

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À
DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES
CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR, S.E.C., À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2020**

Dépenses d'exploitation

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0106](#), annexe C, p. 1;
 - (ii) Pièce [B-0069](#), p. 1;
 - (iii) Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 86, par. 371;
 - (iv) Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 73, par. 281;
 - (v) Dossier R-4114-2019, pièce [B-0193](#), p. 11.

Préambule :

(i) Énergir présente un tableau sur les impacts de l'étude des taux sur les dépenses d'amortissement de la cause tarifaire 2020-2021. Ce tableau identifie également les nouvelles catégories d'actifs créées depuis la dernière étude des taux d'amortissement déposée au dossier tarifaire 2016 (R-3879-2014).

(ii) Pour l'année 2020-2021, le budget des dépenses d'exploitation, établi selon l'allègement réglementaire, s'élève à 231 700 000 \$. Le montant de départ de la formule paramétrique est le budget des dépenses d'exploitation approuvé dans la décision D-2019-141, soit 217 087 000 \$.

(iii) « [371] *Le taux d'indexation de la formule paramétrique de 3,09 % étant établi conformément à la décision D-2019-028 et considérant les conclusions contenues à la section suivante de la présente décision, la Régie approuve un montant de 217 087 000 \$ pour les dépenses d'exploitation de l'année 2019-2020* ».

(iv) « [281] *Conséquemment et compte tenu de la disposition de la présente décision décrite au paragraphe 51 portant sur la présentation du coût des autres composantes des ASF séparément des dépenses d'opération, la Régie établit les charges d'exploitation à 213 100 000 \$ pour l'année tarifaire 2018-2019* ».

(v) Réponse à la question 2.2 :

« *Comme expliqué à la réponse à la question 2.1, l'activité d'inspections internes par piston racleur a grandement évolué au fil des années. Cette évolution a mené Énergir à analyser les normes de capitalisation et le traitement de cette activité chez les pairs et à créer, au cours de l'exercice 2018-2019, une nouvelle catégorie d'immobilisation pour les coûts y afférents.*

[...]

La réponse à la présente demande de renseignement a d'ailleurs permis à Énergir de constater une omission, à la page 12 de la pièce B-0048 de l'étude des taux déposée le 7 mai 2020 dans le cadre du dossier tarifaire 2020-2021 (R-4119-2020). En effet, outre la nouvelle catégorie créée pour les inspections internes par piston racleur, cette nouvelle étude propose la création de plusieurs autres catégories d'actifs de transmission, de biométhane et d'installations générales. Une pièce ainsi qu'une requête amendée seront déposées pour ajouter la demande d'approbation de la Régie à l'égard des nouvelles catégories d'actifs créées ».

Demandes :

- 1.1 La formule paramétrique ayant comme point de départ les dépenses d'exploitation autorisées lors du dossier tarifaire de l'année précédente et, de ce fait, les dépenses autorisées de l'année tarifaire 2018-2019 constituant le point de référence pour l'application de la formule paramétrique, veuillez préciser si des normes, traitements ou méthodes comptables (autres que les inspections par pistons racleurs) ont été modifiés depuis l'établissement des charges d'exploitation au dossier R-4018-2017 (référence (iv)).

Dans l'affirmative, veuillez détailler ces changements et élaborer sur leurs raisons d'être.

Réponse :

Énergir confirme qu'il n'y a pas eu, depuis l'établissement des charges d'exploitation au dossier R-4018-2017, d'autres modifications dans ses pratiques comptables autres que celle concernant le traitement comptable approprié découlant des améliorations technologiques de l'activité liée aux inspections internes par piston racleur.

Le budget des dépenses d'exploitation de la Cause tarifaire 2018-2019 a été élaboré de façon détaillée, selon la méthode du coût de service. Cette évaluation est basée sur des faits connus ou prévus au moment d'élaborer la cause tarifaire. Le budget des dépenses d'exploitation de la Cause tarifaire 2018-2019 incluait une prévision de 880 k\$ pour les inspections internes par piston racleur, ce qui représente environ 0,5 % du budget autorisé de 213 M\$.

Les budgets des dépenses d'exploitation des causes tarifaires subséquentes, soit 2019-2020 et 2020-2021, ont été établis globalement sur la base de la formule paramétrique approuvée par la décision D-2019-028. Il n'y a donc pas de budget spécifique pour l'activité liée aux inspections internes par piston racleur dans ces budgets de dépenses d'exploitation.

