

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (LE DISTRIBUTEUR)
RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2019-2020**

RENDEMENT À REMETTRE À LA CLIENTÈLE

- 1. Références :**
- (i) Dossier R-9001-2017, pièce [A-0007](#);
 - (ii) Dossier R-9001-2017, pièce [B-0085](#), p. 5, tableau R-1.1.2;
 - (iii) Dossier R-4012-2017, pièce [B-0076](#), p. 74;
 - (iv) Pièce [B-0024](#), p. 14;
 - (v) Dossier R-9001-2017, pièce [B-0008](#), p. 6, tableau 1;
 - (vi) Dossier R-9001-2017, pièce [B-0008](#), p. 7 à 9, tableau 2.

Préambule :

- (i) Dans le cadre de l'examen du rapport annuel 2017 du Distributeur, la Régie indique que :

« En regard du traitement de l'écart de rendement, la Régie constate que, sur la base de l'écart de taux de rendement des capitaux propres, les activités du Distributeur se sont soldées par un écart de rendement 36,4 M\$, qui doit faire l'objet d'un partage avec la clientèle dans le cadre du dossier tarifaire selon les modalités du mécanisme de partage des écarts de rendement déterminé dans la décision D-2014-034.

De plus, en réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur indique que les revenus réels 2017 des fournisseurs internes sont supérieurs d'un montant de 25,6 M\$ aux montants qui auraient été facturés au Distributeur sur la base des coûts complets 2017. La Régie se questionne sur l'opportunité de considérer ce montant également au titre de l'écart de rendement à partager du Transporteur. Cet enjeu pourra faire l'objet d'un examen dans le cadre du dossier tarifaire en cours (R-4057-2018) ».

- (ii) Le Distributeur présente, au tableau R-1.1.2, les montants qui auraient été facturés aux charges et aux investissements sur la base du coût complet réel 2017 au prorata du revenu facturé par chacun des fournisseurs.

TABLEAU R-1.1.2 :
MONTANTS QUI AURAIENT ÉTÉ FACTURÉS AU DISTRIBUTEUR
SUR LA BASE DU COÛT COMPLET RÉEL 2017 DES FOURNISSEURS (M\$)

	VPTIC	CSP	Corpo	IREQ	Total
Revenus réels 2017	215,2	152,4	146,9	20,3	534,8
Efficiences additionnelles et écart prévisionnel 2017	-45,8	-31,6	-39,7	29,6	-87,5
Ratio Distributeur / Hydro-Québec	33,6%	32,1%	29,0%	38,7%	
ms: Efficience additionnelle et écart prévisionnel 2017 attribuables au Distributeur	-15,4	-10,1	-11,5	11,4	-25,6
Coûts complets réels 2017	199,8	142,3	135,4	31,7	509,2

(iii) « Selon les règles de facturation interne en vigueur, les tarifs et revenus figurant aux grilles tarifaires des fournisseurs internes correspondent à leur coût complet prévu pour l'année à venir ».

La Régie comprend que le même processus de facturation des services partagés est applicable au Transporteur et au Distributeur.

(iv) Le Distributeur présente l'évolution du compte d'écarts – Rendement à remettre à la clientèle. L'écart de l'année 2017 est établi à 18,2 M\$.

(v) Le Distributeur présente, au tableau 1, la comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis 2017. La rubrique « Revenus autres que ventes d'électricité » inclut la composante « Facturation interne émise ».

(vi) Le Distributeur présente, au tableau 2, les composantes détaillées de ses revenus requis 2017. Les rubriques « Charges de services partagés » et « Frais corporatifs » impliquent de la facturation interne.

Demandes :

- 1.1 Veuillez justifier l'utilisation de coûts complets projetés pour les services partagés à l'année historique 2017 (références (i) et (ii)).
- 1.2 Veuillez indiquer si les montants pour l'année historique 2017 sont établis sur la base du coût complet réel pour les composantes suivantes (références (v) et (vi)) :
 - 1.2.1. Facturation interne émise;
 - 1.2.2. Développement des affaires;
 - 1.2.3. HQT;
 - 1.2.4. HQP;
 - 1.2.5. HQÉ;
 - 1.2.6. Rendement des fournisseurs internes;
 - 1.2.7. Frais corporatifs.

1.3 Veuillez commenter l'opportunité, d'une part, d'établir les dépenses de l'année historique 2017 sur la base du coût complet réel (référence (i)) et, d'autre part, de partager l'écart de rendement attribuable aux fournisseurs internes avec la clientèle du Distributeur (référence (ii)).

2. **Références :** (i) Dossier R-9001-2017, pièce [B-0007](#), p. 3, tableau 1;
 (ii) Pièce [B-0024](#), p. 14.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente, au tableau 1, le calcul de l'écart de rendement 2017 à partager.

**TABLEAU 1 :
 ÉCART DE RENDEMENT 2017 À PARTAGER**

Taux de rendement des capitaux propres		
Réel ¹	9,170%	
Autorisé ²	8,200%	
Écart de taux de rendement	0,970%	(A)
<i>À partager 50/50 car < 100 points de base</i>		
Base de tarification réelle ³	10 733,613	
X Portion capitaux propres de la structure du capital	35%	
Capitaux propres présumés relatifs aux activités réglementées³	3 756,765	(B)
Écart à partager (A) X (B)	36,4	(C)
Rendement à partager - portion à remettre à la clientèle ((C) X 50%)	18,2	
Bénéfice net réglementé - avant partage	344,5	
Partage de l'écart de rendement avec la clientèle	-18,2	
Bénéfice net réglementé - après partage	326,3	

¹ Pièce HQD-8, document 2, tableau 2

² Pièce HQD-8, document 2

³ Pièce HQD-8, document 2, tableau 1

(ii) Le Distributeur présente au tableau 8, le rendement à remettre à la clientèle.

**TABLEAU 8 :
 ÉVOLUTION DU COMPTE D'ÉCARTS – RENDEMENT À REMETTRE À LA CLIENTÈLE (M\$)**

	2017	Impact revenus requis
Opérations en 2017		
Écart de l'année	(18,2)	
Solde au 31 décembre 2017¹	(18,2)	
Opérations en 2018		
Écart de l'année		
Intérêts	(0,4)	
Solde au 31 décembre 2018	(18,6)	
Opérations en 2019		
Intérêts		
Solde 2017 versé aux revenus requis	18,6	(18,6)
Solde au 31 décembre 2019	-	(18,6)

¹ Rapport annuel 2017, HQD-2, document 3 (B-0007), page 4.

Demande :

- 2.1 Advenant le cas où la Régie inclut l'écart de rendement attribuable aux fournisseurs internes de 25,6 M\$ dans l'écart de rendement 2017 à partager, veuillez mettre à jour le tableau 1 relatif au calcul du rendement à remettre à la clientèle et le tableau 8 relatif au compte d'écarts-Rendement à remettre à la clientèle.

EFFICIENCE ET PERFORMANCE DU DISTRIBUTEUR

Indicateurs d'efficience

3. **Référence :** Pièce : [C-FCEI-0009](#), p. 4.

Préambule :

« La FCEI demande donc que le Distributeur maintienne le dépôt du détail des coûts réels au rapport annuel de même que celui des indicateurs d'efficience basés sur les données historiques. Elle croit également que le Distributeur devrait, à des fins d'appréciation, expliquer les écarts de coûts significatifs entre les années historiques. »

Le Distributeur estime que cet exercice l'amènerait à produire des explications "potentiellement en porte-à-faux par rapport au libre arbitre qu'il est désormais appelé à exercer dans l'utilisation de l'enveloppe qui lui est consentie." La FCEI est en désaccord avec cette évaluation. Tel que mentionné précédemment, le suivi des coûts réels viserait à éclairer la Régie sur la source des écarts de rendement et par conséquent sur la performance du MRI. L'objectif n'est donc pas, et ne devrait pas être, de porter un jugement sur les décisions de gestion arbitraires du Distributeur comme il semble le craindre. » [nous soulignons]

Demande :

- 3.1 Veuillez commenter la proposition énoncée à la référence.

Indicateurs de performance en matière de qualité du service

4. **Référence :** Pièce : [C-FCEI-0009](#), p. 6.

Préambule :

« La FCEI recommande donc à la Régie de mettre en place en plus du Taux de respect des engagements à la 1re date annoncée un indicateur permettant de suivre le délai entre la date où le client demande le service et la première date annoncée. »

Demande :

4.1 Veuillez commenter la proposition énoncée à la référence.

5. **Référence :** Pièce : [C-UPA-0009](#), p. 11.

