

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À
HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
SUR LA DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ
DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2019-2020**

**REVENUS ADDITIONNELS REQUIS ET
HAUSSE TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2019**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 17;
 - (ii) Dossier R-4011-2017, [B-0008](#), p. 6.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau A-1, la hausse demandée au 1^{er} avril 2019 de 0,2 % pour la clientèle au tarif L et de 0,8 % pour les autres clientèles. Il précise à la note 3 que :

« L'ajustement tarifaire plus faible pour les clients industriels de grande puissance s'explique par le fait que, en vertu de l'article 52.1.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie, l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est assumée par l'ensemble des tarifs à l'exception du tarif L, dont l'abonnement est lié principalement à une activité industrielle, et des contrats spéciaux. De plus, l'article 52.2 de cette loi indique que le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est indexé depuis 2014 selon l'indice des prix à la consommation du Québec. Sur cette base, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour l'année témoin 2019 est de 1,19 %. »
[nous soulignons]

(ii) Dans le dossier tarifaire précédent, le Distributeur indique que :

« Pour 2018, l'écart entre les revenus sur la base des tarifs actuels et les revenus requis découlant du coût de service est de 116,1 M\$, ce qui justifie une hausse de 1,1 % pour tous les clients à l'exception des clients industriels de grande puissance (tarif L) pour qui la hausse tarifaire est de 0,8 %.

L'ajustement tarifaire plus faible pour ces derniers s'explique par le fait que, en vertu de l'article 52.1.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie, l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est assumée par l'ensemble des tarifs à l'exception du tarif L, dont l'abonnement est lié principalement à une activité industrielle, et des contrats spéciaux. De plus, l'article 52.2 de cette loi indique que le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est indexé depuis 2014 selon l'indice des prix à la consommation du Québec. Sur cette base, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour l'année témoin 2017 est de 0,64 %, ce qui représente un montant de 29 M\$ sur les revenus additionnels requis de 116,1 M\$ pour 2018, comptant pour 0,3 % [note 1] de la hausse tarifaire demandée.

[note 1] Soit, 0,3 % = 29 M\$ ÷ 9 468 M\$ (revenus avant hausse excluant les contrats spéciaux et le tarif L). » [nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 Veuillez fournir le détail de calcul de l'ajustement tarifaire de 0,6 % pour le tarif L, selon le même détail présenté en souligné à la référence (ii).
- 1.2 Veuillez indiquer si le Distributeur pourrait déposer ce détail à compter du prochain dossier tarifaire.

**MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES ET
PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES**

Conclusions finales sur l'adoption de l'ASC 606

2. **Référence :** Pièce [B-0010](#), p. 10 et 11.

Préambule :

« Dans sa décision D-2018-025, la Régie demande au Distributeur de présenter dans sa demande tarifaire 2019-2020 les conclusions finales sur les questions d'interprétation propres au secteur de l'énergie qui restent encore en suspens, ainsi que leur impact pour le Distributeur. Les questions d'interprétation visées par cette demande sont les suivantes :

- *L'identification d'un contrat conclu avec un client présentant un risque d'éprouver des difficultés de paiements.*
 - *Ce projet d'interprétation ne sera finalement pas intégré dans le nouveau guide sur la comptabilisation des produits publié par l'American Institute of Certified Public Accountants (AICPA). Ce projet d'interprétation est toutefois appliqué par le secteur de l'énergie de façon similaire à l'application qu'en fait le Distributeur.*
- *La comptabilisation des contributions reçues de tiers dans le cadre des ententes de contribution.*
 - *Ce projet d'interprétation a été intégré dans le nouveau guide sur la comptabilisation des produits publié par l'AICPA et les conclusions ne diffèrent pas de celles initialement prévues par le Distributeur. »*

Demande :

- 2.1 Veuillez préciser si l'application de l'adoption de l'ASC 606 a un impact sur les revenus requis du Distributeur concernant les deux éléments cités au préambule. Si oui, veuillez expliquer et quantifier.

**Transaction de cession-bail- Disposition de l'immeuble
situé au 140, boulevard Crémazie Ouest à Montréal**

3. Référence : Pièce [B-0058](#), p. 5 et 6.

Préambule :

« Le tableau 1 présente les écritures à comptabiliser selon l'ASC 840 en 2018 et selon les dispositions transitoires de l'ASC 842 à compter du 1er janvier 2019.

La conclusion de la vente est maintenant prévue le 31 octobre 2018. Toutefois pour les écritures présentées ci-après, l'hypothèse de la date de la vente au 1er octobre 2018, prise dans le cadre du dossier R-4051-2018, est conservée. »

Demandes :

- 3.1 Veuillez déposer la mise à jour du tableau 1, sous pli confidentiel, selon la conclusion de la vente prévue le 31 octobre 2018.
- 3.2 Veuillez valider la compréhension de la Régie : Si la vente de l'Immeuble avait eu lieu en 2019, le gain sur disposition aurait été comptabilisé en totalité dans les résultats au moment de la vente en vertu de l'ASC 842, soit 17,6 M\$. Dans la négative, veuillez expliquer.

4. Référence : Pièce [B-0058](#), p. 12 et 13.

Préambule :

« Qu'il s'agisse d'un gain ou d'une perte, la comptabilisation des montants se fait sous la rubrique Revenus autres que ventes d'électricité.

[...]

Le Distributeur rappelle également que le traitement d'un gain ou d'une perte sur disposition n'est nullement affecté par la mise en place de son MRI puisque, comme mentionné à la pièce HQD-1, document 2, la rubrique Revenus autres que ventes d'électricité n'est pas couverte par la Formule d'indexation et continue d'être établie annuellement sur la base du « coût de service ».

Ainsi, tout gain ou perte constaté aux résultats du Distributeur d'une année donnée et qui n'aurait pas été prévu au moment de l'établissement des tarifs serait pris en compte dans l'établissement des montants éventuels à remettre à la clientèle par le biais du MTÉR. »

Demandes :

- 4.1 Veuillez indiquer si dans les états financiers statutaires d'Hydro-Québec, qu'il s'agisse d'un gain ou d'une perte sur disposition, la comptabilisation des montants se fait sous la rubrique « Produits ». Veuillez expliquer et faire le lien avec la présentation sous la rubrique

« Revenus autres que ventes d'électricité », plus spécifiquement dans le cas d'une perte sur disposition.

4.2 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles, du point de vue réglementaire, une perte de disposition serait comptabilisée sous une rubrique de revenus au lieu d'une rubrique de coûts.

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0058](#), p. 13;
 - (ii) Décision [D-2018-132](#), p. 9, par. 36 et 37.

Préambule :

(i) « *La proposition du Distributeur quant au traitement du gain prévu de 17,6 M\$ est celle qu'il a présentée dans sa preuve au soutien de sa demande dans le dossier R-4051-2018 de même qu'à la pièce HQD-3, document 2 du présent dossier. Cette proposition consiste à appliquer l'ASC 840, norme en vigueur jusqu'au 31 décembre 2018, en comptabilisant un gain de 8 M\$ en 2018 et à appliquer les dispositions transitoires de l'ASC 842 à compter du 1er janvier 2019 en comptabilisant un ajustement de 9,6 M\$ aux BNR.*

De plus, comme expliqué au deuxième paragraphe de la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements no 3 de la Régie dans le dossier R-4051-2018, le Distributeur considère que la comptabilisation de l'ajustement de 9,6 M\$ autrement qu'aux BNR, soit dans un compte d'écarts et de reports, va à l'encontre du traitement comptable édicté par la norme ASC 842.

Par ailleurs, selon la proposition du Distributeur, le gain de 8 M\$ comptabilisé en 2018 sera pris en compte lors de l'application du MTÉR.

[...]

Dans ce contexte, le Distributeur ne propose pas de mode de disposition du compte d'écarts et de reports, car celui-ci ne s'inscrit pas dans sa proposition qui respecte la normalisation en vigueur et à venir. » [nous soulignons]

(ii) Le 19 septembre 2018, la Régie rend sa décision D-2018-132 (dossier R-4051-2018), dans laquelle elle ordonne au Distributeur de créer un compte d'écarts et de reports (CER) provisoire, hors base de tarification, dans lequel sera comptabilisée la totalité du gain associé à la disposition de l'Immeuble. Elle précise que le traitement réglementaire du gain doit être examiné dans le cadre d'un dossier tarifaire.