Lorsque Énergir a présenté sa proposition de formule paramétrique pour l'établissement des dépenses d'exploitation, elle a fait valoir que cette dernière s'appuie sur la raisonnablement de la croissance attendue, plutôt que sur une évaluation détaillée de chaque activité. Énergir a également fait valoir que la formule se veut simple et qu'elle est basée sur des principes et pratiques reconnus par la Régie pour déterminer le revenu requis autorisé en distribution.

La formule vise notamment à assurer une saine gestion des coûts, à favoriser la prise de bonnes décisions d'affaires et à améliorer la prévisibilité des variations tarifaires pour la clientèle. L'utilisation d'une formule paramétrique pour l'établissement des dépenses

d'exploitation, lorsqu'elle s'applique sur plus d'une année, facilite la mise en place d'initiatives à plus long terme qui bénéficieront à la clientèle.

Il est tout à fait normal et sain que les activités d'une entreprise évoluent à travers les années et les dépenses d'exploitation prévues dans l'année de base ne seront certainement pas toutes les mêmes au terme de la période de trois ans d'allègement réglementaire. Certaines activités seront ajoutées et d'autres retirées en fonction des évolutions technologiques, de l'évolution des normes et de la priorisation qu'Énergir accorde aux activités pour faire face à des imprévus.

Par exemple, l'implantation des Règles d'or a eu un impact à la hausse sur les dépenses d'exploitation alors qu'elles n'étaient pas prévues dans le point de départ de la formule d'indexation des dépenses d'exploitation. L'évolution de la technologie, par les risques qu'elle comporte sur la cybersécurité par exemple, amène également son lot de défis qui ne sont pas les mêmes qu'au moment de l'établissement des dépenses de l'année de départ.

La formule d'indexation des dépenses d'exploitation s'appuie sur cette raisonnable de la croissance attendue et non sur une évaluation détaillée de chacune des activités. L'enveloppe des dépenses d'exploitation ainsi déterminée est assortie de la flexibilité requise afin que le distributeur puisse gérer ses opérations, tout en le contraignant à respecter l'enveloppe globale.

Cela dit, Énergir réitère qu'elle a une obligation de faire preuve d'une bonne gouvernance et de mettre en place les bonnes pratiques opérationnelles et comptables. Cela implique qu'elle doit appliquer le traitement comptable approprié à chacune de ses dépenses et qu'un changement dans la nature de la dépense requiert, à certaines occasions, un traitement différent de ce qui se faisait historiquement ou de ce qui était prévu initialement dans une cause tarifaire.

Dans le cas particulier de l'activité des inspections internes par piston racleur, l'évolution de la nature de cette activité fait en sorte qu'elle rencontre maintenant les critères de capitalisation. Énergir a également créé une nouvelle catégorie d'immobilisations afin d'en assurer un traitement comptable conséquent avec la nature de la dépense. À cet effet, veuillez vous référer à la réponse d'Énergir à la question 1.6 de la demande de renseignements n° 1 de la FCEI au dossier R-4114-2019 (pièce B-0188).

- 1.2 Selon la référence (v), la Régie comprend que le montant de départ de la formule paramétrique des références (ii) à (iv) inclus les dépenses liées à l'activité d'inspections internes par piston racleur.

Outre cette activité, veuillez indiquer si d'autres activités sont prévues dans le montant de départ de la formule paramétrique (de la référence (ii) et dans la base de tarification référence (v)). Veuillez élaborer.

Réponse :

Énergir confirme qu'il n'y a pas d'autres activités prévues dans le montant de départ de la formule paramétrique qui sont maintenant classées à la base de tarification, que ce soit dans une nouvelle catégorie d'immobilisation ou dans une catégorie existante (référence (v)).

- 1.3 Pour l'année 2020-2021, veuillez préciser le montant lié à l'activité d'inspections internes par piston racleur inclus dans le point de départ de la formule paramétrique (217 M\$) et dans le budget des dépenses d'exploitation (232 M\$) présentés en référence (ii). Veuillez également indiquer les montants reliés aux autres activités en lien avec la réponse à la question 2.2 (référence (v)). Pour chaque activité, veuillez déposer les calculs détaillés.

Réponse :

Comme indiqué à la réponse à la question 1.2, aucune autre activité que l'activité d'inspections internes par piston racleur n'a été classée à la base de tarification (référence (v)).

