-SPEDE.

« [133] Conséquemment, pour l'année 2017-2018, la Régie maintient l'établissement du tarif SPEDE selon la méthode de calcul actuelle approuvée par la Régie dans sa décision D-2014-171, incluant les CFR SPEDE hors base de tarification.

[134] De plus, la Régie reconnaît que la totalité du rendement et des impôts présumés réalisée au cours de l'exercice 2018, associée à tous les CFR-SPEDE, a été perçue des clients via les revenus de SPEDE générés dans un premier temps. Elle autorise Gaz Métro à appliquer le solde résiduel des revenus en réduction du coût non amorti des droits d'émission achetés et des écarts de facturation des périodes passées ».

Le traitement comptable réglementaire des coûts du SPEDE approuvé par la Régie dans la décision précitée a été reconduit pour l'année 2019-2020 dans la décision [D-2017-135](#), rendue dans le dossier R-4018-2017.

#### **Demandes :**

- 12.1 Veuillez élaborer à quels types d'exclusions réfère la ligne « Autres exclusions » des tableaux de la référence (i).
- 12.2 Est-ce que la ligne « Sous total des émissions des clients à couvrir avant GNL » devrait plutôt se lire « Sous total des émissions des clients à couvrir avant GNR »?
- 12.3 Veuillez élaborer sur le potentiel des crédits compensatoires du Québec dans le cadre de la stratégie de couverture des émissions de GES 2024-2026.
- 12.4 Veuillez indiquer s'il y a une différence d'application entre le traitement comptable réglementaire des frais reportés-SPEDE de la référence (iii) et les principes comptables généralement reconnus des États-Unis, comme c'était le cas dans les dossiers tarifaires 2017-2018 et 2018-2019, de la référence (iv).
- 12.5 Le cas échéant, veuillez indiquer si Énergir prévoit recourir à nouveau à la méthode temporaire alternative approuvée dans la décision D-2017-094 et à partir de quelle année.

### **PGÉE**

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0024](#), demande amendée d'Énergir;
  - (ii) Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), par. 425 et 426.

#### **Préambule :**

- (i) Énergir demande à la Régie de :

« **PRENDRE ACTE** du retrait du volet « Thermostats électroniques programmables » selon les échéanciers précisés à la section 3.1 de la pièce Énergir-J, Document 3 »;

(ii) Dans sa décision D-2019-088, la Régie indique :

« [425] Jusqu'à présent, après examen des évaluations et d'autres études connexes ainsi que des résultats et prévisions des programmes et des mesures, la Régie initiait des suivis devant être traités aux dossiers réglementaires ou administratifs subséquents et visant, dans certains cas, la révision de l'offre des Distributeurs.

[426] La Régie précise que dans le nouveau contexte, elle ne compte pas déclencher ce type de suivis, à moins qu'il y ait une différence importante entre les paramètres existants et révisés par les évaluations et autres études. En effet, la Régie s'attend à ce que la révision de l'offre en efficacité énergétique entre deux Plans directeurs soit faite à l'initiative de TEQ ou des Distributeurs, en fonction des résultats des évaluations, études, données de « suivi interne » ou d'autres observations. Les Distributeurs devront consulter TEQ afin d'obtenir son aval, avant de déposer une demande d'ajustement à la marge devant la Régie ». [nous soulignons]

#### **Demande :**

13.1 Veuillez indiquer si Énergir a consulté et obtenu l'aval de TEQ (référence (ii)) préalablement au dépôt de sa demande à la Régie présentée à la référence (i). Veuillez élaborer.

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0024](#) demande amendée d'Énergir;
  - (ii) Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), par. 352 et 353.

#### **Préambule :**

(i) Énergir demande à la Régie de :

« **PRENDRE ACTE** des modifications apportées aux modalités d'aides financières pour les volets « Thermostats intelligents » et « Nouvelle construction efficace » et des sous-volets « Encouragement à Implantation CII », « Encouragement à Implantation VGE – Industriel » et « Encouragement à Implantation VGE – Institutionnel » ».

(ii) Dans sa décision D-2019-088, la Régie indique :

« [352] Les distributeurs, quant à eux, ont l'obligation, en vertu de l'article 15 de la LTEQ, d'informer TEQ dans l'éventualité où ils ne seraient pas en mesure de réaliser les programmes et les mesures sous leur responsabilité dans les délais et selon les modalités prévues au Plan directeur :

« 15. Les ministères, les organismes et les distributeurs d'énergie doivent réaliser les programmes et les mesures dont ils sont responsables en vertu du plan directeur.