Demandes :

5.1 Veuillez faire le suivi de la décision D-2018-132, dans laquelle la Régie ordonne de créer un CER au montant créditeur de 17,6 M\$ et de l'examiner dans un dossier tarifaire. Veuillez proposer le mode de disposition de ce compte dans le dossier tarifaire 2019.

- 5.2 Veuillez indiquer si ce CER est traité comme un passif réglementaire en vertu de l'ASC 980 *Regulated Operations*. Dans la négative, veuillez expliquer et indiquer l'impact entre les états financiers statutaires et réglementaires.

Exercice de révision des durées de vie utile

6. Référence : Pièce [B-0062](#), p. 31 et 32.

Préambule :

Le Distributeur mentionne que :

« Toujours dans le cadre de sa décision D-2017-125, la Régie a considéré, parmi les circonstances pouvant justifier une exception au principe général de non rétroactivité des tarifs, l'impact bénéfique d'une application anticipée sur les revenus requis.

[...]

Le Distributeur soutient que les circonstances de la présente demande découlant du nouveau contexte d'établissement des revenus requis aux fins de fixation des tarifs justifient une modification des dates d'application des révisions de la durée de vie utile, dont l'application de celle relative aux transformateurs aériens au 1er avril 2018. Les raisons qui sous-tendent la position du Distributeur sont les suivantes :

- *Une application dès le 1er avril 2018 est bénéfique pour l'ensemble de la clientèle du Distributeur puisqu'elle représente une diminution des revenus requis de 2019 de 30,6 M\$.*
[...]

Demande :

- 6.1 Veuillez indiquer si le Distributeur maintient sa proposition de modification des dates d'application des révisions de la durée de vie utile dès le 1^{er} avril 2018 (compte de neutralisation), dans l'hypothèse d'une hausse des revenus requis de plus de 30,9 M\$ et par conséquent non bénéfique pour l'ensemble de la clientèle. Veuillez commenter.

7. Référence : Pièce [B-0062](#), page 33.

Préambule :

À la référence, le Distributeur indique :

De la même façon, pour des raisons d'uniformité de traitement sur la durée totale du MRI, cette même logique quant à la date d'application des révisions de durée de vie doit aussi s'appliquer pour l'an 1 du MRI même si celui-ci est établi selon le coût de service. [nous soulignons]

Demande :

- 7.1 L'an 1 du MRI a été établi selon le coût de service, et donc traité différemment des autres années du MRI. Dans ce contexte, veuillez expliquer davantage votre motif lié à l'« uniformité de traitement sur la durée totale du MRI ».

Facteur Z générique et compte de neutralisation

8. **Référence :** Pièce [B-0010](#), p. 19.

Préambule

« Dans ce contexte et dans le cadre du MRI, le Distributeur pourra être amené à demander l'examen par la Régie de certains événements à titre d'exogène (Facteur Z) dans la mesure où les coûts afférents à ces événements imprévisibles excèdent 15 M\$.

De par sa nature, un événement imprévisible engendre inévitablement un délai entre le moment du constat de l'événement, l'évaluation des impacts et le dépôt d'une demande à la Régie. Afin de faciliter le processus de demande d'examen par la Régie, le Distributeur propose de créer un Facteur Z générique qui comptabiliserait tout impact, débiteur ou créditeur, découlant d'un tel événement imprévisible. De plus, il propose d'y adjoindre un compte de neutralisation lorsque l'impact d'une année donnée n'a pu être intégré dans l'établissement des revenus requis, ce compte agissant de la même façon qu'un compte d'écarts et de reports. Ainsi, de façon systématique, dès que l'impact d'un événement imprévisible dépasse le seuil de 15 M\$, le Distributeur peut comptabiliser cet impact dans le Facteur Z générique tout en informant la Régie. Ce Facteur Z générique, agissant à titre de véhicule pour capter les impacts, jumelé au compte de neutralisation, sera par la suite examiné par la Régie dans le prochain dossier tarifaire et celle-ci se prononcera au cas le cas sur la qualification à titre d'exogène (Facteur Z) des coûts comptabilisés dans le compte et sur la pertinence et les modalités de disposition du compte de neutralisation.

Cette approche permettra ainsi d'alléger le processus de comptabilisation des événements imprévisibles en minimisant le délai entre leur moment d'application et le dépôt de la demande à la Régie ».

Demandes :

- 8.1 Outre le report de l'examen des événements inclus à un Facteur Z générique au dossier tarifaire suivant, veuillez indiquer en quoi la création d'un Facteur Z générique contribuera à faciliter le processus de demande d'examen par la Régie advenant un événement imprévisible pour lequel le Distributeur devrait encourir des coûts excédent le seuil de matérialité. Veuillez commenter.

8.2 Veuillez indiquer si d'autres organismes de réglementation économique ont approuvés la création d'un Facteur Z générique avec un compte de neutralisation tel que le propose le Distributeur. Si oui, veuillez fournir les décisions de ces organismes de réglementation.

9. **Référence :** Pièce [B-0062](#), page 40;

Préambule

Le Distributeur indique :

« Réponse :

Le Distributeur confirme que le facteur Z générique et le compte de neutralisation permettront de remplacer les demandes de compte d'écart qui surviennent en cours d'année pour capter l'impact des coûts qui n'ont pas été considérés lors de l'établissement des tarifs. Ce Facteur Z générique éliminera également tout possible enjeu lié à la rétroactivité.

Ainsi, le facteur Z générique se compare aux éléments spécifiques du régime réglementaire pré-MRI alors que le compte de neutralisation correspond à un compte d'écart et de report. Les modifications découlant de l'ASC 715 (dossier R-4009-2017) de même que le compte d'écart y afférent en sont un exemple. » [nous soulignons]

Demande :

9.1 En lien avec la référence, veuillez expliquer votre affirmation selon laquelle le facteur Z générique éliminera tout possible enjeu lié à la rétroactivité.

Indicateurs de performance et liaison au MTÉR

10. **Références :**
- (i) Pièce [B-0053](#), tableau A-1 révisé;
 - (ii) Pièce [B-0062](#), réponse à la question 17.2, p. 47;
 - (iii) Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), par. 37 à 39;
 - (iv) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0032](#), p. 1 à 7;
 - (v) Dossier R-3599-2006, pièce [B-23](#), p. 23 à 26.

Préambule :

(i) Le tableau A-1 contient les données relatives aux dix indicateurs. Le Distributeur présente notamment les valeurs observées entre 2013 et 2017, les cibles proposées et une illustration du calcul de l'IMQ en prenant les résultats des indicateurs en 2017.

(ii) « *Le Distributeur ne prévoit de traitement statistique particulier que pour les variables dont la mesure a été changée au cours de la période 2013-2017. Pour les deux indicateurs reliés au champ d'intervention Services à la clientèle, aucun changement méthodologique au niveau de la*

mesure n'a eu lieu au cours de cette période. Les données relatives à ces deux indicateurs ne présentent pas de bris mais montrent une évolution témoignant de l'impact favorable des services mis en place par le Distributeur en 2016 et en 2017. Néanmoins, une période de deux ans est relativement restreinte pour évaluer avec certitude l'impact des services mis en place. Le Distributeur choisit donc, par souci de cohérence et d'application des principes énoncés lors de la séance de travail, utiliser l'historique de cinq ans comme référence pour évaluer le maintien de la qualité de service. » [note de bas de page supprimée]

(iii) Dans sa décision D-2017-022, la Régie précise ce qui suit à propos des services à la clientèle :

« [37] Les services à la clientèle ne sont pas pleinement efficaces, alors que de nombreuses réponses téléphoniques sont obtenues au-delà de 100 secondes, qu'un cinquième des clients ne voit pas ses demandes être réglées en un seul contact et que l'offre libre-service sur le site Web est encore limitée.

[38] La Régie rappelle au Distributeur qu'il vise à adopter une approche client proactive fondée sur les besoins et les attentes des différents segments de sa clientèle. Le Distributeur doit donc poursuivre le développement, la simplification et l'optimisation des services offerts, afin d'offrir à terme une qualité de service de haut niveau à tous ses clients. Il s'agit d'un engagement continu du Distributeur envers sa clientèle.