Préambule :

« L'UPA demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de :

- faire le suivi, une fois par an au Comité de liaison HQ-UPA, des indicateurs de performance additionnels plus représentatifs de la clientèle agricole, soit le Taux de respect des engagements à la 1^{re} date et le Temps de cycle pour des travaux apparentés à la clientèle agricole;
- partager les résultats du sondage de satisfaction post-transaction, au moins une fois par an, au Comité de liaison HQ-UPA. »

Demande :

5.1 Veuillez commenter la proposition énoncée à la référence.

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Compte de nivellement pour aléas climatiques

6. **Références :** (i) Pièce [B-0010](#), p. 12;
 (ii) Pièce [B-0062](#), p 15 et 16.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 2, l'impacts des modalités de dispositions du compte de nivellement sur la période 2019 à 2024.

**TABLEAU 2 :
 IMPACTS DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE NIVELLEMENT (M\$)**

	Solde prévu au 31/12/2018 ¹	Solde prévu au 31/12/2019	Versé aux revenus requis						Total
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Modalités en vigueur									
Nivellement 2017	(48,3)		(9,7)	(9,7)	(9,7)	(9,7)	(9,7)		(48,3)
Nivellement 2018	(34,2)	(35,5)	-	(7,1)	(7,1)	(7,1)	(7,1)	(7,1)	(35,5)
Intérêts			(2,8)	(2,3)	(1,7)	(1,0)	(0,3)	-	(8,0)
			(12,4)	(19,1)	(18,4)	(17,7)	(17,1)	(7,1)	(91,9)
Modalités proposées									
Nivellement 2017	(48,3)		(48,3)						(48,3)
Nivellement 2018	(34,2)		(17,1)	(17,1)					(34,2)
Intérêts			(0,6)	-					(0,6)
			(66,0)	(17,1)	-	-	-	-	(83,1)
Impacts			(53,6)	2,0	18,4	17,7	17,1	7,1	8,8

¹ Voir la pièce HQD-9, document 2, tableau 2.

- (ii) « Si la Régie maintenait aux fins réglementaires la période d'amortissement de 5 ans des soldes débiteurs (à recevoir de la clientèle) du compte de nivellement pour aléas climatiques, ce traitement comptable ne pourrait pas être reflété dans les états financiers statutaires d'Hydro-Québec. Cette différence de traitement comptable créerait un écart entre les états financiers statutaires et réglementaires, notamment, au niveau du bénéfice net et de l'actif total et entraînerait, au statutaire, un non appariement des revenus et des charges.

Toutefois, si la Régie maintenait aux fins réglementaires la période d'amortissement de 5 ans des soldes créditeurs (à remettre à la clientèle), il n'y aurait pas de différence entre le traitement comptable statutaire et réglementaire puisque, comme mentionné à la réponse à la question 4.2, la norme ne limite pas la période de remboursement comme elle le fait pour la période de recouvrement d'un actif réglementaire découlant d'un Alternative Revenue Program. » [nous soulignons]

Demandes :

- 6.1 Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires pour la période 2019 à 2024 en considérant les différentes modalités présentées au tableau 2, soit :
- les modalités en vigueur;
 - les modalités proposées.
- Veuillez expliquer les différences entre les hausses tarifaires pour la période 2019 à 2024 prévues selon les deux scénarios. Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit l'inscription de coûts qui ferait hausser significativement les tarifs aux cours des cinq prochaines années.
- 6.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie : Les soldes créditeurs de 48,3 M\$ en 2017 et de 34,2 M\$ en 2018 présentés à la référence (i) peuvent être amortis sur 5 ans et il n'y aurait pas de différence entre le traitement comptable statutaire et réglementaire, conformément à l'ASC 980-405-25-1. Veuillez élaborer.

Facteur Z générique et compte de neutralisation

7. **Références :**
- (i) Pièce [B-0094](#), p. 11 :
 - (ii) Dossier R-4058-2018, [B-0069](#), p. 34 et 35.

Préambule :

- (i) En réponse à une DDR, le Distributeur mentionne que :

« La création d'un Facteur Z générique vise à alléger le traitement réglementaire en permettant au Distributeur, entre autres, de refléter, comptabiliser et suivre les coûts issus d'un événement imprévisible jusqu'à la demande de leur reconnaissance dans une demande tarifaire ou spécifique future.

Les impacts financiers liés à un événement imprévisible pouvant survenir après la demande d'établissement des revenus requis, le Facteur Z générique permet d'éliminer tout enjeu lié à un traitement rétroactif des coûts associés à un tel événement. Cette nouvelle pratique réglementaire permettra de cumuler les coûts associés à l'événement imprévisible dès la naissance de celui-ci, puisque cette pratique sera déjà en vigueur et reconnue par la Régie à cette date.

Cette pratique permettra ainsi de couvrir la totalité des coûts liés à l'événement imprévisible, la date d'application ne constituant plus un enjeu, et d'axer les débats sur la reconnaissance ou non de l'événement à titre de Facteur Z, allégeant ainsi le processus réglementaire. » [nous soulignons]

- (ii) En réponse à une DDR, le Transporteur présente la liste des événements imprévisibles ayant mené à l'approbation d'un CFR (ou CER) par la Régie au cours des 10 dernières années.

Demande :

- 7.1 Veuillez dresser la liste des événements imprévisibles ayant mené à l'approbation d'un CFR (ou CER) par la Régie au cours des 10 dernières années. Veuillez également fournir l'impact sur les revenus requis inscrit dans le CFR (ou CER).

PROPOSITIONS LIÉES À L'IMPLANTATION DU MRI

- 8. Référence :** Pièce : [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 43.

Préambule :

L'intervenant présente au tableau AHQ-ARQ-6, les pondérations et les cibles des indicateurs qu'elle propose.

Demande :

- 8.1 Veuillez commenter la proposition de l'intervenant identifiée à la référence.

- 9. Référence :** Pièce : [C-FCEI-0009](#), p. 7 à 9.

Préambule :

« La FCEI recommande donc l'ajout du taux de résolution au premier appel aux indicateurs retenus aux fins de l'application du MRI.

[...]

Elle recommande donc que les cibles pour le délai moyen de réponse téléphonique soient fixées respectivement à 82 minutes [secondes] et 89 minutes [secondes] pour les clients résidentiels et commerciaux.

[...]

Nonobstant ce qui précède, la FCEI estime qu'une pondération d'au moins 5% devrait être accordée au volet commercial du service à la clientèle.

La FCEI recommande par ailleurs une pondération équivalente des indicateurs de délai moyen de réponse téléphonique et du taux de résolution au premier appel. Par exemple, si une pondération de 5% est accordée au volet commercial, les pondérations seraient :

- *Délai moyen de réponse téléphonique – résidentiel : 7,5%*
- *Délai moyen de réponse téléphonique – commercial : 2,5%*

- Taux de résolution au premier appel – résidentiel : 7,5 %
- Taux de résolution au premier appel – commercial : 2,5 %. »

Demande :

9.1 Veuillez commenter les propositions énoncées à la référence.

10. Référence : Pièce : [C-SÉ-AQLPA-0004](#), p. 22.

Préambule :

« Nous proposons d'ajouter un indicateur de continuité de service applicable aux réseaux autonomes. Il est en effet fermement connu et établi que la continuité de service en de nombreux réseaux autonomes est dix fois moindre que celle du réseau autonome; le Mécanisme de réglementation incitative (MRI) ne peut ignorer ce problème majeur. Cet indicateur, calculé en minutes, aurait une cible établie de la même façon que les autres indicateurs. Si l'historique n'est pas disponible, le Distributeur pourra estimer une cible. Nous suggérons une pondération de 3,1 % pour cet indicateur en ramenant à 5,66 % chacun la pondération des trois autres indicateurs de la fiabilité du service électrique. L'introduction de cet indicateur constituerait un geste significatif qui démontrerait que le Distributeur considère équitablement tous ses clients. »

Demande :

10.1 Veuillez commenter la proposition de l'intervenant identifiée à la référence.

11. Référence : Pièce : [C-UC-0010](#), p. 27.

Préambule :

« UC craint que la mise en place du MRI ait déjà eu des effets négatifs sur les services particuliers aux ménages pauvres. C'est pourquoi elle réitère en partie la recommandation faite dans le cadre du dossier R-3897-2014. UC invite la Régie à demander au Distributeur d'inclure un indicateur spécifique pour témoigner du maintien d'ententes de paiement qui respecte la capacité de payer des clients. Il pourrait s'agir par exemple de la proportion d'ententes personnalisées (A et B) accordées sur l'ensemble des ententes de paiement. ».

Demande :

11.1 Veuillez commenter la proposition de l'intervenante identifiée à la référence.

Indicateurs de performance et liaison au MTÉR

- 12. Références :**
- (i) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 40;
 - (ii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 43 et 44;
 - (iii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 46;
 - (iv) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 47;
 - (v) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 49.

