RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-3980-2016

Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS No 1 DE L'ACEF DE QUÉBEC

À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

27 septembre 2016

NIVEAU DE HAUSSE TARIFAIRE ET
L'INTERFINANCEMENT EN FAVEUR DES CONSOMMATEURS DOMESTIQUES

Question no 1
Références :

(i) Pièce B-0012 (HQD-1, document 4), page 5, tableau 1;
(ii) Pièce B-0016 (HQD-3, document 3), page 6, tableau 1;
(iii) Pièce B-0047 (HQD-12, document 3), tableau 8B;
(iv) Pièce C-ACEFQ-0002, paragraphe 9.4 (Demande d'intervention de l'ACEF de Québec).

Préambule :

La référence (i) présente les revenus additionnels requis et la hausse tarifaire de 1,6% demandée par le Distributeur.

La référence (ii) indique que la hausse tarifaire demandée inclut un coût additionnel de 116,7 M$ qui est dû à la demande du Distributeur de modifier le principe en vigueur de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques.

La référence (iii) présente les ajustements tarifaires et les indices d'interfinancement pour 2017 qui reflètent, entre autres, les impacts de la modification du principe réglementaire mentionnée ci-dessus.

À la référence (iv), l'ACEF de Québec démontre que si la Régie maintient le principe actuel de disposition du compte de nivellement, la hausse tarifaire ne sera qu'environ 0,5% en 2017-2018.

Demandes :

1.1 Veuillez fournir le tableau 1 de la référence (i) et le tableau 8B de la référence (iii) calculés selon le principe de disposition du compte de nivellement en vigueur (principe approuvé par la Régie).

1.2 Veuillez fournir une ventilation des coûts de 2017 reliés à la disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques pour les catégories Domestiques, Généraux, Tarif G, Tarif M, Tarif LG, et Grands Industriels respectivement pour les cas Avec et Sans Modification du principe de disposition du compte de nivellement.

Question no 2
Référence :

(i) Pièce B-0047 (HQD-12, document 3), tableau 8B.

Préambule

(i) Le Distributeur indique à la référence (i) que l'ajustement tarifaire selon la variation des coûts pour le secteur Domestique sera de 4,9% et son indice d'interfinancement sera de 86,6%. Pour les Grands Industriels, l'ajustement selon la même hypothèse impliquera une baisse tarifaire de -5,2% et leur indice d'interfinancement sera de 106,8.

Demandes :

2.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne propose pas l'ajustement tarifaire selon la variation des coûts pour l'année tarifaire 2017-2018.

2.2 Veuillez préciser la position du Distributeur relative au maintien de l'interfinancement en faveur des consommateurs domestiques dans le présent contexte.

2.3 Veuillez fournir l'historique le plus long possible des indices d'interfinancement pour les catégories de consommateurs montrées à la référence (i), soit les catégories Domestiques, Généraux, Tarif G, Tarif M, Tarif LG, et Grands Industriels.

MODIFICATION DU PRINCIPE RÉGLEMENTAIRE DE DISPOSITION DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES
(PIÈCE B-0016, HQD-3, DOCUMENT 3, PAGE 5)

Question no 3
Références :
(i) Décision D-2006-34, page 20;
(ii) Pièce B-0002, paragraphe 35.
Préambule :
(i) « La Régie opte pour une protection contre les risques associés aux aléas climatiques des revenus de <u>transport</u> et de distribution. Le nivellement des aléas reliés à la température est justifié par le fait que ceux-ci sont entièrement hors du contrôle du Distributeur et qu'ils doivent se compenser au fil des ans ». (nos soulignés)
(ii) « 35. Le dossier intègre un coût de transport de 2 917 M$ présenté à la pièce HQD-7, document 1. ».
Demandes :
3.1 Veuillez confirmer que le coût de transport chargé au Distributeur [référence (ii)] est basé uniquement sur sa demande en puissance estimée à la température normale, sans tenir compte des aléas climatiques. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

3.2 Veuillez indiquer si le Transporteur a un mécanisme pour protéger ses revenus contre les aléas climatiques. Veuillez expliquer.