[39] Enfin, tel que mentionné dans sa décision D-2016-033, la Régie souligne que l'amélioration de la qualité du service doit être réalisée par l'entremise de gains d'efficience au niveau des charges d'exploitation et non par des hausses de coûts. » [note de bas de page supprimée, nous soulignons]

(iv) Dans son rapport annuel, Énergir présente le sommaire des résultats des indices de maintien de la qualité de service pour l'exercice terminé le 30 septembre 2017. Elle indique ce qui suit :

« Les indices de qualité de service reflètent intégralement ceux qui s'appliquaient au Mécanisme incitatif convenu par le groupe de travail à la phase 2 du PEN – R-3599-2006, aux pages 21 à 28, à l'exception de l'indice « Émissions de gaz à effet de serre ». La description de cet indice est celle qu'Énergir a proposée dans le dossier R-3837-2013 et que la Régie a autorisée dans sa décision D-2014-077 » [note de bas de page omise]

(v) Le mécanisme incitatif d'Énergir convenu par le groupe de travail à la phase 2 du PEN comportait les conditions d'accès à la bonification ou au trop-perçu suivantes :

«

- *Un seuil minimal de pourcentage global de réalisation de 85 % sera requis pour donner droit à 85 % de la bonification et du trop-perçu réel (part de Gaz Métro);*
- *Entre 85 % et 100 %, de pourcentage global de réalisation, le pourcentage de la bonification et du trop-perçu réel conservé par Gaz Métro correspondra au pourcentage global de réalisation;*

- *En bas du seuil minimal de 85 % de pourcentage global de réalisation, Gaz Métro n'aura droit à aucune bonification. »*

Demandes :

- 10.1 En vous référant à (i) et aux valeurs de l'indicateur « *Indice de continuité normalisé* », veuillez expliquer l'écart entre la valeur observée en 2017 (162) et celles observées pendant les années 2013 à 2016 (126, 120, 143 et 143). Veuillez commenter l'opportunité d'exclure cette donnée pour établir la cible.
- 10.2 En vous référant à (i) et aux valeurs de l'indicateur « *Durée moyenne des interruptions par client (basse et moyenne tensions)* », veuillez expliquer l'écart entre la valeur observée en 2013 (214) et celles observées pendant les années 2014 à 2017 (100, 108, 134, 134). Veuillez commenter l'opportunité d'exclure cette donnée pour établir la cible.
- 10.3 En vous référant à (ii), veuillez détailler les services mis en place en 2016 et en 2017 pour le service « *Délai moyen de réponse téléphonique – Clients résidentiels* », notamment en termes de coûts, de structure d'organisation et du caractère permanent ou conjoncturel de leur instauration. Veuillez également exposer les motifs pour lesquels le Distributeur juge qu'une période de deux ans est relativement restreinte pour évaluer avec certitude l'impact de leur mise en place.
- 10.4 En vous référant à (iii), veuillez motiver le choix de la fourchette proposée en (i) pour l'indicateur « *Délai moyen de réponse téléphonique – Clients résidentiels* ».
- 10.5 Veuillez déposer, dans le format de la référence (i) et en format Excel, le calcul de l'IMQ selon la méthodologie décrite dans la référence (i) mais avec un traitement spécifique visant les objectifs énoncés dans la référence (iii). Veuillez, pour les indicateurs « *Délai moyen de réponse téléphonique – Clients résidentiels* » et « *Délai moyen de réponse téléphonique – Clients commerciaux* », considérer la méthode de calcul de l'*Indicateur uniformisé* suivante :
- ✓ Lorsque le *Résultat* se chiffre à la *Cible* moins l'*Écart type*, *Indicateur uniformisé* = 1;
 - ✓ Lorsque le *Résultat* se chiffre à la *Cible*, *Indicateur uniformisé* = -1;
 - ✓ Interpolation ou extrapolation linéaire pour les autres valeurs du *Résultat*.
- 10.6 Veuillez, pour chacun des indicateurs de performance, calculer et présenter les deux pourcentages suivants, lesquels permettent de mesurer la dispersion des données historiques par rapport à la cible :
- 1) *Écart type* divisé par la cible;
 - 2) *Écart type* multiplié par deux, divisé par la cible.

Pour chacun des indicateurs de performance, veuillez commenter les deux pourcentages de dispersion calculés. Veuillez également motiver l'adoption de chacune des fourchettes autour de la cible qui en découle.

- 10.7 Veuillez présenter et commenter les résultats de chacun des indicateurs les plus à jour pour l'année 2018.
- 10.8 À la lumière des résultats des indicateurs pour les années 2017 et 2018, veuillez présenter des cibles réalistes pour chacun des indicateurs pour l'année 2019. Veuillez élaborer.
- 10.9 Veuillez indiquer, parmi les valeurs présentées dans la référence (i), lesquelles résultent de calculs dont le résultat est arrondi. Veuillez motiver le choix d'arrondir certaines valeurs et pas d'autres. Veuillez également commenter l'impact de l'approche choisie sur la valeur de l'IMQ.
- 10.10 Lorsqu'un indicateur uniformisé, selon la référence (i), prend une valeur supérieure à 1, veuillez indiquer si ce résultat ne reviendrait pas à attribuer un pointage supérieur à la pondération maximale de l'indice correspondant selon les références (iv) et (v). Veuillez élaborer.
- 10.11 Veuillez présenter et commenter les impacts sur le calcul de l'IMQ et sur la modulation du partage des écarts de rendement si la valeur de chacun des indicateurs uniformisés était limitée à 1.
- 10.12 Veuillez élaborer à propos des corrélations pouvant exister entre les cinq regroupements d'indicateurs de performance. Veuillez notamment qualifier, à l'aide du tableau suivant, en cochant les cases appropriées, s'il existe une corrélation faible, moyenne ou forte entre chacune des paires possibles de regroupements d'indicateurs de performance.

	Satisfaction de la clientèle	Fiabilité du service électrique	Alimentation électrique	Services à la clientèle	Sécurité
Satisfaction de la clientèle	s.o.	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte
Fiabilité du service électrique	s.o.	s.o.	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte
Alimentation électrique	s.o.	s.o.	s.o.	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte
Services à la clientèle	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte
Sécurité	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.

PRÉVISION DES VENTES

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0012](#), p. 9;
 - (ii) Dossier R-4045-2018, pièce [B-0049](#), p. 28;
 - (iii) Dossier R-4045-2018, pièce [B-0049](#), p. 15.
 - (iv) Dossier R-4045-2018, pièce [B-0049](#), p. 8.

Préambule :

- (i) Dans le présent dossier, le Distributeur indique que :

« Aux secteurs commercial, institutionnel et industriel PME, la croissance des ventes est de l'ordre de 700 GWh par année en 2018 et 2019, dont environ 250 GWh attribuables à l'impact de l'activité économique. Quant aux efforts de développement des marchés visant les centres de données, l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et les serres, ils permettent d'ajouter 462 GWh aux ventes entre 2017 et 2018 et 633 GWh entre 2018 et 2019, essentiellement au tarif LG. Dans une moindre mesure, l'impact des véhicules électriques sur la croissance des ventes en 2019 est de 10 GWh ».

- (ii) Dans le dossier R-4045-2018, le Distributeur indique que :

« L'impact de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs sur les ventes et revenus est de 330 GWh et 17 M\$ pour l'année de base 2018 et de 820 GWh et 42 M\$ pour l'année témoin 2019, dont 53 GWh et 3 M\$ au tarif M pour ces deux années. Le reste des ventes et revenus se retrouvent au tarif LG.

Le Distributeur n'est pas en mesure d'évaluer l'incidence globale de cet usage sur les revenus requis, car la nouvelle catégorie de consommateurs relative à l'usage cryptographique n'est pas encore en vigueur. Par conséquent, il est impossible d'y associer un coût de service spécifique. »
[nous soulignons]

À partir des données présentées aux références (i) et (ii), la Régie a préparé le tableau suivant :

Impacts de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs sur les ventes (GWh) et revenus (M\$)

	R-4057-2018 Référence (i)		R-4045-2018 Référence (ii)	
Année de base 2018	330 GWh	17 M \$	462 GWh	À compléter
Année témoin 2019	820 GWh	42 M \$	633 GWh	À compléter

(iii) Dans le dossier R-4045-2018, le Distributeur indique que :

« L'impact potentiel favorable de 56 M\$ sur les revenus requis de 2019 s'explique, d'une part, par des ventes additionnelles de près de 4,2 TWh correspondant à des revenus supplémentaires estimés à 204 M\$ et, d'autre part, par des achats supplémentaires liés à ces ventes, lesquels sont estimés à 148 M\$, incluant l'ajustement des contrats spéciaux.