La portion du budget 2020-2021 attribuable au montant inclus dans le point de départ de la formule paramétrique des dépenses d'exploitation reliée à l'activité d'inspections internes par piston racleur est de 0,9 M\$, tel qu'illustré au tableau suivant.

	2018-2019	2019-2020	2020-2021
Montant (k\$)	880	907	941
Indexation (%)	s.o.	3,09	3,71

Comme précisé à la réponse à la question 1.1 ci-dessus, aucun montant spécifique n'est prévu dans le budget des dépenses d'exploitation de 232 M\$ de l'année 2020-2021.

- 1.4 Pour chacune des nouvelles catégories d'actifs présentées en référence (i), veuillez préciser :
- La catégorie dans laquelle l'actif était précédemment comptabilisé;
 - L'impact sur le revenu requis pour l'année 2020-2021 (amortissement, rendement et impôts);
 - Les raisons de la création de ces nouvelles catégories.

Réponse :**Catégorie Z3110**

Ces investissements sont relatifs aux nouvelles activités d'inspection par piston racleur intelligent et nécessitent la création d'une catégorie en raison de leur durée de vie distincte. Ils n'étaient pas précédemment comptabilisés dans une autre catégorie d'immobilisation amortissable.

Catégories Z3120 et Z3130

Ces investissements sont en lien avec le projet de renforcement de réseau du Saguenay (R-3919-2015), plus précisément, les postes de compression Saint-Maurice et de La Tuque.

Ces investissements ont été comptabilisés dans les catégories Z3120 et Z3130 au cours de l'exercice 2017-2018, comme présenté à la pièce B-0036, Énergir-6, Document 4 du dossier R-4079-2018. Ils n'étaient pas précédemment comptabilisés dans une autre catégorie d'immobilisation amortissable. Ces catégories ont été créées en raison de l'importance des investissements reliés à ce projet ainsi que de leurs durées de vie distinctes des autres catégories de transmission existantes. À cet égard, Énergir avait d'ailleurs consulté un expert, M. Larry E. Kennedy, afin d'obtenir son évaluation de la durée de vie de ces actifs.

Catégories Z1650 et Z1681

Ces investissements sont relatifs aux projets d'injection de biométhane et nécessitent la création d'une catégorie en raison de leur durée de vie distincte. Ces investissements ont toujours été présentés dans cette catégorie d'immobilisation amortissable.

Le tableau suivant présente le coût de service relatif aux actifs de ces différentes catégories.

Coût de services des actifs en 000\$				
catégorie	Z3110	Z3120	Z3130	Z1650 à Z1681
amortissement ⁽¹⁾	192	1 332	1 080	110
rendement ⁽²⁾	190	2 732	2 724	579
impôts ⁽²⁾	41	596	594	126
total	424	4 660	4 398	814

⁽¹⁾ Énergir-N doc. 10:

Z3110	ligne 13
Z3120	ligne 14
Z3130	ligne 15
Z1650 à Z1681	lignes 45 à 48

⁽²⁾ Rendement et impôts calculé selon taux du capital pondéré avant impôt 2021 (Énergir-M, Doc.1, p. 2).
Incluant la valeur des investissements prévus dans les travaux en cours (TEC)

CASEP

2. **Référence :** Pièce [C-FCEI-0011](#), p. 7 et 8.

Préambule :

« Outre l'élargissement des critères d'admissibilité sur la taille des projets pour des raisons d'harmonisation, Énergir demande à nouveau la reconduction des modalités en paramètres approuvés par la décision D-2007-047.

Dans le contexte de transition énergétique actuel, la FCEI demeure préoccupée par la possibilité que le CASEP ait pour effet, non pas de réduire la consommation d'énergie plus polluante, mais bien de favoriser la position concurrentielle du gaz naturel face à l'électricité. Par exemple, il y a un risque que le CASEP soit en compétition avec le programme Chauffez vert ou avec l'électricité de manière plus générale. Également, la ville de Montréal ayant annoncé son intention d'interdire le chauffage au mazout d'ici 2030, ses résidents risquent d'y penser à deux fois avant d'installer un système au mazout. Si le CASEP avait pour effet de favoriser le gaz naturel au profit de l'électricité, cela irait directement à l'encontre des objectifs poursuivis.

Selon la FCEI, la pertinence du CASEP pourrait être remise en question au cours des prochaines années, ou ses orientations appelées à changer. Par exemple, si Montréal devait formaliser son interdiction du chauffage au mazout, il ne serait plus justifiable d'y utiliser le CASEP.