Un distributeur d'énergie qui ne peut réaliser un tel programme ou une telle mesure, dans le délai et de la manière prévus au plan directeur, doit en aviser Transition énergétique Québec. Cette dernière peut, aux frais du distributeur, mettre en œuvre le programme ou la mesure qu'il est en défaut de réaliser, après lui avoir donné un avis écrit de 30 jours à cet effet ».

*[353] Il s'ensuit donc, selon la Régie, que tout distributeur qui souhaite présenter une modification à un programme ou à une mesure dans un dossier tarifaire aux fins de la reconnaissance d'un montant différent de celui approuvé dans le cadre du présent dossier, devra en avoir préalablement informé TEQ, qui pourrait appuyer la modification ».* [nous soulignons]

**Demande :**

- 14.1 Veuillez indiquer si Énergir a informé TEQ (référence (ii)) préalablement au dépôt de sa demande à la Régie à la référence (i). Veuillez élaborer et indiquer si, le cas échéant, TEQ appuie les modifications en lien avec la demande d'Énergir à la référence (i).

### IMPACT DES AJUSTEMENTS BUDGÉTAIRES

15. Référence : Pièce [B-0017](#), p. 41.

**Préambule :**

**Tableau 12 : Part du PGEÉ au revenu requis de distribution**

|                | 2020-2021 | 2021-2022 | 2022-2023 |
|----------------|-----------|-----------|-----------|
| Plan directeur | 0,863 %   | 0,879 %   | 0,867 %   |
| CT 2020-2021   | 0,856 %   | 0,878 %   | 1,016 %   |

**Demande :**

- 15.1 Veuillez déposer les données (coût de service détaillé) à partir desquelles a été calculée la part du PGEÉ au revenu requis de distribution pour chacune des années du tableau 12 en préambule.

## THERMOSTATS

- 16. Références :**
- (i) [Rapport d'évaluation des programmes Thermostats électroniques programmables et intelligents](#), Dunsky, novembre 2019, p. iii;
  - (ii) Pièce [B-0017](#), p. 13;
  - (iii) Pièce [B-0017](#), Annexe A;
  - (iv) Pièce [B-0017](#), p. 14.

### Préambule :

- (i) « *Suivant ces observations, pour améliorer le volet nous recommandons à Énergir de :*
- [...];
  - *Sensibiliser les participants (passés et futurs) à l'importance de configurer et/ou programmer leurs thermostats programmables et intelligents;*
  - *Former les participants (passés et futurs) aux bonnes pratiques de programmation des thermostats, telles que fournir des conseils sur les températures de consignes optimales et l'activation de fonctionnalités avancées;*
  - *Éduquer les installateurs sur les bénéfices et le fonctionnement des thermostats intelligents;*
  - *Mettre en place une stratégie de commercialisation auprès des constructeurs afin qu'ils installent davantage de thermostats intelligents dans leurs nouvelles constructions;*
  - *Adopter la certification ENERGY STAR comme critère d'admissibilité des thermostats intelligents.*

*Nous recommandons également à Énergir, afin de faciliter la prochaine évaluation et le suivi du volet :*

- *D'obtenir des données de fabricants (ex. : NEST et Ecobee) et de l'EPA pour améliorer l'estimation des économies d'énergie;*
  - *D'améliorer la qualité des données pour les modèles de thermostats installés et le contexte d'installation, de collecter des informations additionnelles pour mesurer les économies d'électricité et d'adapter les questionnaires des sondages auprès des participants au contexte spécifique des thermostats intelligents (ex. : varier les questions en fonction des fonctionnalités des thermostats intelligents);*
  - *De tenir compte de l'abaissement de température additionnel chez les participants passés découlant des actions d'Énergir pour le calcul des économies d'énergie ».*
- (ii) « *Dans ce contexte, Énergir n'acceptera plus de nouvelles demandes d'aide financière pour l'installation de thermostats électroniques programmables au-delà du 30 septembre 2020. [...]*

Également, la date limite pour le versement des aides financières pour toutes les demandes reçues avant le 30 septembre 2020 serait fixée au 30 septembre 2021 ».