Voici les hypothèses retenues aux fins du calcul de l'impact sur le revenu requis :

- *ajout à la marge de ventes additionnelles pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs de 4,2 TWh ;*
- *effacement de 95 % pour cet usage durant les 300 pointes horaires les plus fortes du Distributeur ;*
- *aucune majoration du revenu unitaire pour les ventes additionnelles.*

Le Distributeur rappelle que l'impact potentiel de 56 M\$, à la marge de l'année témoin 2019, est à titre illustratif. » [nous soulignons]

(iv) Dans le dossier R-4045-2018, le Distributeur indique également que :

« Le Distributeur prévoit octroyer un bloc de 300 MW en sus du potentiel de puissance déjà attribué aux réseaux municipaux pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs sous réserve de l'information attendue invoquée en réponse à la question 2.1. Le Distributeur considère donc une charge de 158 MW pour les abonnements existants, 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux et 300 MW pour le nouveau bloc qui sera attribué au moyen de l'appel de propositions. Toutes les charges seront interruptibles, à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures. »

Demandes :

- 11.1 Veuillez compléter le tableau présenté au préambule.
- 11.2 Veuillez concilier les données en GWh et en M\$ présentées aux dossiers R-4057-2018 (référence (i)) et R-4045-2018 (référence (ii)), pour l'année de base 2018 et pour l'année témoin 2019. Veuillez également concilier les données par catégorie de consommateur. Veuillez expliquer les écarts.
- 11.3 Veuillez indiquer si l'impact potentiel favorable de 56 M\$ (référence (iii)) sur les revenus requis de 2019, soit des revenus 204 M\$ (4,2 TWh) et des coûts de 148 M\$, a été pris en compte dans le présent dossier. Veuillez expliquer.
- 11.4 Advenant le cas où la Régie autoriserait la *Demande de fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage de cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* (dossier R-4045-2018), tel que proposée par le Distributeur (référence (iv)), veuillez estimer

l'impact sur les revenus requis de l'année témoin 2019, par composante. Veuillez indiquer les données en GWh et en M\$ par catégorie de consommateurs. Veuillez distinguer les données déjà prise en compte dans le présent dossier et celles non prises en compte.

COÛTS DE DISTRIBUTION ET SALC

Facteur Y à titre de contributions à des projets de raccordement

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0021](#), p. 14;
 - (ii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0176](#);
 - (iii) Dossier R-4011-2017, pièce [C-AQCIE-CIFQ-0032](#), p. 59.

Préambule :

- (i) « *Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître en bloc l'ensemble de la rubrique Contributions à des projets de raccordement à titre de Facteur Y.* »
- (ii) Dans le cadre de l'examen des caractéristiques du MRI, Concentric a déposé un balisage sur les facteurs Y.
- (iii) Dans le cadre de l'examen des caractéristiques du MRI, PEG a déposé un balisage sur les facteurs Y.

Demande :

Question au Distributeur et à Concentric

- 12.1 Veuillez déposer une étude de balisage et/ou un témoignage de votre expert sur le traitement du facteur Y à titre de contributions à des projets de raccordement par les autres organismes de réglementation canadiens et/ou américains.

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0021](#), p. 12;
 - (ii) Pièce [B-0021](#), p. 14;
 - (iii) Décision [D-2018-067](#), p. 73;
 - (iv) Pièce [B-0062](#), p. 70.

Préambule :

- (i) « *Comme expliqué en réponse à la demande de renseignements précitée, le contexte économique, les besoins des partenaires d'affaires, les délais entre l'établissement de la prévision de la demande et la planification, l'autorisation et la réalisation des projets influencent la prévision des contributions et expliquent les écarts constatés au fil des années. Ces éléments affaiblissent l'acuité des prévisions des contributions à des projets de raccordement faisant en*

sorte que les contributions réelles peuvent être significativement différentes des contributions autorisées.

Bien que la mise à jour du plan des charges soit au coeur de l'établissement de la prévision de la contribution requise, le Distributeur réitère que la prévision est également tributaire de nombreux aléas. À titre d'exemple, l'abandon par un client d'un projet d'implantation ou le report de la date de mise en service des projets liés aux appels d'offre éoliens peuvent être une source d'écart, ces exemples illustrant le fait que le Distributeur n'a pas de contrôle sur les contributions à des projets de raccordement. » [nous soulignons]

(ii) « Bien que l'imprévisibilité des montants liés aux contributions découle des mises en service récentes, le Distributeur propose le traitement en bloc à titre de Facteur Y de l'ensemble des coûts inclus à cette rubrique en facilitant ainsi l'application. Ce traitement en bloc permettra également de faciliter l'intégration des ajustements découlant de la Politique d'ajouts au réseau de transport qui, lorsqu'ils seront intégrés aux contributions du Distributeur, auront un impact majeur sur ses revenus requis. » [nous soulignons]

(iii) « [332] La Régie y précise notamment, à la lumière du témoignage de l'expert CEA, que le contrôle du Distributeur n'a pas à être complet et global sur l'ensemble des composantes. Il suffit qu'il exerce un contrôle suffisant sur les composantes principales de cet élément de coût. »

(iv) Le Distributeur présente au tableau R-25.1, l'évolution sur la période de 2006 à 2019 de l'ensemble de la rubrique « Contributions à des projets de raccordement ».

**TABLEAU R-25.1:
 CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT**

Années	Charge d'amortissement				Rendement de la base de tarification				Base de tarification (moyenne 13 soldes)			
	Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts		Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts		Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts	
			M\$	%			M\$	%			M\$	%
2006	-	-	-	-	-	0,5	0,5	100%	-	5,847	5,847	100%
2007	-	1,1	1,1	100%	-	6,0	6,0	100%	-	73,941	73,941	100%
2008	1,7	1,3	(0,4)	-24%	7,3	5,5	(1,8)	-25%	93,953	69,119	(24,834)	-26%
2009	1,3	1,1	(0,2)	-15%	5,1	4,4	(0,7)	-14%	68,178	61,591	(6,587)	-10%
2010	1,3	1,7	0,4	31%	4,3	4,2	(0,1)	-2%	56,979	57,314	0,335	1%
2011	1,0	1,7	0,7	70%	3,9	3,9	-	0%	53,764	53,857	0,093	0%
2012	1,9	2,1	0,2	11%	4,6	4,7	0,1	2%	68,243	71,554	3,311	5%
2013	0,9	2,2	1,3	144%	2,2	4,8	2,6	118%	33,782	75,169	41,387	123%
2014	4,0	3,9	(0,1)	-3%	7,7	7,3	(0,4)	-5%	107,435	101,993	(5,442)	-5%
2015	8,3	6,3	(2,0)	-24%	18,1	13,4	(4,7)	-26%	256,228	191,094	(65,134)	-25%
2016	8,9	11,2	2,3	26%	21,1	25,7	4,6	22%	303,646	373,241	69,595	23%
2017	12,3	12,7	0,4	3%	28,1	28,5	0,4	1%	407,247	408,110	0,863	0%
2018	12,6	12,6	-	0%	29,4	29,4	-	0%	414,985	415,991	1,006	0%
2019	18,5	18,5	-	0%	44,6	44,6	-	0%	622,894	622,894	-	0%

¹ Année de base pour 2018 et Année témoin pour 2019

La Régie note que les écarts entre le montant autorisé et le réel de 2006-2017 de la charge d'amortissement et du rendement de la base de tarification sont inférieurs au seuil de matérialité de 15 M\$.