Or, la FCEI constate qu'Énergir ne dispose pas de toute l'information requise pour prendre des décisions éclairées sur les orientations à donner au CASEP. En particulier, elle ne collige ni l'information sur le mode de chauffage (biénergie ou 100 % combustible) avant et après la conversion ni sur l'âge des équipements remplacés⁷. Selon la FCEI, cette information serait utile pour comprendre les motifs de conversion des clients et le besoin de support financier pour les amener à délaisser le mazout ou toutes autres énergies plus polluantes. En particulier, le fait de connaître l'âge des systèmes remplacés pourrait permettre de mieux évaluer l'impact du CASEP sur l'abandon du mazout. À cet égard, les données montrent un effritement rapide du chauffage au mazout depuis plusieurs années. Hydro-Québec identifie l'arrivée des équipements en fin de vie utile comme facteur important de la conversion de la biénergie mazout-électricité vers le chauffage tout électrique. Dans ce contexte, il paraît probable que les conversions en devancement soient dues au CASEP plutôt qu'aux conversions en fin de vie utile.

Dans cette perspective, elle recommande à la Régie d'ordonner à Énergir de colliger l'information sur le mode de chauffage et l'âge des équipements remplacés des clients bénéficiant du CASEP.

De manière plus générale, la FCEI estime qu'une évaluation de programme serait indiquée afin de déterminer quelle proportion des participants aux CASEP aurait de toute manière abandonné le mazout au profit de l'électricité ou du gaz naturel. Elle recommande donc qu'une telle évaluation soit conduite ».

Demande :

2.1 Veuillez commenter la proposition de la FCEI présentée en référence (i).

Réponse :

Énergir rappelle d'abord que le CASEP a récemment fait l'objet d'une évaluation exhaustive et d'une séance de travail en suivi de la décision D-2017-094 (paragr. 407 et 408). Ce suivi a été présenté à la pièce B-0045, GM-J, Document 1, annexe 1, du dossier R-4018-2017. Le suivi a traité de nombreux sujets, dont une analyse de la performance du programme CASEP, des coûts de conversion vers le gaz naturel et de la paramétrisation de l'aide financière.

Ainsi, en l'absence de changements importants dans le marché de la conversion, des objectifs du CASEP ou de ses résultats, il apparaît pour le moins prématuré de lancer si tôt une autre évaluation du programme. Par ailleurs, comme le précisait le suivi mentionné précédemment (R-4018-2017, pièce B-0045, annexe 1, p. 44), l'objectif du CASEP est le déplacement du mazout et l'aide financière vient inciter un client à devancer sa décision d'achat dans le cas d'un appareil de chauffage au mazout qui est souvent encore fonctionnel.

En ce qui a trait aux statistiques, Énergir soumet que l'information que la FCEI souhaite voir colligée, soit le mode de chauffage et l'âge des appareils au mazout, n'est pas pertinente pour l'administration du CASEP. En effet, l'information pertinente pour le versement d'une subvention à un bénéficiaire est, principalement, le coût total d'achat de l'appareil au gaz naturel et de son installation ainsi que les coûts de démantèlement de la tuyauterie et du réservoir au mazout, comme décrit au suivi (R-4018-2017, pièce B-0045, annexe 1, p. 40). L'âge de l'appareil au mazout et son mode de chauffage ne changent rien à ces coûts. Quant à l'évaluation de la rentabilité, celle-ci est faite à partir des volumes de gaz naturel anticipés, selon les appareils au gaz naturel considérés.

Finalement, Énergir n'a pas évalué ce qu'il en coûterait pour assurer la collecte de cette nouvelle information. Il faudrait modifier des processus administratifs et opérationnels et adapter des logiciels de saisie et de traitement.

Stratégie tarifaire – Fonctionnalisation des coûts reliés à l'émission de gaz à effet de serre (GES) du gaz naturel renouvelable (GNR)

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0120](#), p. 3 et 4;
 - (ii) Dossier R-4076-2018, pièce [B-0331](#), p. 11 et 12;
 - (iii) Pièce [B-0120](#), p. 22;
 - (iv) Dossier R-4008-2017, décision [D-2020-057](#), p. 124 et 125, par. 503.

Préambule :

(i) « Énergir porte à l'attention de la Régie une modification au Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCÉCA), en vigueur depuis le 1er janvier 2020, duquel le tableau suivant a été extrait :

[...]