- (iii) Annexe A : Fiches de volets et sous-volets visés par des modifications à la marge.
- (iv) « Ainsi, les prévisions de participation pourraient être révisées sur la base des hypothèses suivantes :
- 2020-2021 : basé sur l'historique de participation<sup>13</sup>, réduction de 650 participants (-46 %) pour les thermostats électroniques programmables et récupération de 450 (+69 %) de ces participants pour les thermostats intelligents;
  - 2021-2022 : réduction de 1 350 participants (-100 %) pour les thermostats électroniques programmables et récupération de 1 080 (+80 %) de ces participants pour les thermostats intelligents; et
  - 2022-2023 : réduction de 1 300 participants (-100 %) pour les thermostats électroniques programmables et récupération de 1 300 (+100 %) de ces participants pour les thermostats intelligents ».

#### **Demandes :**

- 16.1 Veuillez préciser comment Énergir compte donner suite aux recommandations de l'évaluateur à la référence (i), le cas échéant, pour améliorer la performance énergétique des volets et les données de la prochaine évaluation et les suivis des volets.
- 16.2 Considérant que le volet *Thermostats électroniques programmables* générera des économies d'énergie jusqu'au 30 septembre 2021 (référence (ii)), veuillez présenter la fiche reflétant la modification à la marge du volet pour l'année 2020-2021, comme celles présentées en référence (iii).
- 16.3 Veuillez préciser comment les paramètres mis à jour par l'évaluateur ont été intégrés dans les prévisions présentées à la référence (iv).

### **NOUVELLE CONSTRUCTION EFFICACE**

17. **Références :**
- (i) [Rapport d'évaluation du volet Nouvelle construction efficace](#), Econoler, 21 décembre 2018, p. 36;
  - (ii) Pièce [B-0017](#), Annexe A, p. 3;
  - (iii) [Rapport d'évaluation du volet Nouvelle construction efficace](#), Econoler, 21 décembre 2018, p. 37;
  - (iv) [Rapport d'évaluation du volet Nouvelle construction efficace](#), Econoler, 21 décembre 2018, p. 28.

**Préambule :**

(i) « Econoler suggère toutefois à Énergir de revoir le critère qui limite l'aide financière à 75 % des coûts totaux d'investissement du bâtiment. Considérant les données disponibles sur les coûts d'investissement, cette borne apparaît maintenant trop élevée. D'ailleurs, aucun projet du volet PE235 n'a eu son aide financière limité par ce facteur ».

[...]

« L'étude du processus interne de validation des dossiers, la révision de la base de données du volet et la révision d'un échantillon de dossiers de projet ont révélé que la gestion des données est satisfaisante et cohérente, quoique des améliorations restent possibles, notamment pour la saisie des mesures implantées et le coût total du projet. [nous soulignons]

(ii)

**Fiche du volet Nouvelle construction efficace**

|                                       | Prévision<br>2020-2021 | Prévision<br>2021-2022 | Prévision<br>2022-2023 |
|---------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| <b>Paramètres du volet</b>            |                        |                        |                        |
| Économies unitaires (m <sup>3</sup> ) | 70 579                 | 70 579                 | 70 579                 |
| Surcoût (\$) *                        | 354 381                | 354 381                | 354 381                |

\* La valeur issue de l'évaluation 2019 a été ajustée pour la période 2021-2023 afin de tenir compte de la taille moyenne des projets prévus au cours de cette période.

(iii) À la suite d'une analyse basée sur une revue de la littérature et les avis des ingénieurs impliqués dans le volet PE235, Econoler juge que 5 % est une valeur appropriée pour établir le coût incrémental moyen des bâtiments construits dans le cadre du volet PE235. Ce coût incrémental inclut le coût complet de certaines mesures qui génèrent à la fois des économies de gaz naturel et des économies électriques ». [nous soulignons]

(iv) Coût incrémental révisé par l'évaluateur.

**Tableau 13 : Coût incrémental**

| Coût total moyen (45 projets) | Coût incrémental (%) | Coût incrémental (\$) | Coût incrémental excluant les appareils subventionnés par d'autres volets d'Énergir (\$) |
|-------------------------------|----------------------|-----------------------|--|
| 15 628 154 \$                 | 5 %                  | 744 198 \$            | 706 458 \$   |

**Demandes :**

17.1 Veuillez préciser comment Énergir compte donner suite aux conclusions et suggestions de l'évaluateur à la référence (i), le cas échéant.



17.2 Veuillez concilier les résultats et la méthode de calcul ajustés à l'interne pour établir le coût incrémental moyen de la référence (ii) aux résultats et à la méthode utilisée par l'évaluateur en références (iii) et (iv).