Demandes :

- 13.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a un contrôle suffisant sur la mise à jour des plans de charges qui est au cœur de l'établissement de la prévision des contributions à des projets de raccordement. Veuillez élaborer.
- 13.2 Veuillez commenter sur le fait que le contrôle du Distributeur n'a pas à être complet et global sur l'ensemble des composantes et aléas, dans le cadre de la prévision des contributions à des projets de raccordement. Veuillez faire le lien avec la référence (iii).
- 13.3 Veuillez commenter les écarts entre le montant autorisé et le réel de 2006-2017 de la charge d'amortissement et du rendement de la base de tarification de la rubrique « Contributions à des projets de raccordement », inférieurs au seuil de matérialité de 15 M\$.
- 13.4 Veuillez indiquer si les ajustements découlant de la « Politique d'ajouts au réseau de transport » qui, lorsqu'ils seront intégrés aux contributions du Distributeur, auront selon lui, un impact majeur sur ses revenus requis, pourrait être traités à titre de facteur Z, le cas échéant. Veuillez commenter.

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0062](#), p. 71;
 - (ii) Pièce [B-0062](#), p. 71 et 72;
 - (iii) Pièce [B-0062](#), p. 70, tableaux R-25.1 et R-25.2;
 - (iv) Pièce [B-0021](#), p. 6, tableau 2.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau R-25.3, l'évolution de la base de tarification (moyenne 13 soldes).

TABLEAU R-25.3 :
BASES DE TARIFICATION HISTORIQUES

Années	(A) Base de tarification totale (moyenne des 13 soldes) Excluant Nivellement pour aléas climatiques, IEE, TEQ et autres ²			(B) Base de tarification totale (moyenne des 13 soldes) Excluant Nivellement pour aléas climatiques, IEE, TEQ et autres ² ainsi que Contributions à des projets de raccordement			Comparaison des résultats (A) - (B) Contributions à des projets de raccordement		
	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écart Année / Année antérieure	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écart Année / Année antérieure	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écart Année / Année antérieure
2006	8 246,574			8 240,727			5,847		
2007	8 460,251	213,677	2,6%	8 386,310	145,583	1,8%	73,941	68,094	0,8%
2008	8 922,925	462,674	5,5%	8 853,806	467,496	5,6%	69,119	(4,822)	-0,1%
2009	8 898,627	(24,298)	-0,3%	8 837,036	(16,770)	-0,2%	61,591	(7,528)	-0,1%
2010	8 844,330	(54,297)	-0,6%	8 787,016	(50,020)	-0,6%	57,314	(4,277)	0,0%
2011	8 897,149	52,819	0,6%	8 843,292	56,276	0,6%	53,857	(3,457)	0,0%
2012	8 846,861	(50,288)	-0,6%	8 775,307	(67,985)	-0,8%	71,554	17,697	0,2%
2013	9 072,187	225,326	2,5%	8 997,018	221,711	2,5%	75,169	3,615	0,0%
2014	9 430,120	357,933	3,9%	9 328,127	331,109	3,7%	101,993	26,824	0,3%
2015	9 762,125	332,005	3,5%	9 571,031	242,904	2,6%	191,094	89,101	0,9%
2016	10 051,093	288,968	3,0%	9 677,852	106,821	1,1%	373,241	182,147	1,8%
2017	10 124,631	73,538	0,7%	9 716,521	38,669	0,4%	408,110	34,869	0,3%
2018	10 185,972	61,341	0,6%	9 770,987	54,466	0,6%	414,985	6,875	0,1%
2019 ³	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	622,894	207,909	1,9%

¹ Autorisé pour 2018

² Excluant les autres rubriques suivantes:

- Actifs au titre de prestations constituées (2006 à 2011)

- Coûts liés aux sorties d'actifs (2006 à 2008)

- Avantages complémentaires de retraite (2006 à 2011)

- Frais reportés du tarif BT (2006 à 2011)

³ Voir pièce HQD-8, document 1 (B-0021), page 15.

(ii) « Le Distributeur constate des variations importantes dans les pourcentages d'écart année / année antérieure (dernière colonne du tableau) pour les années 2007, 2015, 2016 et 2019. Cependant, il est important de souligner que la seule analyse de ces variations n'est pas suffisante pour conclure sur le traitement des contributions à des projets de raccordement dans la Formule d'indexation ou à titre de Facteur Y et qu'on ne peut faire le lien entre ces pourcentages et celui de la Formule d'indexation.

Le Distributeur est d'avis que seuls les coûts intégrés aux revenus requis découlant des contributions à des projets de raccordement doivent être considérés, comme présenté en réponse aux questions 25.1 et 25.2, soit un montant total de 63,1 M\$ pour 2019. »

(iii) Le Distributeur présente aux tableaux R-25.1 et R-25.2, l'évolution de la charge d'amortissement et du rendement de la base de tarification de la rubrique « Contributions à des projets de raccordement ».

TABLEAU R-25.1:
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT

Années	Charge d'amortissement				Rendement de la base de tarification				Base de tarification (moyenne 13 soldes)			
	Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts		Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts		Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts	
			M\$	%			M\$	%			M\$	%
2006	-	-	-	-	-	0,5	0,5	100%	-	5,847	5,847	100%
2007	-	1,1	1,1	100%	-	6,0	6,0	100%	-	73,941	73,941	100%
2008	1,7	1,3	(0,4)	-24%	7,3	5,5	(1,8)	-25%	93,953	69,119	(24,834)	-26%
2009	1,3	1,1	(0,2)	-15%	5,1	4,4	(0,7)	-14%	68,178	61,591	(6,587)	-10%
2010	1,3	1,7	0,4	31%	4,3	4,2	(0,1)	-2%	56,979	57,314	0,335	1%
2011	1,0	1,7	0,7	70%	3,9	3,9	-	0%	53,764	53,857	0,093	0%
2012	1,9	2,1	0,2	11%	4,6	4,7	0,1	2%	68,243	71,554	3,311	5%
2013	0,9	2,2	1,3	144%	2,2	4,8	2,6	118%	33,782	75,169	41,387	123%
2014	4,0	3,9	(0,1)	-3%	7,7	7,3	(0,4)	-5%	107,435	101,993	(5,442)	-5%
2015	8,3	6,3	(2,0)	-24%	18,1	13,4	(4,7)	-26%	256,228	191,094	(65,134)	-25%
2016	8,9	11,2	2,3	26%	21,1	25,7	4,6	22%	303,646	373,241	69,595	23%
2017	12,3	12,7	0,4	3%	28,1	28,5	0,4	1%	407,247	408,110	0,863	0%
2018	12,6	12,6	-	0%	29,4	29,4	-	0%	414,985	415,991	1,006	0%
2019	18,5	18,5	-	0%	44,6	44,6	-	0%	622,894	622,894	-	0%

¹ Année de base pour 2018 et Année témoin pour 2019

TABLEAU R-25.2:
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT

Années	Charge d'amortissement			Rendement de la base de tarification			Base de tarification (moyenne 13 soldes)		
	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écart Année / Année antérieure	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écart Année / Année antérieure	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écart Année / Année antérieure
2006	-	-	-	0,5	-	-	5,847	-	-
2007	1,1	1,1	-	6,0	5,5	1100%	73,941	68,094	1165%
2008	1,3	0,2	18%	5,5	(0,5)	-8%	69,119	(4,822)	-7%
2009	1,1	(0,2)	-15%	4,4	(1,1)	-20%	61,591	(7,528)	-11%
2010	1,7	0,6	55%	4,2	(0,2)	-5%	57,314	(4,277)	-7%
2011	1,7	-	0%	3,9	(0,3)	-7%	53,857	(3,457)	-6%
2012	2,1	0,4	24%	4,7	0,8	21%	71,554	17,697	33%
2013	2,2	0,1	5%	4,8	0,1	2%	75,169	3,615	5%
2014	3,9	1,7	77%	7,3	2,5	52%	101,993	26,824	36%
2015	6,3	2,4	62%	13,4	6,1	84%	191,094	89,101	87%
2016	11,2	4,9	78%	25,7	12,3	92%	373,241	182,147	95%
2017	12,7	1,5	13%	28,5	2,8	11%	408,110	34,869	9%
2018	12,6	(0,1)	-1%	29,4	0,9	3%	415,991	7,881	2%
2019	18,5	5,9	47%	44,6	15,2	52%	622,894	206,903	50%

¹ Année de base pour 2018 et Année témoin pour 2019

(iv) Le Distributeur présente au tableau 2, les coûts de distribution et services à la clientèle déterminés par la Formule d'indexation pour 2019.