En vertu de cette modification, de nouveaux coûts de SPEDE relatifs aux volumes de gaz naturel renouvelable distribués sont désormais encourus. Les coûts estimés additionnels, associés aux volumes permettant de répondre au Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur, sont de 14,9 K\$ pour les années 2021.

Énergir propose d'inclure temporairement les nouveaux coûts de SPEDE relatifs aux volumes de gaz naturel renouvelable (GNR) distribués dans le service de SPEDE et de maintenir la tarification actuelle. L'impact sur le tarif du SPEDE est d'environ 0,00045 ¢/m³. Pour les années à venir, le coût additionnel spécifique à cette activité serait comptabilisé à chaque dossier tarifaire, selon les volumes de GNR prévus. Ainsi, la stratégie tarifaire pourrait être revue au besoin ». [nous soulignons], [notes de bas de page omises]

(ii) « **RETRAITS EXEMPTÉS DU SERVICE SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION**

Les volumes de gaz naturel exemptés du service Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) sont ceux prévus au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre.

Pour être exemptés du service SPEDE, ces volumes devront avoir été déclarés par l'émetteur et les déclarations devront avoir été reçues par le distributeur au plus tard le troisième jour ouvrable suivant la fin du mois visé par la facturation et tels que confirmés, au terme de l'année civile concernée, au plus tard le 31 janvier de chaque année par déclaration assermentée de l'émetteur, ou si ce dernier est une personne morale ou une société, d'un dirigeant en autorité de celle-ci.

(iii) « Énergir demande à la Régie :

- *D'approuver, pour application temporaire, la fonctionnalisation et la tarification des coûts supplémentaires de SPEDE découlant de la modification au RDOCÉCA au service de SPEDE, en maintenant l'exemption pour les volumes de GNR* ». [nous soulignons]
- (iv) « [503] Conformément aux instructions contenues dans sa lettre du 7 août 2019, la Régie rappelle que l'étape subséquente (Étape C) sera consacrée, en vertu de l'article 48 de la LRE, à l'examen au fond du traitement du tarif de fourniture du GNR, tel qu'elle l'a mentionné dans sa décision D-2018-052, aux paragraphes 39 à 41 :

« [39] Dans ces circonstances, elle croit opportun, avant d'examiner précisément la Demande, de bien établir les paramètres et caractéristiques du dossier en étudiant les diverses options de tarifs et de conditions de service relatives à la fourniture, au transport et à la livraison par lesquelles le GNR peut être offert à la clientèle d'Énergir ».

À partir des références (i) et (ii), la Régie comprend que les volumes de GNR étaient, jusqu'au 31 décembre 2019, exemptés implicitement du service de SPEDE puisqu'il n'y avait pas de facteur d'émission pour le biométhane dans le RDOCÉCA. Cette exemption implicite était aussi conforme avec le principe de causalité des coûts, puisque le coût du service de SPEDE pour les volumes de GNR était nul. La Régie comprend également que l'exemption du service de SPEDE pour les volumes de GNR à la référence (iii) est explicite et ne respecte pas le principe de causalité des coûts, puisque le coût du service de SPEDE associé aux volumes de GNR serait supporté à la fois par des clients consommant du GNR et par des clients ne consommant pas de GNR.

Demandes :

- 3.1 Veuillez préciser la durée du caractère temporaire de la proposition d'Énergir aux références (i) et (iii). Le cas échéant veuillez préciser quand Énergir entend revoir la stratégie tarifaire relative à la fonctionnalisation des coûts reliés à l'émission de GES du GNR.

Réponse :

Comme les coûts supplémentaires de SPEDE découlant de la modification au RDOCÉCA sont marginaux, Énergir pourrait revoir sa proposition au moment du dépôt de sa demande sur le traitement des unités invendues, qui suivra l'étape C du dossier R-4008-2017, et sous réserve d'une décision procédurale que pourrait rendre la Régie dans ce dossier à cet égard. Ainsi, cette révision de la proposition aurait lieu au plus tard au cours de l'année 2021.

- 3.2 En vous référant aux références (i), (ii) et (iii), veuillez commenter la compréhension de la Régie en préambule à l'effet que l'exemption proposée ne respecte pas le principe de la causalité des coûts.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 3.3 Considérant la référence (iv), veuillez commenter l'opportunité de traiter la demande à la référence (iii) dans le cadre de l'étape C du dossier R-4008-2017 plutôt que dans le cadre du présent dossier tarifaire. Veuillez élaborer.