3.3 Si la réponse à la question précédente est affirmative, veuillez indiquer ses impacts sur les coûts du Distributeur et sur sa proposition de modification du principe de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques.

3.4 Veuillez confirmer qu'au fil des ans, les impacts des aléas climatiques sur les revenus requis du Distributeur se compensent tel que noté par la Régie dans sa décision D-2006-34 [référence (i)].

3.5 Si la réponse à la question précédente est négative, veuillez indiquer les mesures prises et envisagées par le Distributeur pour protéger ses revenus contre les aléas climatiques.

Question no 4
Référence :
(i) Pièce B-0016, page 6.
Préambule :
(i) Le Distributeur affirme à la référence (i) que sa demande de modification du principe réglementaire de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques : *« s'inscrit dans une perspective pluriannuelle de stabilité tarifaire consistant à limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation sur la période du Plan Stratégique 2016-2020 ».*
Demandes :
4.1 Veuillez fournir un aperçu des hausses tarifaires prévues ou estimées pour chacune des années de la *période 2016-2020* du *Plan Stratégique*. Veuillez fournir des explications pertinentes.

4.2 Veuillez préciser si le Distributeur serait en mesure de « *limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation sur la période du Plan Stratégique 2016-2020 »* indépendamment de la décision de la Régie relative à la demande du Distributeur de modifier le principe de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques. Veuillez expliquer.

Question no 5
Référence :
(i) Pièce B-0016, tableau A-1, page 15.
Préambule :
(i) La référence (i) indique les montants des soldes du compte de nivellement au 31 décembre 2014 pour chacune des années de la période 2009-2016.
Demande :
5.1 Veuillez fournir les montants <u>avant l'amortissement</u> chargés au compte de nivellement pour chacune des années de la période 2009-2016.

5.2 Veuillez fournir un ordre de grandeur de la variation des revenus du Distributeur associée à celle d'un écart-type de la température retenue par le Distributeur pour sa prévision des ventes dans les prochaines années.

Question no 6
Référence :
(i) Pièce B-0016, tableau 1, page 6.
Préambule :
(i) La référence (i) indique un rendement sur le solde hors base de 3,3 M$ selon les modalités de disposition en vigueur.
Demande :
6.1 Veuillez confirmer que la modification proposée par le Distributeur permettrait à la clientèle du Distributeur d'économiser 3,3 M$ sur les frais d'intérêts associés aux aléas climatiques des années 2009-2016.

MISE À JOUR DES REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ
(PIÈCE B-0016, HQD-3, DOCUMENT 3, PAGES 7 À 9)

Question no 7
Référence :
(i) Pièce B-0016, page 9, ligne 3.
Préambule :
(i) **« 3.2. Modalités**
Les conditions et modalités de la proposition de mise à jour des revenus nets des achats et de ses impacts sur le niveau de la hausse tarifaire sont les suivantes :
Les paramètres mis à jour seront les revenus des ventes et les coûts des achats d'électricité prévus pour l'année 2017. Les données seront rafraîchies sur la base des nouvelles informations connues en **novembre 2016**.
Plus spécifiquement, les données de l'année 2017 seront mises à jour sur la base de 10 mois réels et 2 mois projetés de l'année 2016.
Étant donné la disponibilité des données, la mise à jour sera déposée, comme celles effectuées par le passé, **au début des audiences du dossier tarifaire**. » (nos soulignés)

Demandes :
7.1 Veuillez fournir les données suivantes calculées selon les informations disponibles (8 mois réels et 4 mois projetés) :
- Les ventes réelles et estimées pour 2016 et 2017 par catégories de consommateurs selon le format du tableau 5 de la pièce B-0018, HQD-4, document 2, page 12 ;
- Les revenus réels et estimés pour 2016 et 2017 par catégories tarifaires selon le format du tableau 6 de la pièce B-0018, HQD-4, document 2, page 13.