TABLEAU 2 :
COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE 2019
 DÉTERMINÉS PAR LA FORMULE D'INDEXATION

	Taux (%)	M\$
Formule d'indexation - Reconnue pour 2018		2 587,6
Ajustement		
- Nouveau facteur Y demandé - Contributions à des projets de raccordement ¹		(42,0)
Formule d'indexation 2018 ajustée		2 545,6
Facteur I ²	1,17%	29,7
Facteur X	-0,30%	(7,6)
Facteur G	0,74%	18,8
Facteur de croissance combiné	1,60%	40,9
Formule d'indexation - Année témoin 2019		2 586,5

¹ Voir section 4.1.

² Voir l'annexe A, tableau A-2.

Demandes :

- 14.1 Veuillez confirmer que les intrants pour le calcul du rendement de la base de tarification sont la moyenne des 13 soldes de la base de tarification et le taux de la base de tarification. Veuillez également confirmer que le rendement de la base de tarification et la charge d'amortissement font partie de la Formule d'indexation.
- 14.2 Veuillez commenter le fait que les composantes de la base de tarification (moyenne des 13 soldes) faisant partie du calcul de la Formule d'indexation, peuvent être à la hausse ou à la baisse, et par conséquent peuvent atténuer une hausse ou une baisse des contributions à des projets de raccordements incluses dans la base de tarification.
- 14.3 Veuillez commenter le fait que l'évolution de la base de tarification (moyennes des 13 soldes) présentée au tableau R-25.3 (référence (i)) est en hausse de moins de 0,7 % en 2018 et 2017, avant et après les contributions, soit inférieure au facteur de croissance combiné de 1,6 % de la Formule d'indexation (référence (iv)) pour l'année témoin 2019, et par conséquent, peut contenir une hausse des contributions en 2019.
- 14.4 Veuillez expliquer l'affirmation suivante : *«il est important de souligner que la seule analyse de ces variations n'est pas suffisante pour conclure sur le traitement des contributions à des projets de raccordement dans la Formule d'indexation ou à titre de Facteur Y et qu'on ne peut faire le lien entre ces pourcentages et celui de la Formule d'indexation ».*

INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$

- 15. Références :** (i) Pièce [B-0022](#), p. 14;
 (ii) Pièce [B-0022](#), p. 15.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 9, les projets inférieurs à 10 M\$ en amélioration de la qualité (M\$).

TABLEAU 9 :
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ (M\$)

COMPOSANTES	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Investissements à impact main-d'œuvre	-	-	-	-
Autres investissements	18,2	18,1	25,6	33,1
Logiciels d'application bureautique et développement Web	3,9	15,2	5,3	-
Logiciels d'application opérationnelle	9,6	10,3	10,1	25,3
Équipements de soutien et autres	4,7	3,6	10,2	7,8
Réduction globale des investissements		(11,0)		
TOTAL	18,2	18,1	25,6	33,1

- (ii) Le Distributeur explique les investissements relatifs aux logiciels d'application opérationnelle pour un montant de 25,3 M\$, comme suit :

« Plusieurs projets amorcés par le Distributeur en 2018, tels les projets analytiques visant à mieux connaître les clients et leurs habitudes de consommation, l'ordonnancement des travaux et l'implantation des plates-formes mobiles pour les équipes terrains se poursuivront en 2019. D'autres projets visant notamment la simplification des processus d'affaires, l'optimisation des relations avec les partenaires ainsi que l'amélioration de la facture pour la clientèle commerciale et d'affaires sont aussi prévus. Le Distributeur prévoit également réaliser un projet relatif à la gestion de la végétation afin d'élaborer une solution géo-référencée et intégrée permettant d'améliorer la rapidité et la précision des cycles de planification. Finalement, le Distributeur entend préparer la voie à une offre numérique plus large pour la clientèle commerciale et affaires en plus de réaliser un projet relatif à l'élargissement de l'offre aux clients en matière de tarification. » [nous soulignons]

Demande :

- 15.1 Veuillez expliquer l'écart de 15,7 M\$ (164 %) de la rubrique « Logiciels d'application opérationnelle », entre 9,6 M\$ en 2017 et 25,3 M\$ pour l'année témoin 2019. Veuillez expliquer et quantifier par composante.

16. **Référence :** Pièce [B-0022](#), p. 15 et 16.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 10, les projets inférieurs à 10 M\$ en croissance de la demande (M\$).

TABLEAU 10 :
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN CROISSANCE DE LA DEMANDE (M\$)

COMPOSANTES	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Investissements à impact main-d'œuvre	244,2	237,7	233,8	250,0
Réseau de distribution	54,5	64,9	61,7	74,2
Alimentation des abonnés	189,7	172,9	172,1	175,8
Autres investissements	13,0	25,0	26,6	37,9
Réseau de distribution	1,4	10,5	7,2	10,6
Réseaux autonomes	1,2	0,7	4,1	10,9
Équipements de mesurage	10,4	13,8	15,2	16,3
Autres actifs de soutien	-	-	0,2	0,2
TOTAL	257,2	262,7	260,4	287,9

« Les investissements à impact main-d'oeuvre s'élèvent à 74,2 M\$ pour 2019, en hausse de 9,3 M\$ par rapport à ceux reconnus pour 2018. Cette hausse est principalement attribuable aux investissements prévus par le Distributeur pour répondre aux besoins liés aux installations du Transporteur. En 2019, le Distributeur prévoit notamment démarrer neuf projets liés à la conversion de postes de 12 à 25 kV sur l'île de Montréal. »

Demande :

16.1 Veuillez expliquer l'écart de 19,7 M\$ (36 %) de la rubrique « Réseau de distribution », entre 54,5 M\$ en 2017 et 74,2 M\$ pour l'année témoin 2019. Veuillez quantifier par projet.

17. **Référence :** Pièce [B-0022](#), p. 21.

Préambule :

« Le Distributeur réalisera le déploiement de bornes de recharge rapide pour véhicules visant à favoriser l'électrification des transports. Cette nouvelle activité s'inscrit dans le cadre de la Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec et de la Loi favorisant l'établissement d'un service public de recharge rapide pour véhicules électriques, adopté le 15 juin 2018. Elle constitue un élément majeur contribuant à l'atteinte des objectifs en matière de décarbonisation du Québec en soutenant l'accélération de la croissance du nombre de véhicules électriques en usage au Québec à moyen et long terme. Le déploiement devrait débuter en 2018 et se poursuivre

jusqu'en 2027. Le Distributeur prévoit déposer, en vertu de l'article 52.1.2 de la Loi, une demande relative à cette nouvelle activité au cours des prochaines semaines. » [nous soulignons]

TABLEAU 16 :
INVESTISSEMENTS EN VERTU DE L'ARTICLE 52.1.2

Année de base 2018	Année témoin 2019	2020	2021	2022	2023
3,1	7,0	9,8	9,8	9,3	9,5

Demandes :

- 17.1 Veuillez confirmer que l'autorisation de ces investissements fait l'objet du dossier R-4060-2018 et n'est pas demandé dans le dossier R-4057-2018. Dans la négative, veuillez élaborer quant au traitement dans le dossier tarifaire R-4057-2018.
- 17.2 Veuillez indiquer si des montants associés à ces investissements sont inclus dans la base de tarification 2019 présentée dans le cadre du dossier R-4057-2018 ou seront inclus dans la base de tarification d'un dossier tarifaire ultérieur.
- 17.3 Dans l'éventualité où des dépenses d'exploitation sont associées à ces bornes, veuillez indiquer la ou les rubriques de coûts des revenus requis où elles se trouvent ainsi que leur montant pour l'année 2019, compte tenu de la mise en place du MRI.

- 18. Références :**
- (i) Pièce [B-0022](#), p. 12;
 - (ii) Dossier R-3814-2012, pièce [B-0118](#), p. 59;
 - (iii) Pièce [B-0022](#), p. 39.