Préambule :

(i) « Tout comme le Distributeur le fait depuis plusieurs années dans l'établissement de ses objectifs corporatifs, l'AHQ-ARQ considère que les pondérations des cinq champs d'intervention n'ont pas à être égales. De plus, l'AHQ-ARQ soumet que le Distributeur n'a pas fourni de justification suffisante pour considérer que les cinq champs d'intervention sont d'égale importance. » [notes de bas de page supprimées]

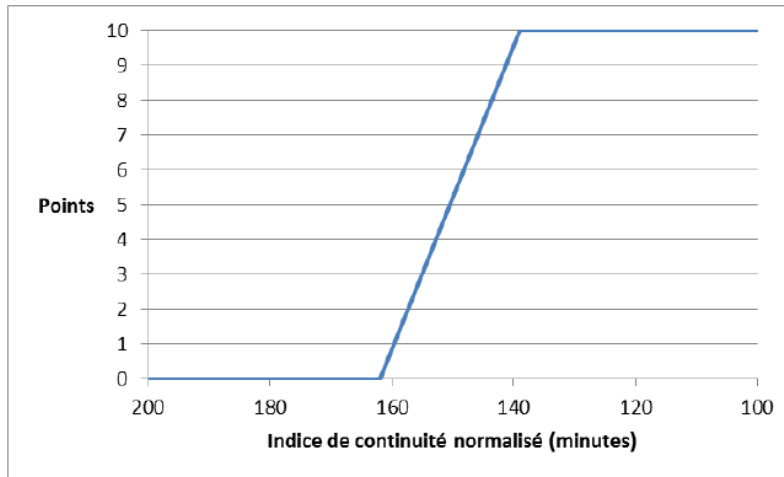
(ii) « L'AHQ-ARQ recommande le maintien des cibles proposées par le Distributeur sauf pour celles portant sur les services à la clientèle. (...) »

[...]

Si on veut maintenir la qualité de ces services, l'AHQ-ARQ propose de baser les cibles sur les deux dernières années seulement et c'est ce qui apparaît en gras au tableau AHQ-ARQ-6 ci-dessus. À ce sujet, l'AHQ-ARQ soumet que le Distributeur n'a pas fourni de solution satisfaisante pour tenir compte de la cassure dans ces historiques. » [notes de bas de page supprimées]

(iii) La figure AHQ-ARQ-2 illustre la proposition de l'AHQ-ARQ pour l'indicateur « Indice de continuité normalisé ».

Figure AHQ-ARQ-2
 Illustration des points en fonction du résultat de l'Indice de continuité normalisé (pour un seuil de 162 minutes et une cible de 139 minutes)



(iv) Le tableau AHQ-ARQ-8 illustre les résultats des indicateurs et de l'IMQ selon la proposition de l'AHQ-ARQ :

Tableau AHQ-ARQ-8
 Exemple de calcul des résultats des indicateurs et de l'IMQ selon la proposition de l'AHQ-ARQ

INDICATEUR	UNITÉ DE MESURE	PONDÉRATION	CIBLE	SEUIL	RÉSULTAT	POINTS
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE (15%)						
ICS combiné R-C-A	indice sur 10	11,25%	8,15	8,10	8,20	11,25%
ISC Clients Grande puissance	indice sur 10	3,75%	8,50	8,30	8,50	3,75%
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE (30%)						
Indice de continuité normalisé	minutes	10%	139	162	162	0,00%
Nombre de pannes basse tension	nombre	10%	26 690	27 645	26 911	7,69%
Durée moyenne des interruptions par client	minutes	10%	138	200	134	10,00%
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE (15%)						
Délai moyen de raccordement simple en aérien	jours	5%	6,8	7,7	6,6	5,00%
Taux de respect global des interruptions planifiées	%	10%	84	81	81	0,00%
SERVICES À LA CLIENTÈLE (20%)						
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels	secondes	17%	90	150	76	17,00%
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux	secondes	3%	95	150	85	3,00%
SÉCURITÉ (20%)						
Taux de fréquence des accidents	nbre par 200 000 heures travaillées	20%	3,3	3,6	3,1	20,00%
IMQ						77,69%

(v) « Si jamais la Régie retenait le mécanisme de calcul de l'IMQ et les modalités de liaison des indicateurs au MTÉR proposés par le Distributeur, l'AHQ-ARQ recommanderait de modifier lesdites modalités ainsi :

- Si l'IMQ est supérieur ou égal à 0, le Distributeur conserve l'entière part à laquelle il est éligible en vertu du MTÉR en vigueur;

- Si l'IMQ est inférieur à 0, mais supérieur à -1, un point de pourcentage est remis à la clientèle pour chaque centième (0,01) de l'indice en-deçà de 0. Par exemple pour un IMQ de -0,21, 21% de la part du Distributeur est remis à la clientèle;
- Si l'IMQ est inférieur ou égal à -1, la totalité de la part du Distributeur est remise à la clientèle. » [souligné dans le texte par l'AHQ-ARQ]

Demandes :

- 12.1 En vous référant à (i) et à (iv), veuillez commenter les pondérations proposées par l'AHQ-ARQ.
- 12.2 En vous référant à (ii) et (iv), veuillez commenter les cibles et les seuils proposés par l'AHQ-ARQ relatifs aux services à la clientèle.
- 12.3 Sous l'hypothèse que la Régie accordait de l'importance à la simplicité de la méthode retenue en termes des calculs, de la présentation et de l'interprétation des résultats, veuillez comparer les avantages et les inconvénients du mécanisme de calcul de l'IMQ et les modalités de liaison des indicateurs au MTÉR proposés par le Distributeur et l'approche décrite en (iii) et (iv).
- 12.4 Sous l'hypothèse que la Régie retenait l'approche proposée en (iii) et (iv), veuillez expliquer à l'aide de données chiffrés les impacts attendus sur les résultats du Distributeur.
- 12.5 Sous l'hypothèse que la Régie retenait le mécanisme de calcul de l'IMQ et les modalités de liaison des indicateurs au MTÉR proposés par le Distributeur et qu'elle retenait également les modifications proposées par l'AHQ-ARQ en (v), veuillez expliquer à l'aide de données chiffrés les impacts attendus sur les résultats du Distributeur.

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0053](#), tableau A-1 révisé;
 - (ii) Pièce [B-0053](#), p.14;
 - (iii) Pièce [B-0094](#), réponse à la question 10.11, p. 22 et 23;
 - (iv) Dossier [R-9001-2017](#), pièce [B-0007](#), p. 3.

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) « Pour le partage à survenir à compter de l'année 2019 et suivantes au cours de ce premier MRI, le Distributeur propose de moduler la part des écarts favorables à laquelle il est éligible selon les modalités suivantes :

- Si l'IMQ est supérieur ou égal à -1, le Distributeur conserve l'entièreté de la part à laquelle il est éligible en vertu du MTÉR en vigueur.
- Si l'IMQ est inférieur à -1, mais supérieur à -2, un point de pourcentage est remis à la clientèle pour chaque centième (0,01) de l'indice en-deçà de -1. Par exemple pour un IMQ de -1,21, 21% de la part du Distributeur est remis à la clientèle.
- Si l'IMQ est inférieur ou égal à -2, la totalité de la part du Distributeur est remise à la clientèle. »

(iii) « Le calcul de l'IMQ que le Distributeur propose est intrinsèquement lié à sa proposition de modulation du partage des écarts favorables de rendement. La modification des paramètres du calcul de l'IMQ nécessiterait, de ce fait, une révision des paramètres de la liaison des indicateurs de performance au MTÉR.

Si la valeur de chacun des indicateurs uniformisés est limitée à 1, l'évaluation nette de la qualité du service ainsi que la modulation proposée du partage des écarts favorables de rendement ne seront plus respectées. Il serait alors nécessaire de revoir à la baisse les valeurs des seuils de l'IMQ qui modulent la part des écarts de rendement à laquelle le Distributeur est éligible en vertu du MTÉR, tout en conservant l'interpolation linéaire entre ces valeurs. » [nous soulignons]

(iv) « Le tableau suivant présente le calcul de l'écart de rendement 2017 à partager.

**TABLEAU 1 :
ÉCART DE RENDEMENT 2017 À PARTAGER**

Taux de rendement des capitaux propres	
Réel ¹	9,170%
Autorisé ²	8,200%
Écart de taux de rendement	0,970% (A)
<i>À partager 50/50 car < 100 points de base</i>	
Base de tarification réelle ³	10 733,613
X Portion capitaux propres de la structure du capital	35%
Capitaux propres présumés relatifs aux activités réglementées³	3 756,765 (B)
Écart à partager (A) X (B)	36,4 (C)
Rendement à partager - portion à remettre à la clientèle ((C) X 50%)	18,2
Bénéfice net réglementé - avant partage	344,5
Partage de l'écart de rendement avec la clientèle	-18,2
Bénéfice net réglementé - après partage	326,3

¹ Pièce HQD-8, document 2, tableau 2

² Pièce HQD-8, document 2

³ Pièce HQD-8, document 2, tableau 1

»

Demandes :

13.1 En vous référant à (i), (ii) et (iii), sous l'hypothèse que la Régie limitait la valeur de chacun des indicateurs uniformisés à 1, veuillez présenter les seuils révisés de l'IMQ qui modulent

la part des écarts de rendement à laquelle le Distributeur est éligible en vertu du MTÉR. Veuillez élaborer.