Réponse :

Pour ce qui est du traitement temporaire des coûts de SPEDE relatifs aux volumes de GNR distribués pour l'année 2020-2021, Énergir estime qu'il serait souhaitable de traiter de sa proposition dans le cadre du présent dossier tarifaire puisque des coûts sont déjà encourus.

Énergir reconnaît toutefois la cohérence du sujet avec le dossier R-4008-2017, c'est pourquoi sa proposition finale quant au traitement des coûts pourrait être déposée dans le cadre de sa demande sur le traitement des unités invendues, qui suivra l'étape C du dossier R-4008-2017. Veuillez également vous référer à la réponse à la question 3.1.

Stratégie tarifaire – Service d'équilibrage – Service fourni par le client

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0120](#), p. 10;
 - (ii) Pièce [B-0096](#), p. 55;
 - (iii) Dossier R-3867-2013 Phase 2, décision [D-2020-061](#), p. 10 et 11, par. 38 et 39.

Préambule :

(i) « *Les prix du service d'équilibrage fourni par le client doivent être ajustés à la suite des changements dans les taux de transport de TCPL effectifs au 1er janvier 2020 puisqu'Énergir avait omis de mettre à jour l'article 13.2.2.2 de ses Conditions de service et Tarif (CST). Cette omission n'a eu aucune incidence sur la clientèle d'Énergir. Le tableau 3 présente un récapitulatif des taux applicables aux déséquilibres quotidiens et au solde des écarts cumulatifs. Lors de la mise à jour du tarif de transport pour refléter la fusion des tarifs des zones Nord et Sud, le 26 mai prochain, l'article 13.2.2.2 des CST sera ajusté afin de refléter ces taux.*

Par ailleurs, il est à noter que ces taux seront mis à jour au 1er janvier 2021 pour refléter les nouveaux taux de transport de TCPL approuvés au 17 avril 2020 ». [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente les taux applicables aux déséquilibres quotidiens, lorsque le client fourni son propre service d'équilibrage.

Les taux applicables aux déséquilibres quotidiens sont les suivants :

Écarts	les premiers 2 % à 4 %	les suivants 4 % à 8 %	les suivants 8 % à 10 %	les suivants excédant 10 %
Taux (¢/m ³)	4,527 ###	3,816 ###	5,724 ###	7,633 ###

(iii) « [38] *La Régie constate le dépôt de la modification à l'article 13.2.2.2 du texte des Conditions de service et Tarif. Or, elle est d'avis que cette modification doit être examinée dans le cadre du dossier tarifaire 2021 précité.*

[39] *Pour ces motifs,*

La Régie de l'énergie :

[...]

RÉFÈRE l'examen de l'article 13.2.2.2 du texte des Conditions de service et Tarif au dossier tarifaire 2021 ». [nous soulignons]

Demandes :

- 4.1 En vous référant à la référence (i), où il est fait mention que l'article 13.2.2.2 des CST ne tient pas compte de la mise à jour des taux de transport de TCPL effectifs au 1^{er} janvier 2020, veuillez expliquer comment Énergir s'est assurée que cette situation n'a eu aucune incidence sur sa clientèle.

Réponse :

La mise à jour de l'article 13.2.2.2 au 1^{er} janvier 2020 n'aurait pas eu d'impact sur la clientèle d'Énergir, car aucun client n'a été facturé en vertu de cet article. En effet, deux catégories de clients sont assujetties à l'article 13.2.2.2 des CST :

- client qui fournit lui-même son service d'équilibrage servant à gérer quotidiennement ses retraits de gaz naturel; et
- client assujetti au tarif D_R qui injecte du gaz naturel dans le réseau de distribution.

Aucun client des tarifs D₁, D₃ ou D₄ d'Énergir ne fournit son propre service d'équilibrage au sens de l'article 13.2.2.2 des CST¹. En ce qui concerne les clients injecteurs, la Ville de Saint-Hyacinthe (Ville) est le seul et premier client au tarif D_R. Depuis le 19 janvier 2019, la Ville est exemptée temporairement de toute pénalité quant aux déséquilibres quotidiens entre les volumes nominés et injectés, et ce, pour les raisons mentionnées à la pièce B-0069, Énergir-12, Document 9 du Rapport annuel 2019². L'exemption temporaire est toujours en vigueur et l'était toujours au 1^{er} janvier 2020, car les raisons énumérées dans la pièce susmentionnée sont toujours valables.

- 4.1.1. Le cas échéant, veuillez préciser si la décision de la Régie à la référence (iii) a eu une incidence sur la clientèle d'Énergir.