## ENCOURAGEMENT À L'IMPLANTATION

- 18. Références :**
- (i) [Rapport d'évaluation du volet \*Études et implantation\* du programme \*Diagnostics et mise en œuvre efficaces\* pour les marchés CII et VGE](#), Econoler, 3 décembre 2019, p. 38;
  - (ii) Pièce [B-0017](#), p. 26.

### Préambule :

(i) « Depuis le 1er février 2018, Énergir utilise une nouvelle méthode de calcul de coûts qui permet d'établir plus facilement le coût incrémental des mesures implantées. Le nombre de dossiers utilisant cette nouvelle méthode de calcul des coûts est toutefois limité à seulement deux dossiers pour la période évaluée (un dossier du sous-volet PE208 et un dossier du sous-volet PE218). Ainsi, puisque la base de données de la période évaluée contient les valeurs de coût total des mesures plutôt que de surcoût, Econoler propose de continuer d'appliquer la même méthode que celle utilisée lors de la précédente évaluation pour déterminer le coût incrémental aux fins du calcul du TCTR jusqu'à ce que le nombre de dossiers soumis selon la nouvelle méthode de calcul de coûts soit suffisant pour établir un coût incrémental moyen associé à chaque volet ». [nous soulignons]

(ii) « Les résultats de l'analyse des surcoûts présentés à la section 5.1.3 ont été obtenus à partir des dossiers payés pour la période de 2014-2015 à 2017-2018. Il est cependant à noter qu'Énergir a modifié les critères de ces sous-volets en 2017-2018 et exige depuis ce temps que les surcoûts des mesures implantées soient fournis par les participants.

En ajoutant les dossiers payés de la période du 1er octobre 2018 au 30 septembre 2019, il est possible de déterminer plus précisément le niveau réel de couverture des surcoûts par les aides financières versées pour chacun des sous-volets.

Cet exercice démontre que les aides financières reçues par les participants du sous-volet Encouragement à l'implantation CII (PE208) correspondent en moyenne à 14 % du surcoût moyen, alors que pour le sous-volet Encouragement à l'implantation VG - Industriel (PE218), l'aide financière correspond à 8 % du surcoût moyen et que celle du sous-volet Encouragement à l'implantation VGE - Institutionnel (PE219) ne couvre que 9 % du surcoût moyen ». [nous soulignons]

**Demandes :**

- 18.1 Veuillez détailler, pour chacun des sous-volets PE208 et PE218, les surcoûts en fonction de la nouvelle méthodologie de calcul à la référence (i), ventilé en fonction des regroupements de PRI.
- 18.2 Veuillez déposer les données et la méthodologie utilisées pour établir les pourcentages du surcoût moyen couverts par les aides financières présentés en référence (ii).

**NOUVELLES MODALITÉS DU CASEP**

- 19. Références :**
- (i) Pièce [B-0015](#), Annexe 1, p. 2;
  - (ii) Pièce [B-0015](#), Annexe 2;
  - (iii) Pièce [B-0015](#), Annexe 1, p. 2;
  - (iv) Dossier R-4114-2019, pièce [B-0174](#), p. 26;
  - (v) Pièce [B-0015](#), p. 3;
  - (vi) Pièce [B-0015](#), p. 4;
  - (vii) Pièce [B-0015](#), Annexe 1, p. 4.

**Préambule :**

- (i) « *Les formes d'énergies admissibles pour la conversion vers le gaz naturel sont les suivantes :*
- *les produits pétroliers, pour les conversions impliquant le déplacement de distillats moyens et lourds (par exemple, mazout n° 2 et mazout n° 6);*
  - *le bois, pour les conversions impliquant des systèmes de combustion peu efficaces et polluants; et*
  - *le charbon.*

*Pour les systèmes biénergie, seules les conversions impliquant le remplacement de l'électricité-mazout par l'électricité-gaz naturel sont admissibles* ». [nous soulignons]

- (ii) « *Annexe 2 : Texte 2007 du CASEP* ».

(iii) « *Une somme annuelle incluse au coût de service d'Énergir, dont le montant est autorisé par la Régie de l'énergie, est versée au CASEP. Le solde du Compte est rémunéré au coût moyen pondéré du capital et les intérêts courus sont versés au Compte. Le Compte peut être alimenté à partir de sources de financement externes à Énergir* ». [nous soulignons]

(iv) Énergir présente, dans le cadre du rapport annuel 2018-2019, le nombre de clients et les subventions du CASEP en fonction des profils de clients et des combinaisons de programmes.