Préambule :

(i) « *Les investissements prévus pour 2019 s'élèvent à 19,0 M\$, en baisse de 2,0 M\$ par rapport à ceux autorisés pour 2018. Ils visent essentiellement :*

- *les travaux de réfection à la centrale des Îles-de-la-Madeleine (7,0 M\$), principalement pour la réfection de cheminées;*
- *les travaux à la centrale des Menihek (5,8 M\$), notamment le système de levage de l'évacuateur de crues et l'avant-projet relatif à la réfection des digues ;*
- *les travaux dans les autres centrales (6,2 M\$), touchant essentiellement la réfection des abris à barils pour l'entreposage de matières dangereuses et de matières dangereuses résiduelles, la modernisation des automatismes des systèmes de commande des centrales diesel et la réhabilitation des moteurs.* » [nous soulignons]

(ii) « *Les décisions ne reposent pas sur un seuil maximal d'investissements mais plutôt sur le temps nécessaire à la mise en place des sources alternatives potentielles. Un délai de plus de cinq*

ans est à prévoir entre la prise de décision et la livraison de l'électricité pouvant provenir de d'autres sources. Durant cette période, le Distributeur se doit de procéder par des études d'avant-projets portant sur ses infrastructures à maintenir, tels que les digues et l'évacuateur de crues. Le cas échéant, des projets seront présentés pour approbation à la Régie, conformément au cadre réglementaire en vigueur. » [nous soulignons]

(iii) « Le Distributeur présente aux tableaux C-1 et C-2 les projets et activités d'investissement dont la dépense est de plus de 1 M\$, mais inférieure à 10 M\$, dans les réseaux autonomes en maintien des actifs et en croissance de la demande.

**TABLEAU C-1 :
 INVESTISSEMENTS EN MAINTIEN DES ACTIFS DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES (M\$)**

Projets et activités	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Centrales de production				
Parc à carburant (Ivujivik)	2,8	0,3	1,3	
Parc à carburant (La Romaine)	4,8		0,1	
Parc à carburant (Tasiujaq)		0,3	1,4	
Parc à carburant (Kangiqsualujuaq)	1,4		0,1	
Parc à carburant (Aupaluk)	1,4			
Parc à carburant (Umiujaq)	1,9		0,3	
Abri à barils (Purvirnituk)		1,1	0,4	1,9
Automatisation à remplacer (Kangiqsualujuaq)			1,2	
Automatisation à remplacer (Kangiqsujuaq)		0,9	1,5	
Automatisation à remplacer (Quaqtuaq)			0,1	1,1
Système de levage à l'évacuateur de crues (Menihek)	0,9	0,6	0,9	0,5
Système de commande manuelle (Iles-de-la-Madeleine)	0,3	0,9	0,4	
Réfection des cheminées (Iles-de-la-Madeleine)	0,1	3,0	0,2	6,6
Poutrelles du pertuis (Menihek)	0,1		1,1	
Chariot-treuil pour poutrelles du pertuis (Menihek)	1,0		0,2	
Remplacement des câbles de puissance et commande (Menihek)	0,3	2,3	2,4	
Remplacement des auxiliaires de centrale (Menihek)	0,6	2,4	2,0	
Avant-projets - Réfection des digues (Menihek)			2,5	4,5
Autres ¹	6,9	9,3	4,0	4,4
Total	22,5	21,0	19,9	19,0

¹ Dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

. »

Demandes :

18.1 Veuillez confirmer si les investissements de 2,5 M\$ pour l'année de base 2018 et ceux de 4,5 M\$ de 2019, relatifs à l'avant-projet de réfection de digues de la centrale des Menihek, présentés au Tableau C-1 font partie du projet de réhabilitation des digues de l'aménagement des Menihek supérieur à 10 M\$. Le cas échéant, veuillez indiquer quand le Distributeur prévoit présenter une demande d'approbation quant au projet de réfection des digues de la centrale des Menihek à la Régie de l'énergie.

18.2 Veuillez indiquer si les investissements totalisant 6,6 M\$ prévus pour l'année de base 2018, relatifs aux système de levage à l'évacuateur de crues (0,9 M\$), poutrelles de pertuis (1,1 M\$), chariot-treuil pour poutrelles du pertuis (0,2 M\$), remplacements des câbles de puissance (2,4 M\$) et commande et au remplacement des auxiliaires de la centrale de Menihék (2,0 M\$), font partie des travaux de réfection des évacuateurs des crues de la centrale des Menihék, dans le cadre du projet autorisé par la décision D-2017-054, dossier R-3999-2017. Le cas échéant, veuillez expliquer pourquoi ces travaux ne sont pas présentés sous la rubrique réfection des évacuateurs de crues de la centrale Menihék.

COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS ET AUTRES ACTIFS

Contribution à des projets de raccordement

19. Référence : Pièce [B-0024](#), p. 21.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 17, le détail de l'évaluation de la contribution requise du Distributeur aux projets de croissance du Transporteur pour l'année témoin 2019.

**TABLEAU 17 :
PROJETS DE CROISSANCE DU TRANSPORTEUR 2019 (M\$)**

Numéro de décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2018	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	-	-	0,7	(0,7)
D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	-	-	1,0	(1,0)
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes	-	-	15,9	(15,9)
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section satellite	148,7	93,8	32,3	61,5
D-2015-051	Nouveau poste St-Patrick à 315-25 kV	33,5	21,1	22,3	(1,2)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	-	-	4,3	(4,3)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)*	-	-	6,8	(6,8)
-25 M\$	Poste Vaudreuil-Soulanges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	68,1	43,0	9,4	33,6
-25 M\$	Poste Charlesbourg à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	80,2	50,6	10,9	39,7
-25 M\$	Ligne biterne à 120 kV Boulevard-Labelle - Judith-Jasmin - Construction d'un nouveau tronçon d'alimentation	-	-	0,1	(0,1)
-25 M\$	Poste de Varennes à 230-25 kV - ajout 4e transformateur	37,8	23,9	14,2	9,7
-25 M\$	Poste de Saraguay à 315-25 kV - ajout 4e transformateur	56,1	35,4	8,6	26,8
-25 M\$	Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV	20,3	12,8	11,2	1,6
-25 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	-	-	0,7	(0,7)
-25 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	93,5	57,4	12,2	45,2
-25 M\$	Réserve pour raccordement de clients du Distributeur**	N/D	50,0	50,0	-
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	8,0	5,1	5,5	(0,5)
	Total	546,1	393,0	205,9	187,1
	Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien				N/A
	Contribution requise du Distributeur				N/A

*Poursuite du volet renforcement, volet client mis en service en 2018.

**Considérant un volume important de demandes du Distributeur pour le raccordement rapide de nouveaux clients sur le réseau de transport, une enveloppe de 50 M\$ est prévue aux investissements pour des projets non encore identifiés. Comme il s'agit d'une hypothèse, le Transporteur a fixé pour le moment le montant maximal d'allocation à 50 M\$, soit à un montant équivalent à celui de l'enveloppe, de manière à neutraliser l'impact de cette dernière sur la contribution prévue du Distributeur jusqu'à ce que les projets soient définis.

Demandes :

- 19.1 Veuillez élaborer sur le « *volume important de demandes du Distributeur pour le raccordement rapide de nouveaux clients sur le réseau de transport, une enveloppe de 50 M\$ est prévue aux investissements pour des projets non encore identifiés* » (note ** du tableau 17 présenté en préambule).
- 19.2 Veuillez indiquer si l'enveloppe de 50 M\$ est prévu dans le budget des investissements pour l'année témoin 2019. Si oui, veuillez détailler. Sinon, veuillez expliquer.

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Charges interruptibles résidentielles et tarification dynamique

20. Référence : Pièce [B-0062](#), pages 89 et 90.

Préambule :

Le Distributeur présente ses projets de *Charges interruptibles résidentielles*. Il explique que « *le Distributeur s'assurera que les aides financières versées dans le cadre de ce programme et les avantages associés à la tarification dynamique ne compenseront pas le même kW économisé.* » Il indique également que ce programme impliquera des investissements équivalents à 600 \$/résidence pour un impact de 1,5 kW/résidence dans le cadre d'un projet-pilote visant 3 500 abonnés au tarif D. Il présente le tableau suivant :

TABLEAU R-30.1 :
PRÉVISION ÉNERGÉTIQUE ET BUDGÉTAIRE 2019 DU PROGRAMME CHARGES
INTERRUPTIBLES RÉSIDENTIELLES

Charges (M\$)	Investissements (M\$)	MW
1,5	2,1	5,3

Demandes :

- 20.1 La Régie constate que le budget du Distributeur pour le projet pilote est de 680 \$/kW donc, pour un effacement 1,5 kW/résidence, de 1 020 \$/résidence. L'investissement du Distributeur étant de 600 \$/résidence, veuillez expliquer à quoi est consacré la balance du budget de 420 \$/résidence
- 20.2 Veuillez indiquer quel sera l'investissement total requis du participant pour sa résidence, quand il participe au programme *Charges interruptibles résidentielles*.