7.2 Veuillez fournir la mise à jour du tableau 1 de la pièce B-0012, HQD-1, document 4, page 5, (« Revenus additionnels requis et Hausse tarifaire demandée au 1er avril 2017 »), correspondant aux données de ventes et de revenus disponibles.

7.3 Sur la base des informations disponibles et des prévisions du Distributeur, veuillez indiquer, sans nécessairement fournir de données chiffrées, si les coûts des achats d'électricité de 2016 et de 2017, les revenus requis de 2017 et les hausses tarifaires seraient à la hausse ou à la baisse par rapport à ceux présentés dans la demande du Distributeur en date du 28 juillet 2016.

Question no 8
Référence :
(i) Pièce B-0016, HQD-3, document 3, page 8 (Modifications aux principes réglementaires).
Préambule :
(i) « Les changements de comportement de la clientèle résidentielle en cause sont, de **façon plus précise**, un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne sur les thermostats et une consommation unitaire plus faible qu'anticipée pour les nouveaux abonnements. » (nos soulignés)

Demandes :

8.1 Veuillez indiquer comment le Distributeur a pu identifier *« une baisse de la température de consigne sur les thermostats »* chez sa clientèle.

8.2 Veuillez fournir un ordre de grandeur de la baisse de la température de consigne sur les thermostats et de ses impacts sur les ventes d'électricité.

8.3 Veuillez fournir la consommation unitaire des nouveaux abonnements anticipée avant et après les changements de comportements mentionnés par le Distributeur à la référence (i).

8.4 Veuillez expliquer les raisons de la baisse de la consommation unitaire chez les nouveaux abonnements.

8.5 Veuillez déposer tous les documents et rapports pertinents pour appuyer l'affirmation du Distributeur à la référence (i).

8.6 Veuillez indiquer si les changements de comportements mentionnés à la référence (i) auront ou non des impacts durables et significatifs sur la demande en énergie et en puissance du secteur résidentiel.

PROPOSITION DE CRÉATION D'UN COMPTE D'ÉCARTS DES REVENUS NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ (PIÈCE B-0016, HQD-3, DOCUMENT 3, PAGE 9)

Question no 9

Références :

(i) Décision D-2016-033 (Dossier R-3933-2015), page 97, paragraphe 353;

(ii) Pièce B-0016, page 10, lignes 1 à 11.

Préambule :

(i) « [353] La Régie présente ci-après un tableau de l'historique des revenus des ventes nets des achats et constate que le Distributeur a réalisé des excédents à son avantage pendant cinq années consécutives. Ces excédents totalisent 271,3 M$ de 2010 à 2014. »

(ii) Le Distributeur constate des écarts de revenus nets des achats de -83 M$ et de -76 M$ à son désavantage respectivement pour 2015 et 2016.

Demandes :

9.1 De 2010 à 2014, le Distributeur a réalisé 271,3 M$ de revenus nets à son avantage selon une évaluation de la Régie [référence (i)]. De 2015 à 2016, le Distributeur accuse une diminution de 159 M$ (=83+76) de revenus nets [référence (ii)]. Veuillez confirmer que de 2010 à 2016, le Distributeur réaliserait des excédents de revenus de 112,3 M$ (271,3-159) à son avantage.

9.2 Veuillez commenter sur l'opportunité de tenir compte des excédents de revenus nets de 2010 à 2016 ou pour une période plus longue dans la création éventuelle d'un compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité.

9.3 Veuillez indiquer si les écarts de revenus nets des achats s'annuleraient au fil des ans. Veuillez expliquer.

Question no 10
Références :

(i) Décision D-2016-033 (Dossier R-3933-2015), page 100, paragraphe 364;
(ii) Pièce B-0016, HQD-3, document 3, page 10, ligne 12.