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

(v) « Énergir propose de traiter les OMA au CASEP de la même manière que ce qui est prévu au texte du PRC, et ce, tant pour l'exigibilité, les exclusions et le calcul du montant compensatoire. Sommairement, le texte du PRC prévoit que seuls les clients ayant une consommation annuelle de plus de 125 000 m<sup>3</sup> doivent avoir une OMA et que le montant compensatoire exigé ne peut excéder le montant total versé, divisé par la durée du contrat en années ». [nous soulignons]

(vi) « Le texte actuel du CASEP précise que les « montants puisés dans ce compte de substitution seront déterminés en fonction de ce qui sera en moyenne requis pour amener le point mort tarifaire au même niveau que celui du plan de développement [...] ». Énergir propose de retirer ce critère au nouveau texte du CASEP afin de simplifier l'administration du Compte, l'octroi des subventions versées et la détermination des contributions.

La décision D-2018-080 rendue au dossier R-3867-2013 prévoit que tous les projets de développement doivent afficher un indice de rentabilité (IP) de 1,0 ou plus et que le portefeuille des projets d'Énergir doit avoir un IP d'au moins 1,3. Ces seuils de rentabilité s'appliquent aussi aux projets qui bénéficient du CASEP. Il n'est donc pas nécessaire de leur imposer des critères de rentabilité différents ».

(vii) « Énergir fait un suivi agrégé des projets réalisés grâce à l'utilisation des sommes du CASEP au dossier d'examen du rapport annuel. Ce suivi comprend les informations suivantes :

- nombre de projets réalisés dans l'année financière;
- volume déplacé par source d'énergie (en mètres cubes équivalents);
- investissements requis d'Énergir, selon qu'il s'agisse de conduites et de branchements ou d'une aide financière (PRC); et
- sommes utilisées du CASEP. »

**Demandes :**

- 19.1 Veuillez confirmer que les systèmes biénergie admissibles au CASEP, selon les modalités de 2007 à la référence (ii), sont les conversions impliquant le remplacement de l'électricité-mazout par l'électricité-gaz naturel, tel que prévu aux nouvelles modalités à la référence (i). Dans la négative, veuillez expliquer.
- 19.2 Veuillez préciser les « *sources de financement externes à Énergir* » à la référence (iii).
- 19.3 Veuillez commenter la possibilité de présenter, dans le cadre des prochains rapports annuels, les informations dans le tableau à la référence (iv).
- 19.4 Veuillez déposer la référence concernant le texte du PRC proposé pour le traitement des OMA (référence (v)).
- 19.5 Veuillez expliquer pourquoi le nouveau CASEP ne prévoit pas d'information sur la rentabilité (référence (vi)) des projets réalisés grâce à l'utilisation du CASEP dans le cadre du rapport annuel (référence (vii)).

## COUTS DE SERVICE

**20. Référence :** Pièce [B-0062](#).

**Préambule :**

Énergir présente l'évolution du revenu net d'exploitation pour l'année 4/8 2020, les causes tarifaires 2019-2020 et 2020-2021 et des explications sur les principaux écarts.

**Demande :**

- 20.1 Au tableau de la page 1, pour l'année 4/8 2020, Énergir présente à la ligne 18, un trop-perçu de 833 k\$. À la note D) de la page 2, Énergir indique que « *Le manque à gagner anticipé à la prévision 4/8 2020 découle essentiellement des éléments suivants :* ». Les explications qui suivent sont en lien avec cet énoncé.

Veuillez confirmer que, pour l'année 4/8 2020, Énergir prévoit un trop-perçu de 833 K\$ et non un manque à gagner. Dans l'affirmative, veuillez déposer une mise à jour de la pièce B-0062 afin de réviser l'explication présentée en page 2.

## CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

**21. Référence :** Dossier R-4018-2017, Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 131, par. 551.

**Préambule :**

« [551] Toutefois, bien que les modalités applicables à la remise des dépôts aux clients soient prévues au texte des CST, la Régie demande à Énergir de prévoir un processus d'information additionnel auprès des clients pour le remboursement des dépôts dont le solde est inférieur à 5 \$ ».

**Demande :**

21.1 Veuillez indiquer si Énergir a prévu un processus d'information additionnel auprès des clients pour le remboursement des dépôts dont le solde est inférieur à 5 \$. Veuillez élaborer.