- 13.2 En vous référant à (iii), veuillez préciser et expliquer l'argument suivant : « *Si la valeur de chacun des indicateurs uniformisés est limitée à 1, l'évaluation nette de la qualité du service ainsi que la modulation proposée du partage des écarts favorables de rendement ne seront plus respectées.* ».
- 13.3 En vous appuyant sur le montant inscrit à la ligne (C) de la référence (iv), soit 36,4 M\$, et d'écarts de rendement, par rapport au rendement autorisé, se situant entre 0 et 200 points de base, veuillez illustrer, à l'aide d'un graphique, l'impact des deux hypothèses suivantes sur la modulation des écarts de rendement à laquelle le Distributeur est éligible en vertu du MTÉR :
- la valeur de chacun des indicateurs uniformisés est limitée 1 et les seuils de l'IMQ correspondent à ceux de la référence (ii);
 - la valeur de chacun des indicateurs uniformisés est limitée 1 et les seuils de l'IMQ sont révisés à la baisse selon les réponses aux sous-questions précédentes.

- 14. Références :**
- (i) Dossier R-3897-2014, pièce [C-HQT-HQD-0088](#), p. 47 et 48;
 - (ii) Pièce [B-0053](#), tableau A-1 révisé;
 - (iii) Pièce [B-0053](#), p.14;
 - (iv) Dossier [R-3724-2010, phase 3](#), décision [D-2010-112](#), p. 57 à 60.

Préambule :

(i) « *14.8 Le Distributeur propose de lier les indicateurs au MTÉR par une approche s'apparentant à celle de Gazifère :*

- a) *Définition d'une cible pour chaque indicateur basée, notamment, sur l'historique des résultats de cet indicateur. Ces cibles devront tenir compte de l'arbitrage nécessaire entre les résultats de chaque indicateur et les coûts requis pour les atteindre;*
- b) *Pondération attribuée à chaque indicateur;*
- c) *Calcul d'un indice composite de performance global (reflétant la moyenne pondérée des résultats de l'ensemble des indicateurs);*
- d) *Partage des écarts de rendement selon l'atteinte d'un certain pourcentage de réalisation de cet indice composite;*
- e) *Partage des écarts de rendement seulement; aucune pénalité prévue pour un manquement à l'atteinte de cibles.* » [nous soulignons]

(ii) 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.

(iii) « Pour le partage à survenir à compter de l'année 2019 et suivantes au cours de ce premier MRI, le Distributeur propose de moduler la part des écarts favorables à laquelle il est éligible selon les modalités suivantes :

- Si l'IMQ est supérieur ou égal à -1, le Distributeur conserve l'entièreté de la part à laquelle il est éligible en vertu du MTÉR en vigueur.
- Si l'IMQ est inférieur à -1, mais supérieur à -2, un point de pourcentage est remis à la clientèle pour chaque centième (0,01) de l'indice en-deçà de -1. Par exemple pour un IMQ de -1,21, 21% de la part du Distributeur est remis à la clientèle.
- Si l'IMQ est inférieur ou égal à -2, la totalité de la part du Distributeur est remise à la clientèle. »

(iv) « [216] Le partage des gains de productivité est conditionnel à l'atteinte d'un pourcentage global de réalisation des indices de qualité de service dont les seuils sont établis comme suit :

- La performance globale de Gazifère doit être au moins égale à 90 % pour que le partage des gains s'applique;
- Si la performance globale est entre 80 % et 90 %, Gazifère peut garder un pourcentage des gains selon la formule : performance globale réelle multipliée par la formule de partage des gains;
- Si la performance globale est en dessous de 80 %, les clients obtiennent 100 % des gains de productivité.

[217] La Régie est d'avis que les cinq indicateurs de qualité doivent être reconduits. Cependant, elle demande certaines améliorations qui sont décrites dans les paragraphes qui suivent.

[218] Dans certains cas, les indicateurs de qualité peuvent prendre une valeur qui excède 100 %. La Régie estime que cette situation peut causer un biais à l'indice de performance globale. Pour cette raison, la Régie limite la valeur de chacun des indicateurs à 100 % au maximum et le poids de chacun à 20 % au maximum. Ainsi, les indicateurs qui pourraient, par leur définition, prendre une valeur qui excède 100 %, seront plafonnés à 100 % pour le prochain terme du mécanisme. »
[nous conservons le texte en gras tel qu'il se trouve dans la décision]

Demandes :

- 14.1 Sous l'hypothèse que les indicateurs au MTÉR du Distributeur soient liés par une approche similaire à celle décrite en (iv), veuillez expliquer comment le mécanisme proposé en (ii) et (iii) s'y apparente
- 14.2 En vous référant à l'item « a) » de la référence (i), veuillez expliciter l'affirmation suivante « Définition d'une cible pour chaque indicateur, basée notamment, sur l'historique des résultats de cet indicateur. Ces cibles devront tenir compte de l'arbitrage nécessaire entre les résultats de chaque indicateur et les coûts requis pour les atteindre. ».

- 14.3 En vous référant à l’item « a » de la référence (i), veuillez indiquer si le sens de cette affirmation permet de comprendre que la proposition n’exclut pas le recours à des critères autres que l’historique pour la détermination des cibles.

Productivité multifactorielle (PMF)

- 15. Références :**
- (i) Pièce [B-0053](#), p. 16 et 17 ;
 - (ii) Pièce [C- AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 21 et 22;
 - (iii) Pièce [C-OC-0009](#), p. 16 et 17;
 - (iv) Décision [D-2017-043](#), p. 43.

Préambule :

- (i) « *Le Distributeur présente au tableau 3 le calendrier estimatif pour la réalisation de l’étude PMF [productivité multifactorielle]. Le Distributeur prévoit terminer le processus de sélection de l’expert dans le courant du 1^{er} trimestre de 2019. Une fois cette étape complétée, et à la suite des recommandations de l’expert, le Distributeur pourra présenter la méthodologie retenue pour la réalisation de l’étude PMF, probablement au cours du 2^e trimestre de 2019. Le cas échéant, les résultats de l’étude PMF pourraient être déposés dès le 2^e trimestre de 2020.* »

**TABLEAU 3 :
 ÉTUDE DE PRODUCTIVITÉ MULTIFACTORIELLE -
 ÉCHÉANCIER DU DISTRIBUTEUR**

Actions requises	Échéancier
2018	
Dépôt de l'échéancier - Dossier tarifaire 2019-2020	27 juillet
Appel de propositions pour le choix de l'expert	4 ^e trimestre
2019	
Sélection de l'expert suite à l'appel de propositions	1 ^{er} trimestre
Élaboration de la méthodologie de l'étude PMF <ul style="list-style-type: none"> - Proposition de l'expert et appropriation par le Distributeur - Présentation à la Régie 	2 ^e trimestre
Début travaux de l'expert – étude de productivité multifactorielle	3 ^e trimestre
2020	
Fin des travaux de l'expert et appropriation des résultats par le Distributeur	1 ^{er} trimestre
Dépôt de l'étude de productivité multifactorielle à la Régie	2 ^e trimestre

(ii) Dans sa preuve, PEG est d'avis que :

« We believe that the study should consider alternative productivity measurement methodologies and sample periods and thoroughly discuss their pros and cons. Productivity trends in the use of CNE and capital inputs should be considered as well as the trend in multifactor productivity. Productivity trends of HQD should be measured as well as productivity trends of other utilities. Hydro One's recent evidence in proceedings considering MRIs for its transmission and distribution services included estimates of its own productivity trends as well as industry trends. We also believe that HQD should be required to file a statistical cost benchmarking study of its cost level. This could be an econometric benchmarking study like those which Hydro One and Toronto Hydro-Electric file in Ontario MRI proceedings.

Note, finally, that when HQD submits its proposed methodology intervenors should have the opportunity to comment on the proposal. This commentary should aid the Régie as it considers an appropriate response. »

(iii) « OC réitère ses commentaires formulés à l'égard de l'étude PMF du Transporteur dans le dossier R-4058-2018. OC est d'avis que le dépôt de la méthodologie au présent dossier aurait

permis aux intervenants et à la Régie de commenter les choix méthodologiques, d'éviter de futurs débats et donc d'alléger le processus réglementaire. OC recommande à la Régie, à l'instar de PEG, de permettre aux intervenants de commenter la méthodologie qui sera présentée par le Distributeur au deuxième trimestre de 2019. »

(iv) « [165] Néanmoins, bien que le jugement de la Régie demeure nécessaire dans la détermination du Facteur X, ce jugement doit s'appuyer sur des études contemporaines. Afin de déterminer s'il y a eu des modifications à l'échelle de l'industrie depuis les dernières années, la Régie est d'avis que la réalisation d'une étude PMF pour déterminer la valeur du Facteur X est opportune. Cette étude devra être réalisée à l'intérieur des premières années d'application du MRI du Distributeur pour une application possible du résultat lors de la dernière année du MRI. »

Demandes :

- 15.1 Veuillez commenter la recommandation de PEG et d'OC de permettre aux intervenants de commenter la méthodologie qui sera présentée par le Distributeur à la Régie au deuxième trimestre de 2019.
- 15.2 Veuillez indiquer si le Distributeur pourra déposer l'étude PMF, au plus tard le 31 mai 2020. Sinon, veuillez expliquer.