Réponse :

Énergir confirme que cette décision de la Régie n'a eu aucune incidence sur la clientèle d'Énergir.

- 4.2 En vous référant aux références (i) et (iii), veuillez déposer la mise à jour des CST pour l'année 2020.

¹ Il est à noter que l'unique client d'Énergir qui retire du biogaz via un réseau dédié n'est pas soumis à cet article.

² R-4114-2019.

Réponse :

Les pages mises à jour relativement à l'article 13.2.2.2 des CST, en versions française et anglaise, sont présentées à l'annexe Q-4.2.

- 4.3 Considérant l'affirmation d'Énergir en référence (i) quant au fait que les taux applicables aux déséquilibres quotidiens seront mis à jour au 1^{er} janvier 2021 pour refléter les nouveaux taux de transport de TCPL approuvés au 17 avril 2020, veuillez indiquer s'il serait souhaitable d'amender la pièce en référence (ii) de façon à inclure deux tableaux, le premier indiquant les taux applicables pour l'année 2020, le second les taux applicables pour l'année 2021.

Réponse :

Énergir est d'avis que cet amendement ne serait pas souhaitable. En effet, les CST sont toujours le reflet des taux en vigueur et ce, à l'ensemble des services. De plus, les taux de transport finaux de TCPL pour l'année 2021 ne sont pas encore connus, ce qui rendrait impossible pour le moment l'intégration du deuxième tableau indiquant les taux applicables en 2021.

**Cette page corrigée remplace la page 54 du document original daté du 1^{er} décembre 2019.
Les taux de déséquilibres quotidiens ont été ajustés pour refléter
les tarifs de TCPL en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2020.**

13.2 SERVICE FOURNI PAR LE CLIENT

13.2.1 APPLICATION

Pour tout client qui désire fournir partiellement ou totalement l'équilibrage servant à la gestion quotidienne du gaz naturel qu'il retire à ses installations ou qu'il injecte dans le réseau de distribution, sous réserve de l'article 18.2.2.

Le client assujéti au tarif D₁, D₃ ou D₄ qui désire fournir totalement son équilibrage, s'engage à livrer chaque jour au distributeur un VJC égal à sa consommation de la même journée ; les modalités relatives aux déséquilibres volumétriques décrites à l'article « Service fourni par le client » du service de fourniture sont applicables.

Le client assujéti au tarif D_R est assujéti à l'article 13.2.2.2 « Écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés. »

13.2.2 TARIF

13.2.2.1 Prix du service

Le client ne se voit pas facturer le prix de l'équilibrage pour le service, partiel ou total, qu'il fournit lui-même.

13.2.2.2 Écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés

Les frais liés aux écarts entre les volumes nominés et injectés sont les suivants :

Déséquilibres quotidiens

Aucuns frais ne sont exigés lorsque l'écart quotidien entre le volume nominé et le volume injecté est inférieur au plus élevé de 75 GJ ou de 2 % du volume total nominé à un point de réception ou au plus élevé de 75 GJ ou de 2 % du volume total nominé dans la zone de consommation.

Dans le cas où l'écart quotidien entre le volume nominé et le volume injecté est supérieur au plus élevé de 75 GJ ou de 2 % dans la zone de consommation et à un point de réception :

- 1° aucuns frais ne sont exigés lorsque l'écart quotidien entre le volume nominé et le volume injecté à ce point de réception par un client va dans le sens contraire de l'écart quotidien entre les volumes nominés et les volumes injectés dans la zone de consommation ;
- 2° des frais sont toutefois exigés lorsque cet écart va dans le même sens que l'écart quotidien dans la zone de consommation.

Dans ce dernier cas, le déséquilibre quotidien de la zone de consommation est alors affecté à chacun des clients ayant un déséquilibre quotidien facturable. L'allocation entre ces clients se fait au prorata de leur déséquilibre individuel en excédent du plus élevé de 75 GJ ou de 2 % de leur nomination.

Les taux applicables aux déséquilibres quotidiens sont les suivants :

Écarts	les premiers 2 % à 4 %	les suivants 4 % à 8 %	les suivants 8 % à 10 %	les suivants excédant 10 %
Taux (¢/m ³)	1,5271,150	3,8162,874	5,7244,311	7,6335,748

Solde du compte d'écart cumulatif

Le solde de compte d'écart cumulatif est calculé en ajoutant ou soustrayant tout écart quotidien au solde précédent du compte d'écart cumulatif. Ce solde peut être réduit conformément à l'article 15.5.8.