- 20.3 Veuillez préciser et justifier la durée de vie des mesures et des comportements qui auront été déployés dans le cadre du projet pilote *Charges interruptibles résidentielles*.
- 20.4 Veuillez présenter une analyse économique (TCTR, TP, TNT) du projet pilote *Charges interruptibles résidentielles* en présentant le calcul et en précisant les hypothèses au soutien de cette analyse,
- 20.5 Veuillez expliquer comment le Distributeur s'assurera que les aides financières versées dans le cadre de ce programme et les avantages associés à la tarification dynamique ne compenseront pas le même kW économisé.
- 20.6 Veuillez préciser quel support les participants à la tarification dynamique recevront de la part du Distributeur pour tirer profit de cette tarification.
- 20.7 Veuillez expliquer l'intérêt des 3 500 participants au projet *Charges interruptibles résidentielles* s'ils ne peuvent pas tirer un avantage de leur participation en adhérant à une des options de tarification dynamique.
- 20.8 Veuillez présenter la somme de l'aide financière octroyée dans le projet *Charges interruptibles résidentielles* et des avantages associés à la tarification dynamique et élaborer sur la rentabilité du résultat en fonction des coûts évités de puissance et d'énergie à la pointe. Veuillez élaborer sur l'évolution future de cette rentabilité ou, le cas échéant, proposer des ajustements aux aides financières ou avantages tarifaires.

Effacement de la biénergie coïncidant à la pointe

- 21. Références :**
- (i) Pièce [B-0062](#), p. 91;
 - (ii) Pièce [B-0026](#), pages 15 et 16;
 - (iii) Dossier R-4011-2017, Pièce B-0115, pages 51, 52.

Préambule :

En référence (i), en réponse à la Régie à propos du projet-pilote de biénergie interruptible, c'est à dire télécommandée et contrôlée par le Distributeur, celui-ci explique :

« Comme les périodes d'interruption pour les deux volets du projet pilote devaient être synchronisées, le choix du 3 février 2017 a été fait quelques jours auparavant afin de donner le préavis de 48 heures requis aux clients du volet comportemental.

[...]

Il n'y a eu aucun moment, au cours des cinq dernières années, où la pointe de consommation est survenue lorsque la température était anormalement chaude. »

En référence (ii), la présentation du Projet *pilote biénergie interruptible* ne mentionne pas que ce projet ait différents volets. Les résultats sont résumés dans le tableau ci-dessous et accompagnés du commentaire suivant :

« *D'une période de pointe à l'autre, le gain moyen de tous les clients s'est situé dans une plage de valeurs comprises entre 4,9 et 7,0 kW. Le gain moyen pour les cinq périodes de pointe télécommandées a été estimé à 6,0 kW. La température extérieure prévalant pendant chacune des périodes de pointe explique en bonne partie la variation du gain. En effet, les résultats montrent que le gain est d'autant plus élevé qu'il fait froid à l'extérieur.* » [nous soulignons]

TABLEAU 6 :
RÉSULTATS DU PILOTE DE BIÉNERGIE TÉLÉCOMMANDÉE

	1 ^{re} interruption	2 ^e interruption	3 ^e interruption	4 ^e interruption	5 ^e interruption
Date	16 déc. 2016	9 janv. 2017	3 fév. 2017	10 fév. 2017	13 mars 2017
Heure d'interruption	6h-9h	6h-9h	6h-9h	6h-9h	7h-10h
Température	-22.8 °C	-18.9 °C	-7.6 °C	-15.9 °C	-14.8 °C
Gain moyen par interruption (kW)	6,2	7,0	4,9	6,0	5,5
Moyenne par client (kW)	6,0				

En référence (iii), en réponse aux questions de la Régie qui s'interrogeait, entre autres, sur le fait que « *le projet pilote [de biénergie] ne visait pas à valider le modèle existant d'estimation de l'effacement des systèmes biénergie mais le fonctionnement de la télécommande* », on peut lire :

« *L'effacement évalué dans le cadre du projet pilote est établi au moment de l'interruption, donc au moment de la bascule du mode de chauffage électrique au mode combustible. Cet effacement varie d'un client à l'autre, plusieurs facteurs influençant l'appel de puissance d'une habitation, notamment ses caractéristiques et la température extérieure au moment de l'interruption.*

...
« *À l'inverse, comme décrit au dossier R-3864-2013, l'effacement associé au parc biénergie résidentielle correspond à l'effacement moyen coïncident à la pointe du réseau sous des conditions climatiques normales. Ainsi, l'effacement pourrait être plus ou moins élevé selon les conditions climatiques réelles observées à la pointe du réseau.* » [nous soulignons]

Demandes :

- 21.1 Veuillez expliquer quels sont les deux volets du projet-pilote de biénergie interruptible mentionnés en référence (i) et clarifier votre réponse.
- 21.2 Veuillez préciser quelles interruptions présentées au tableau 6 ont eu lieu le matin et quelles autres le soir.

- 21.3 Veuillez préciser si la durée de chaque interruption présentée au tableau 6 a été de 3 heures ou de 4 heures (par ex. de la 7^{ième} à la 10^{ième} heure incluses, comme dans la présentation des besoins du Distributeur sur 8 760 heures).
- 21.4 Veuillez expliquer les raisons pour lesquels les résultats du projet-pilote pour l'hiver 2016-2017 ne présentent que cinq utilisations du mode combustible de la biénergie pour un total de seulement 15 ou 20 heures dans l'hiver.
- 21.5 Veuillez élaborer sur la stratégie de télécontrôle de la biénergie du Distributeur.
- 21.6 Veuillez préciser le nombre de résidences participant à chacune des interruptions du projet-pilote.
- 21.7 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles la 1^{ère} interruption du tableau en référence (ii), correspondant à la plus basse température de -23°C, n'est pas celle pour laquelle on obtient l'effacement le plus élevé des cinq interruptions.
- 21.8 Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par conditions climatiques normales coïncidant à la pointe du réseau, tel que mentionné en référence (iii). Veuillez expliquer comment elles sont définies et déterminées.
- 21.9 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle la contribution de la bi-énergie augmente au fur et à mesure que la température diminue.

CONDITIONS DE SERVICE

- 22. Références :** (i) Pièce [B-0062](#), pages 108 et 109 ;
(ii) Conditions de service en vigueur, article 21.1.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur indique :

« L'installation électrique du client comprend tout équipement de production d'électricité.

Ainsi, l'installation électrique doit demeurer conforme aux exigences techniques de l'article 15.2 et suivants des CS en étant compatible avec le réseau de distribution d'électricité, même après le raccordement d'un équipement de production d'électricité.

[...]

Le Distributeur considère que la définition d'« exigences techniques » est conforme étant donné que l'équipement de production d'électricité est ultimement raccordé à l'installation électrique du

client et que celle-ci doit être compatible avec le réseau de distribution d'électricité. En complément, voir la réponse à la question 39.1. » [nous soulignons]

La référence (ii) définit comme suit l'« *installation électrique* » :

« installation électrique : tout équipement électrique et tout poste client alimenté ou destiné à être alimenté par Hydro-Québec, en aval du point de raccordement. L'installation électrique comprend le branchement du client » [nous soulignons]

Demandes :

- 22.1 En lien avec l'extrait souligné à la référence (i), veuillez préciser si le Distributeur considère que la définition d'installation électrique prévue à l'article 21.1 des Conditions de service comprend l'équipement de production d'électricité raccordé.
- 22.2 Selon le Distributeur, la définition prévue à l'article 21.1 des Conditions de service devrait-elle être modifiée afin d'y indiquer que l'installation électrique comprend l'équipement de production d'électricité raccordé.