Rapport annuel 2019

- 16. Références :**
- (i) Pièce [B-0062](#), p. 58 à 60;
 - (ii) Pièce [C- AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 22.

Préambule :

- (i) En réponse à une DDR, le Distributeur indique que :

« Le Distributeur n'entend pas déposer dans son rapport annuel 2019 les composantes détaillées de la base de tarification et celles des revenus requis faisant partie de la formule d'indexation.

[...]

Dans ce contexte, le Distributeur prévoit déposer le montant global des coûts réels couverts par la formule d'indexation, ce montant étant comparé au montant global de la formule d'indexation qui sera autorisée. De la même façon, le Distributeur entend déposer seulement le montant total de la base de tarification réelle puisque celle-ci sert à déterminer l'écart de rendement à remettre à la clientèle selon le MTÉR. »

(ii) Dans sa preuve, PEG est d'avis que :

« HQD should in any event continue to file detailed data on its costs during the MRI. A well-managed company would want to monitor its itemized costs, and consumers and Regie staff also have a interest in these data. Provincial law has, after all, called for a regulatory system that encourages performance improvement and these data can be useful in monitoring the extent and nature of improvements. Distributors in the United States and Ontario are required to file detailed cost data annually whether or not they operate under an MRI. The Ontario Energy Board is in the process of joining its peers in Australia and Britain by developing a capability to benchmark itemized costs. »

Demandes :

16.1 Veuillez indiquer comment la Régie peut apprécier le montant de l'excédent de rendement à partager sans les composantes détaillées de la base de tarification et celles des revenus requis. Veuillez justifier.

16.2 Veuillez commenter le fait que les données détaillées fournies, annuellement, dans les rapports annuels 2019 et suivants seront utiles pour l'examen du « *rebasings* » au dossier tarifaire 2021.

Question à Concentric

16.3 Veuillez déposer une étude de balisage, si disponible, et/ou commenter sur le dépôt d'information détaillée dans le rapport annuel 2019 dans le cadre d'un MRI (référence (i)), en s'appuyant sur l'expérience des autres organismes de réglementation canadiens/ou américains.

PRÉVISION DES VENTES

- 17. Références :**
- (i) Dossier R-4045-2018, pièce [B-0049](#), p. 15;
 - (ii) Dossier R-4045-2018, pièce [B-0049](#), p. 8;
 - (iii) Pièce [B-0094](#), p. 27 et 28.

Préambule :

(i) 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]

(ii) 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 municipaux¹ 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. »

(iii) Dans le présent dossier, DDR no 2, question 11.4 :

« Advenant le cas où la Régie autorisait la Demande de fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage de cryptographique appliqué aux chaîne 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.

Réponse :

Advenant le cas où la Régie autorisait la Demande de fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage de cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (dossier R-4045-2018), le Distributeur ne prévoit pas que des quantités additionnelles se concrétiseraient en 2019.

En effet, certains facteurs pourraient engendrer des délais dans la mise en service des projets, soit la date de décision au dossier R-4045-2018, le temps nécessaire au processus d'appel de propositions, les délais de raccordement pour les projets retenus ainsi que l'établissement du prix pour les abonnements existants prévu en phase 3 du dossier R-4045-2018. »

Demandes :

La Régie réitère sa demande :

- 17.1 Veuillez commenter la possibilité de prévoir un certain montant de revenus nets des achats d'électricité relatif à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs dans les revenus requis 2019, provenant notamment de 158 MW pour les abonnements existants, et de 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux.
- 17.2 Veuillez estimer l'impact annuel sur les revenus requis, par composante, pour les charges suivantes :
- 158 MW pour les abonnements existants;
 - 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux; et
- Veillez indiquer également les données en GWh et en M\$ par catégorie de consommateurs.
- 17.3 Advenant le cas où la Régie autorisait la *Demande de fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage de cryptographique appliqué aux chaîne de blocs* (dossier R-4045-2018), tel que proposée par le Distributeur (référence (ii)), veuillez estimer l'impact annuel sur les revenus requis, par composante, pour les charges de 300 MW relatif au nouveau bloc qui serait attribué au moyen de l'appel de propositions.
Veillez indiquer également les données en GWh et en M\$ par catégorie de consommateurs.

TAUX DE RENDEMENT ET COÛT DU CAPITAL

- 18. Références :** (i) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0017](#), p. 27;
 (ii) Pièce [B-0013](#), p. 9.

Préambule :

(i)

**TABLEAU D-1 :
 PRÉVISION DES VARIABLES ÉCONOMIQUES 2017 ET 2018**

	Historique ¹	Prévisions ²			
	2016	Août 2017 Horizon 3 mois	Mai 2018 Horizon 12 mois	2017	2018
Acceptations bancaires canadiennes - 1 mois	0,895%	0,913%	1,214%	0,941%	1,186%
Acceptations bancaires canadiennes - 3 mois	0,900%	0,926%	1,228%	0,959%	1,200%
Bons du Trésor canadiens - 3 mois	0,496%	0,510%	0,812%	0,534%	0,784%
Bons du Trésor américains - 3 mois	0,322%	1,081%	1,588%	0,950%	1,541%
Taux LIBOR américain - 3 mois	0,697%	1,488%	1,995%	1,339%	1,948%
Taux LIBOR américain - 6 mois	1,015%	1,816%	2,323%	1,646%	2,276%
Taux des obligations 3 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	0,985%	1,473%	1,843%	1,362%	1,808%
Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	1,349%	1,849%	2,219%	1,758%	2,185%
Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien	1,257%	1,798%	2,168%	1,749%	2,134%
Taux des obligations 30 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	2,963%	3,384%	3,754%	3,292%	3,720%

¹ Les données historiques sont tirées de Bloomberg.

² Les prévisions sont établies à partir du *Consensus Forecasts*, Consensus Economics Inc., mai 2017.

(ii)

**TABLEAU 5 :
 PRÉVISIONS DES VARIABLES ÉCONOMIQUES 2018 ET 2019**

	2017 Année historique ¹	2018 Année de base ²	2019 Année témoin ²
Acceptations bancaires canadiennes - 1 mois	1,114%	1,819%	2,453%
Acceptations bancaires canadiennes - 3 mois	1,177%	1,912%	2,542%
Bons du Trésor canadiens - 3 mois	0,713%	1,392%	2,044%
Bons du Trésor américains - 3 mois	0,951%	1,934%	2,596%
Taux LIBOR américain - 3 mois	1,224%	2,317%	2,894%
Taux LIBOR américain - 6 mois	1,432%	2,483%	3,062%
Taux des obligations 3 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	1,475%	2,249%	2,600%
Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	1,841%	2,547%	2,913%
Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien	1,803%	2,394%	2,801%
Taux des obligations 30 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	3,054%	3,321%	3,820%

¹ Les données historiques sont tirées de Bloomberg.

² Les prévisions sont établies à partir du *Consensus Forecasts*, Consensus Economics Inc, Mai 2018.

Demande :

18.1 Veuillez déposer une nouvelle version du Tableau 5 du préambule (ii) incorporant les prévisions sur un horizon de 3 et 12 mois, telles que présentées au tableau du préambule (i).

APPROVISIONNEMENTS

- 19. Références :**
- (i) Dossier R-3986-2016, pièce [B-0009](#), p. 51;
 - (ii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 23 et 24;
 - (iii) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 25 et 26;
 - (iv) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 17 et 18;
 - (v) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 20.

Préambule :

(i) « *La capacité d'importation en énergie de l'interconnexion NE-HQT est établie à 2 000 MW. Par contre, l'interconnexion ne peut être utilisée en mode import lorsque le poste de la Nicolet est requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A au bénéfice la charge locale. Il s'agit de la configuration la plus fréquente durant les heures de forte consommation au Québec. Dans ce cas, la seule possibilité pour importer de l'énergie au moyen de cette interconnexion consiste à compenser des exportations vers le réseau voisin.* »

(ii) « *On peut constater que le Distributeur a tendance à sous-estimer ses besoins en achats d'énergie court terme. Sur la période de 10 ans entre 2008 et 2017, l'historique a été plus du triple de la prévision de l'année témoin (+318 %). Le tableau montre aussi que la tendance à la sous-estimation se poursuit en 2018. Une telle sous-estimation peut avoir des effets indésirables sur l'analyse de rentabilité de certains programmes ou tarifs comme, par exemple, le tarif de développement économique ou encore le tarif pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.*

[...]