Des frais sont exigibles lorsque le solde quotidien du compte d'écart cumulatif est supérieur au plus élevé de 150 GJ ou de à 4 % du plus élevé des volumes nominés ou de la moyenne des volumes nominés des 30 derniers jours.

**Cette page corrigée remplace la page 55 du document original daté du 1^{er} décembre 2019.
Les taux d'écarts cumulatifs ont été ajustés pour refléter
les tarifs de TCPL en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2020.**

Les taux applicables au solde des écarts cumulatifs sont les suivants :

Solde	les premiers 4 % à 6 %	les suivants excédant 6 %
Taux (¢/m ³)	1,1450,862	1,9081,437

Ces taux peuvent être ajustés périodiquement pour refléter les modifications aux tarifs de TransCanada PipeLines.

13.2.3 CONDITIONS ET MODALITÉS

13.2.3.1 Préavis d'entrée

Le client qui désire fournir en totalité son service d'équilibrage doit en informer le distributeur par écrit au moins 60 jours à l'avance. En deçà du préavis demandé, le client ne pourrait fournir en totalité son service d'équilibrage que s'il était possible pour le distributeur de l'accepter.

13.2 CUSTOMER-PROVIDED SERVICE

13.2.1 APPLICATION

For any customer who wishes to provide, in whole or in part, with the load balancing service needed to manage on a daily basis the natural gas it withdraws at its facilities or it injects in the distribution system subject to Article 18.2.2.

A customer subject to Rate D₁, D₃ or D₄ who wishes to provide its full load balancing service shall agree to deliver to the distributor each day a DCV equal to its load for that same day; the terms and conditions shall be those relative to volume imbalances stipulated under the "Customer-Provided Service" Article under Supply Service.

A customer subject to Rate D_R is subject to Article 13.2.2.2 "Differences Between Nominated Volumes and Volumes Injected".

13.2.2 RATE

13.2.2.1 Service Price

The customer shall not be billed for the price of the load balancing service it provides for itself in whole or in part.

13.2.2.2 Differences Between Nominated Volumes and Volumes Injected

The charges for differences between nominated volumes and volumes injected are as follows:

Daily imbalances

No charges shall be required if the daily difference between the nominated volume and the volume injected is less than the greater of 75 GJ or 2% of the total nominated volume at a receipt point or the greater of 75 GJ or 2% of the total nominated volume in the consumption zone.

In the case where the daily difference between the nominated volume and the volume injected is higher than the greater of 75 GJ or 2% in the consumption zone and at a receipt point:

1. No charges shall be required if the daily difference between the nominated volume and the volume injected at that receipt point by a customer is in the sense opposite to the daily difference between nominated volumes and volumes injected in the consumption zone;
2. Charges shall however be required when this difference is in the same sense as the daily difference in the consumption zone.

In the latter case, the daily imbalance of the consumption zone shall be allocated among all customers having a billable daily imbalance, in proportion to their individual imbalance in excess of the greater of 75 GJ or 2% of their nomination.

The daily imbalance prices are as follows:

Difference	First 2% to 4%	Next 4% to 8%	Next 8% to 10%	Next exceeding 10%
Price (¢/m ³)	1.527 1.150	3.816 2.874	5.724 4.311	7.633 5.748

Cumulative difference account balance

The cumulative difference account balance shall be calculated by adding or deducting any daily difference to the previous cumulative difference account balance. This balance may be reduced in accordance with Article 15.5.8.

Charges shall be payable if the cumulative daily account balance is higher than the greater of 150 GJ or 4% of the greater of the nominated volumes or the average nominated volumes for the past 30 days.

**This corrected page replaces page 55 of the original document dated December 1, 2019.
Cumulative differences prices have been adjusted to reflect
TCPL rates in effect since January 1, 2020.**

The prices applicable to the cumulative differences are as follows:

Balance	First 4% to 6%	Next exceeding 6%
Price (¢/m ³)	1.1450,862	1.9081,437

These prices may be periodically adjusted to reflect modifications to TransCanada PipeLines rates.

13.2.3 TERMS AND CONDITONS

13.2.3.1 Prior Notice of Entry

A customer who wishes to provide its full load balancing service must so notify the distributor in writing at least 60 days in advance. On shorter notice, the customer may provide full load balancing service only if it is possible for the distributor to agree to it.