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier sa méthode de prévision des approvisionnements, incluant les achats d'énergie de court terme, en calculant des espérances basées sur les 329 simulations horaires d'un hiver représentant les variations horaires des besoins en fonction des conditions climatiques observées sur la période historique 1971 à 2017. » [références omises]

(iii) « *[...] l'AHQ-ARQ conclut que le recours exceptionnel à l'entente globale cadre en 2017 résulte d'erreurs du fournisseur de données du Distributeur qui ne devraient pas être imputées à la clientèle du Distributeur.*

L'AHQ-ARQ est d'avis que le problème découle d'un manque de contrôle du Distributeur dans les produits livrés par son fournisseur et d'un manque de contrôle de ce fournisseur dans ses systèmes informatiques.

[...]

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître un montant de 5,6 M\$ du recours à l'entente globale cadre pour 2017 étant donné une erreur dans un fichier opérationnel sous le contrôle du Distributeur et de son fournisseur. »

(iv) « À défaut de connaître la méthode de calcul détaillée de la prévision du taux de pertes de distribution et de transport de 7,4 %, l'AHQ-ARQ constate quand même que celle-ci est basée sur une prévision du taux de pertes de transport de 6,1 % dans la cause tarifaire du Transporteur déposée le 27 juillet 2018. Le Transporteur indiquait alors que ce taux était sujet à confirmation à l'automne. Le 31 octobre dernier, le Transporteur a indiqué que le taux de pertes de transport pour 2019 était plutôt de 5,4 %, soit 0,7 point de pourcentage de moins que la prévision précédente.

Appliqué sur une consommation à approvisionner de 173,4 TWh, cette réduction des pertes de 0,7 % représente une réduction des besoins de 1,2 TWh pour l'année témoin 2019.

Pour tenir compte de la baisse de la prévision des pertes de transport pour 2019, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie, à défaut de meilleure preuve, de demander au Distributeur de baisser sa prévision des besoins en énergie de 1,2 TWh pour l'année témoin 2019, pour se situer à 185,0 TWh, et d'apporter une baisse correspondante aux prévisions en puissance des pointes des hivers 2018-2019 et 2019-2020. » [références omises]

(v) « *L'AHQ-ARQ a analysé les écarts de prévision en puissance sur une période de 10 ans pour une prévision faite au début de l'hiver pour des fins de détermination des achats de puissance pour la prochaine pointe.*

[...] l'erreur de prévision en puissance est très faible pour les dix dernières pointes, soit de l'ordre de 123 MW en valeur absolue.

Étant donné les bons résultats de la prévision en puissance un an d'avance ou encore quelques mois à l'avance, l'AHQ-ARQ comprend mal que l'écart-type de l'aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver soit de 630 MW pour la pointe de l'hiver 2018-2019.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de réévaluer à la baisse l'aléa sur la demande prévue sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver, lors de l'évaluation de la réserve requise à chaque mois de novembre précédant le début de l'hiver. »

Demandes :

19.1 La Régie comprend que la seule possibilité pour importer de l'énergie auprès du marché de la Nouvelle-Angleterre, en période de pointe et alors que l'interconnexion NE-HQT ne peut être utilisée en mode import, consiste à compenser des exportations vers le réseau voisin (référence (i)).

En pareil contexte, veuillez élaborer sur le processus transactionnel ainsi que sur les prix payés par le Distributeur pour l'énergie provenant de la compensation des exportations vers le réseau de la Nouvelle-Angleterre. Veuillez également indiquer comment ces approvisionnements sont présentés dans les suivis des activités d'achat du Distributeur.

- 19.2 Veuillez commenter l'analyse de l'AHQ-ARQ qui suggère que le Distributeur a tendance à sous-estimer les achats de court terme (référence (ii)).
- 19.3 Veuillez commenter la recommandation de l'AHQ-ARQ de privilégier une méthode de prévision des approvisionnements, incluant les achats d'énergie de court terme, basée sur le calcul « *des espérances basées sur les 329 simulations horaires d'un hiver représentant les variations horaires des besoins en fonction des conditions climatiques observées sur la période historique 1971 à 2017* » (référence (ii)).
- 19.4 Veuillez commenter l'affirmation de l'AHQ-ARQ en référence (iii), notamment en ce qui a trait à la valeur estimée de l'impact du coût de l'entente globale cadre de 2017 causé par l'erreur dans le fichier opérationnel du Distributeur.
- 19.5 Veuillez valider l'affirmation de l'AHQ-ARQ en référence (iv) à l'effet que le Transporteur aurait révisé le taux de perte depuis le dépôt de la preuve du présent dossier tarifaire. Veuillez également confirmer l'impact de cette révision sur les besoins du Distributeur ainsi que sur le coût des approvisionnements en énergie et en puissance pour l'année témoin.
- 19.6 Compte tenu de la bonne performance de la prévision des besoins en puissance ces dix dernières années, tel que le fait remarquer l'AHQ-ARQ (référence (v)), veuillez commenter la recommandation de l'intervenante de réévaluer à la baisse l'aléa sur la demande prévue sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver, lors de l'évaluation de la réserve requise à chaque mois de novembre précédant le début de l'hiver.

COÛTS ÉVITÉS

- 20. Références :**
- (i) Pièce [B-0015](#), p. 9;
 - (ii) Pièce [C-RNCREQ-0017](#), p. 27;
 - (iii) Pièce [C-RNCREQ-0017](#), p. 18 et 19;
 - (iv) Pièce [C-AHQ-ARQ-0010](#), p. 10 et 11;
 - (v) Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 63 et 64.

Préambule :

- (i) « *Différenciation pointe et hors pointe des marchés*

Afin de refléter, dans l'utilisation des coûts évités d'énergie de court terme, les conditions du marché de référence dans lequel le Distributeur s'approvisionne, une différenciation entre les heures en pointe (de 6 h à 22 h tous les jours ouvrables) et les heures hors pointe (les autres heures)

est considérée. En utilisant une moyenne mobile sur 5 ans, cet écart des prix DAM, New York – Zone M (IMPORT) entre les heures de pointe et celles hors pointe est de 13,29 \$/MWh (ou 1,3 ¢/kWh), comme présenté au tableau 2. Cet écart est alors appliqué au 20 coût évité d'énergie.

*Tableau 2 : Comparaison des prix DAM, New-York – Zone M (import)
 Heures de pointe et heures hors pointe (annuel)*

	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2013-2017
\$ CAN / MWh						
Pointe	42,26	61,64	39,36	28,59	30,87	40,54
Hors-pointe	31,62	39,77	25,46	18,71	20,71	27,25
Écart	10,63	21,87	13,90	9,89	10,16	13,29
Écart %	34%	55%	55%	53%	49%	49%

»

(ii) Extrait du mémoire du RNCREQ :
 « *Tableau 7. Coût évité en énergie (court terme)* »

Facteur de différenciation	2017			2015			2014		
	Coûts évités (\$/MWh)		ratio	Coûts évités (\$/MWh)		ratio	Coûts évités (\$/MWh)		ratio
Annuel	\$45.6			\$84.3			\$180.2		
Pointe/Hors pointe (NYISO)	\$53.3	\$38.6	38.1%	\$39.9	\$41.0	-2.7%	\$56.4	\$61.0	-7.5%
Hiver/Hors hiver	\$53.7	\$40.7	31.9%	\$56.5	\$32.9	71.7%	\$115.7	\$32.1	260.4%
Fine pointe (300h)/ autres heures	\$87.2	\$44.1	97.7%	\$87.9	\$38.7	127.1%	\$236.1	\$52.5	349.7%

Ce tableau démontre que chacun des facteurs de différenciation permet effectivement de distinguer des périodes présentant des coûts évités moins grands d'une part, et plus grands de l'autre.

Ces données indiquent que le facteur de différenciation pointe/hors pointe, en faisant appel à la définition des « heures de pointe » utilisées dans le marché de New York, n'a peu ou pas de pertinence pour le Distributeur. Pour l'année 2017 (scénario de référence), il y a un écart de 38 % entre les coûts évités pour ces deux périodes. Toutefois, selon les données simulées de 2014 et 2015, les coûts évités auraient été même plus élevés en période hors pointe. Ces résultats suggèrent que toute coïncidence entre les heures de pointe (définition NYISO) et les heures de fort prix pour le Distributeur est fortuite. »

(iii) « *Ainsi, le Distributeur semble reconnaître que les prix qu'il paye pour ses achats de court terme sont inévitablement plus élevés que la valeur qu'il retient comme coût évité en énergie en hiver. Le prochain tableau présente les estimations des coûts d'achats de court terme pour l'année* »

témoin, comparés à ceux de l'année historique et de l'année de base. On constate que, pour l'année témoin, on prévoit seulement 2,7 M \$ en achats de court terme, comparé à 56,4 M \$ et 74,4 M \$ aux années 2017 et 2018, respectivement.

[...]

Ces observations mènent à la conclusion que les coûts évités en hiver, tels que présentés par le Distributeur, ne sont pas utiles en relation aux achats de court terme, principalement parce qu'ils s'appliquent à l'ensemble des heures de l'hiver, plutôt qu'aux heures critiques. Cela confirme les commentaires précités de la Régie à l'effet qu'une nouvelle approche aux coûts évités est requise. »

(iv) « *Même avec une année avec peu d'achats de court terme comme 2017, cette courbe montre bien que les prix varient considérablement au cours de l'année. Les données horaires n'étant disponibles que pour 2017, l'AHQ-ARQ ne peut produire les courbes des autres années.*

Ce genre de courbe montre que le signal de prix moyen de 41 \$/MWh ne tient pas la route et constitue probablement, de l'avis de l'AHQ-ARQ, la pire hypothèse que le Distributeur peut retenir. L'AHQ-ARQ n'accepte pas les explications du Distributeur et ses motifs justifiant de s'en tenir à un prix moyen sur l'ensemble de l'hiver.

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de décrire une méthode de détermination et de fournir un signal de coût évité en énergie qui soit variable pour la période d'hiver. Une valeur différente doit être fournie pour chaque tranche d'utilisation de 100 heures et ces valeurs doivent être basées sur les prévisions et les patrons historiques observés. »

(v) « *Selon l'ACEF de Québec, si le Distributeur pondérait les résultats de coûts évités évalués selon différents scénarios de l'évolution de la demande et de la capacité d'importation d'électricité en période de pointe, il pourrait obtenir des signaux de coûts évités plus stables d'une année à l'autre.*

[...]

L'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie invite le Distributeur à explorer la possibilité de tenir compte de la variabilité de ses prévisions de la demande en puissance et en énergie et de sa capacité d'achat d'électricité en période de pointe dans son établissement des coûts évités et de lui rapporter les résultats dans le meilleur délai possible. »

Demandes :

20.1 Veuillez commenter l'affirmation du RNCREQ à l'effet que la différenciation pointe/hors pointe, en faisant appel à la définition des « heures de pointe » utilisées dans le marché de New York (référence (i)), n'aurait peu ou pas de pertinence pour le Distributeur puisqu'il n'existerait pas de réelle corrélation entre ce facteur de différenciation et les heures de fort prix pour le Distributeur (référence (ii)).

- 20.2 Veuillez démontrer, à partir de données historiques, que la méthode de différenciation préconisée par le Distributeur est en cohérence avec son profil des achats hivers/hors hiver.
- 20.3 Veuillez élaborer sur l'utilisation d'une période de 6 h à 22 h, tous les jours ouvrables, pour les heures de pointes et dans quelle mesure le choix de cette période est appropriée dans la détermination des coûts évités.
- 20.4 Tel qu'illustré en références (iii) et (iv), l'AHQ-ARQ et le RNCREQ proposent une structure de coût évité en énergie basée notamment sur les heures de plus grande charge (de fine pointe). Compte tenu de leurs démonstrations respectives de l'écart du coût moyen des approvisionnements en période de pointe et hors pointe ces dernières années, veuillez élaborer sur la convenance de considérer un signal de coût évité de fourniture en énergie de court terme basé notamment sur le coût des achats sur les marchés de court terme en période de pointe.
- 20.5 Veuillez commenter la proposition de l'ACEFQ de tenir compte de la variabilité des prévisions en énergie et en puissance ainsi que la capacité d'achat d'électricité en période de pointe dans l'établissement des coûts évités (référence (v)).
- 20.6 Puisque les propositions d'options de tarification dynamique du Distributeur impliquent des variations des prix de l'énergie en fonction de courtes périodes, notamment sur une base horaire, veuillez déposer un fichier Excel incluant, dans deux colonnes distinctes, les données horaires suivantes pour les années 2013 à 2016 :
- le volume d'achats d'énergie sur les marchés de court terme (MW/h);
 - le coût total de ces achats d'énergie sur les marchés de court terme.

COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS

21. Référence : Pièce [B-0062](#), p. 19 à 22.

Préambule :

Le Distributeur présente aux tableaux R-6.1-A et R-6.1-B, le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à septembre 2018.

Demande :

21.1 Veuillez déposer la mise à jour des tableaux R-6.1-A et R-6.1-B, avec les données du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période janvier à octobre 2018.

22. Référence : Pièce [B-0062](#), p. 88.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau R-29.2, la prévision de septembre (9 mois réels et 3 mois projetés) du compte de *pass-on* pour l'année 2018.

Demande :

22.1 Veuillez déposer la mise à jour de la prévision sur la base de 10 mois réels et 2 mois projetés.

STRATÉGIE TARIFAIRE

23. Références : (i) Pièce [B-0006](#), p. 8 et p. 9;
 (ii) Pièce [B-0010](#), p. 12;
 (iii) Pièce [B-0045](#), p. 65;
 (iv) Pièce [C-ACEFQ-0007](#), p. 14.

Préambule :

(i)

**TABLEAU 1 :
 REVENUS ADDITIONNELS REQUIS EN 2019 (M\$)¹**

	2018 (reconnu)	2019 (témoin)	Écarts (2019-2018)	Évolution de la demande	Approvision- nement en électricité	Service de transport	Activités de distribution	Impacts climatiques (norme)
Revenus	11 820	12 181	361	350			11	
Coût de service	11 820	12 265	445	85	241	128	27	-35
Achats d'électricité	6 032	6 435	403	85	241			78
Service de transport	2 933	3 060	128			128		
Coûts de distribution et des services à la clientèle	2 856	2 770	-86				27	-113
Revenus additionnels requis	---	84	84	-265	241	128	16	-35
Impact tarifaire	---	---	0,8 %	-2,4 %	2,2 %	1,2 %	0,1 %	-0,3 %

« Impacts climatiques

Les effets financiers liés aux impacts climatiques, reflétés par l'entremise des comptes de pass-on et de nivellement pour aléas climatiques se compensent partiellement en 2019. La réduction des revenus requis s'explique essentiellement par une modification apportée aux normes comptables faisant en sorte que le compte de nivellement pour aléas climatiques doit dorénavant être soldé sur une période maximale de deux ans suivant sa constatation, plutôt que sur cinq ans, comme auparavant. » [nous soulignons]

(ii)

**TABLEAU 2 :
IMPACTS DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE NIVELLEMENT (M\$)**

	Solde prévu au 31/12/2018 ¹	Solde prévu au 31/12/2019	Versé aux revenus requis						Total
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Modalités en vigueur									
Nivellement 2017	(48,3)		(9,7)	(9,7)	(9,7)	(9,7)	(9,7)		(48,3)
Nivellement 2018	(34,2)	(35,5)	-	(7,1)	(7,1)	(7,1)	(7,1)	(7,1)	(35,5)
Intérêts			(2,8)	(2,3)	(1,7)	(1,0)	(0,3)	-	(8,0)
			(12,4)	(19,1)	(18,4)	(17,7)	(17,1)	(7,1)	(91,9)
Modalités proposées									
Nivellement 2017	(48,3)		(48,3)						(48,3)
Nivellement 2018	(34,2)		(17,1)	(17,1)					(34,2)
Intérêts			(0,6)	-					(0,6)
			(66,0)	(17,1)	-	-	-	-	(83,1)
Impacts			(53,6)	2,0	18,4	17,7	17,1	7,1	8,8

¹ Voir la pièce HQD-9, document 2, tableau 2.

(iii)

**TABLEAU B-3 :
CALCUL DES AJUSTEMENTS TARIFAIRES DIFFÉRENCIÉS ET INDICES D'INTERFINANCEMENT**

Catégories de consommateurs	Coût de service (M\$)		Revenus avant hausse (M\$)		Provision réglementaire (M\$)		Ventes (GWh)	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
Domestiques	6 154,8	6 214,9	5 281,2	5 364,5	(14,2)	(9,4)	65 421	66 531
Généraux	3 382,5	3 556,6	4 187,5	4 279,4	(8,4)	(4,1)	50 980	52 467
Tarif G ¹	828,6	860,5	1 001,5	1 016,5	(2,4)	(1,2)	9 837	9 931
Tarif M ²	2 036,1	2 119,6	2 650,4	2 684,5	(4,4)	(2,2)	31 931	32 414
Tarif LG ³	517,8	576,5	535,6	578,5	(1,6)	(0,8)	9 213	10 122
Grands industriels	1 170,3	1 262,6	1 261,9	1 319,3	(0,6)	(0,0)	25 657	26 940
Total	10 707,5	11 034,1	10 730,6	10 963,2	(23,2)	(13,6)	142 058	145 938

Catégories de consommateurs	Écart de coûts			Écart de revenus			Revenu additionnel requis
	Effet volume	Effet prix	Total	Effet volume	Effet prix	Total	
	(I)	(J)	(K)	(L)	(M)	(N)	
Domestiques	104,4	(44,3)	60,2	89,4	(1,3)	88,1	(27,9)
Généraux	89,8	84,3	174,1	102,3	(6,2)	96,1	78,0
Tarif G	7,9	24,0	31,9	9,6	6,5	16,1	15,8
Tarif M	30,8	52,7	83,5	40,0	(3,7)	36,3	47,2
Tarif LG	51,1	7,6	58,7	52,7	(9,0)	43,7	15,0
Grands industriels	58,5	33,7	92,3	63,1	(5,1)	58,0	34,3
Total	252,8	73,8	326,6	254,8	(12,5)	242,2	84,3

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial (tarif L) et rééquilibrage des tarifs généraux			Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts		
	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement
	(P)	(Q)	(R)	(S)	(T)	(U)
Domestiques	0,8%	5 409,8	86,9	-0,5%	5 336,5	85,8
Généraux	0,8%	4 315,5	121,2	1,8%	4 357,4	122,4
Tarif G	0,8%	1 025,1	119,0	1,6%	1 032,3	119,8
Tarif M	0,7%	2 703,9	127,4	1,8%	2 731,7	128,7
Tarif LG ⁴	0,8%	586,6	101,6	2,6%	593,5	102,8
Grands industriels	0,2%	1 322,2	104,6	2,6%	1 353,6	107,1
Total	-	11 047,4	100,0	-	11 047,6	100,0

(iv) « Dans sa preuve, le Distributeur n'a pas justifié sa proposition tarifaire en fonction du maintien de l'interfinancement ni de l'évolution du coût de service.

Au sujet du rapprochement des tarifs avec l'évolution de leurs coûts de service, l'ACEF de Québec rappelle respectueusement qu'il s'agit d'un principe établi et reconnu par la Régie:

« [85] Selon Bonbright, le troisième objectif prioritaire que devrait rechercher toute structure tarifaire est d'être équitable et non discriminatoire. Ceci implique, conformément aux meilleures pratiques tarifaires, que le revenu généré par les tarifs applicables à une catégorie de consommateurs devrait refléter le coût attribuable à sa desserte.

[86] Ce principe s'accompagne d'un corollaire, à savoir que la réglementation devrait favoriser une évolution des tarifs de chaque catégorie de consommateurs qui reflète l'évolution des coûts alloués à chacune de ces catégories. Ainsi, le principe de respect de la vérité des coûts est au coeur du rôle que doit jouer le régulateur lorsqu'il fixe les tarifs. »

Si l'on applique ce principe, tous les tarifs qui ne sont pas « interfinancés » par les autres devraient refléter leurs coûts de service.

Il importe de rappeler que la décision D-2007-12 exige que le Distributeur fasse la preuve, « chaque fois qu'il demande une modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement est en relation causale avec la variation des coûts de desserte de cette catégorie ». [nous soulignons]

Demandes :

- 23.1 Considérant que les impacts climatiques se compensent partiellement au niveau global, tel qu'énoncé au préambule (i), mais qu'ils peuvent varier sensiblement d'une catégorie de consommateurs à l'autre, veuillez estimer l'impact climatique sur les revenus additionnels requis en 2019 pour chacune des catégories de consommateurs. Veuillez expliquer et commenter l'impact climatique sur les ajustements tarifaires différenciés reflétant la variation des coûts.
- 23.2 Considérant les impacts de la modification proposée des modalités de disposition du compte de nivellement présentés au préambule (ii), veuillez déposer une version du Tableau B-3 du préambule (iii) reflétant l'hypothèse du maintien des dispositions actuelles des modalités de disposition du compte de nivellement. Veuillez expliquer et commenter l'impact de la modification proposée, par rapport au maintien des modalités actuelles de disposition du compte de nivellement, sur les ajustements tarifaires différenciés reflétant la variation des coûts de chacune des catégories de consommateurs.
- 23.3 Veuillez présenter les avantages et inconvénients de refléter la variation des coûts de desserte en 2019, en précisant les principaux facteurs qui expliquent les écarts importants dans l'évolution des coûts des différentes catégories de consommateurs, soit entre -0,5 % et 2,6 %.
- 23.4 Veuillez commenter la position de l'ACEFQ présentée au préambule (iv) en précisant comment l'évolution des coûts de service de chacune des catégories devrait être pris en compte, soit sur une base annuelle, pluriannuelle ou autrement.

24. Référence : Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0015](#), p. 6.

Préambule :

« Comme on l'a vu ci-dessus, le fait d'inclure les besoins non fermes du Distributeur pour la détermination de la facture pour ses services de transport a pour conséquence d'augmenter le montant de sa facture de 11,92 M\$ pour l'année 2019.

Les intervenants considèrent que les clients sont victimes d'une double facturation car les revenus requis du Distributeur incluent à la fois la compensation versée aux clients qui participent aux programmes de gestion de la puissance et le montant versé au Transporteur pour un service de transport non ferme.

Les intervenants recommandent à la Régie de statuer que la capacité relative à la Gestion de la puissance est une capacité non ferme qui ne doit pas être incluse dans les besoins de la charge locale pour la détermination du tarif de transport et de la facture de transport du Distributeur.»

Demande :

24.1 Veuillez commenter la position de l'AQCIE-CIFQ présentée au préambule, en précisant la position du Distributeur à l'égard de l'argument d'une double facturation.

25. Références : (i) Pièce [C-UC-0010](#), p. 11;
(ii) Pièce [C-UC-0010](#), p. 8 à p. 10.

Préambule :

(i) *« Le Distributeur propose de poursuivre sa stratégie de rétention au tarif DT en gelant les prix de l'énergie du tarif après une baisse cumulative des prix de l'énergie de 5,2 % depuis 2017 soit des baisses des prix de l'énergie de 2,6 % au 1^{er} avril 2017, de 2,5 % au 1^{er} avril 2018*

Le parc biénergie comptera 109 985 abonnés en 2019 plutôt que les 112 740 de 2018 et les 114 914 de 2017 pour une perte de près de 5 000 clients depuis l'instauration de la stratégie de rétention. Combien de clients auraient quitté le parc sans cette stratégie ? Quelle est la rentabilité de cette stratégie ? On n'en sait rien. Le Distributeur n'apporte aucun fait probant permettant d'apprécier l'efficacité ou la rentabilité de sa stratégie dont les coûts sont assumés uniquement par les clients résidentiels. Rappelons que l'indice d'interfinancement du tarif DT est de 76,4 pour l'année témoin 2019 alors qu'il est de plus de 88 % pour l'ensemble de la clientèle. UC s'interroge grandement sur l'équité de la situation. »

(ii) *« La Figure 3 présente la distribution des économies réelles sur la facture par rapport au tarif D des clients au tarif DT selon les conditions climatiques réelles de 2017. Près de 12 % des clients font des gains inférieurs à 100 \$. Alors qu'on peut supposer a priori qu'il coûte plus cher*

de chauffer au combustible plutôt qu'à l'électricité pendant les heures de pointe, coûts qui ne sont pas pris en compte dans cette comparaison de facture d'électricité, un gain de 100 \$ ne permet même pas de couvrir les frais d'entretien supplémentaire d'un système biénergie par rapport à un système à air chaud tout électrique.

Il est difficilement admissible que des clients soient ainsi pénalisés, d'autant plus qu'il est difficile pour un client d'évaluer les pertes ou gains monétaires de fonctionner en mode biénergie ou d'être facturé au tarif DT plutôt qu'au tarif D. C'est pourquoi UC souhaite que le Distributeur continue d'être proactif en repérant les cas problématiques au tarif DT. Elle recommande donc à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il entreprenne une activité de prévention et d'information similaire à celle de 2015 auprès des clients qui continuent de perdre de l'argent au tarif DT.

Cette activité pourrait se limiter à une lettre du Distributeur aux clients leur expliquant qu'il constate la possibilité d'un problème avec le système biénergie ou avec le tarif et incluant une série solutions possibles via une foire aux questions.

[...]

En revanche, une biénergie télécommandée pourrait être avantageuse pour les clients actuellement désavantagés par le tarif DT. UC invite la Régie à exiger du Distributeur qu'il étudie un scénario où une option de biénergie interruptible était offerte de façon ciblée aux clients défavorisés par le tarif DT. »

Demandes :

- 25.1 Veuillez élaborer et justifier la nécessité de poursuivre la bonification du tarif DT, considérant les observations de l'UC au préambule (i), en précisant l'objectif de bonification visée par le Distributeur.
- 25.2 Veuillez élaborer sur la faisabilité, les mérites et les inconvénients de la suggestion d'UC au préambule (ii), soit d'offrir une option de biénergie télécommandée ciblant prioritairement les clients défavorisés par le tarif DT.
- 25.3 Veuillez élaborer sur la possibilité que cette clientèle particulière puisse tirer un meilleur profit de la biénergie en adhérant à une option de biénergie télécommandée avec une option de tarification dynamique.