Préambule :

(i) « [364] D'autre part, la Régie reconnaît également que peu d'années se sont écoulées depuis la révision de la méthode de prévision des revenus unitaires par tarif. Elle ne juge donc pas opportun de tirer des conclusions des écarts constatés en 2013 et 2014. »
(ii) « Les écarts de revenus nets des achats résultant de ces changements sont significatifs, tels que l'illustrent les exemples des années 2015 et 2016. »

Demande :
10.1 Considérant l'opinion de la Régie exprimée à la référence (i), veuillez expliquer pourquoi le Distributeur juge opportun maintenant de demander la création d'un compte d'écart des revenus nets des achats, compte tenu des exemples des années 2015 et 2016.

Question no 11
Références :

(i) Décision D-2016-033 (Dossier R-3933-2015), page 99, paragraphe 359;
(ii) Pièce B-0016, HQD-3, document 3, page 10, ligne 12.

Préambule :

(i) « [359] Pour les différentes catégories de consommateurs, le Distributeur présente au tableau suivant les coefficients de détermination de ses modèles de prévision de revenus unitaires. Un coefficient de détermination est une mesure de la qualité du modèle, soit la proportion de la variation totale des revenus unitaires expliquée par la variation des variables explicatives retenues. Le Distributeur note que ses coefficients de détermination sont très élevés et varient entre 85,3 % et 99,7 %. »

TABLEAU 15
COEFFICIENT DE DÉTERMINATION DES MODÈLES DE REVENUS UNITAIRES

Catégories de consommateurs	R-carré
D et DM	98,2%
DT	93,4%
G	99,7%
G-9	98,4%
M	98,9%
LG (1)	
LG commercial et institutionnel	93,5%
LG réseaux municipaux	92,4%
L (1)	
L pâtes et papiers	93,9%
L pétrole et chimie	91,7%
L sidérurgie, fonte et affinage	89,8%
L mines	85,3%
L divers	90,7%

(1) les revenus prévus aux tarifs LG et L sont obtenus à l'aide des modèles par clientèles ou secteurs industriels.

Source : Pièce B-0099, p. 20.

(ii) « Les écarts de revenus nets des achats résultant de ces changements sont significatifs, tels que l'illustrent les exemples des années 2015 et 2016. »

Demande :
11.1 Veuillez expliquer pourquoi malgré le fait que les coefficients de détermination sont très élevés, les écarts de revenus nets des achats sont significatifs en 2015 et 2016.

Question no 12
Référence :
(i) Décision D-2016-033 (Dossier R-3933-2015), page 101, paragraphe 365.
Préambule :
(i) « … une sous ou surestimation des revenus unitaires par tarif a un impact important sur les revenus des ventes nets des achats du Distributeur. «
Demande :
12.1 Veuillez décrire en détail les travaux réalisés et envisagés par le Distributeur pour améliorer la performance de ses prévisions des revenus unitaires par tarif. Veuillez indiquer les échéances des travaux.

Question no 13
Référence :
(i) Pièce B-0016, HQD-3, document 3, page 10.
Préambule :
(i) « Dans le contexte des changements majeurs affectant la prévision de la demande, les risques que doit supporter le Distributeur face aux revenus nets des achats ne sont plus de même nature. »

Demandes :

13.1 Veuillez indiquer de la façon la plus précise possible les risques que doit supporter le Distributeur face aux revenus nets des achats et leurs natures.

13.2 Veuillez expliquer pourquoi les changements majeurs affectant la prévision de la demande en énergie modifient la nature des risques du Distributeur.

Question no 14

Références :

(i) Décision D-2006-34 (dossier R-3579-2005), page 19;

(ii) Décision D-2016-033 (dossier R-3933-2015), page 100.

Préambule :

(i) « Selon le Distributeur, les aléas de la demande sont réputés faire partie de son risque d'affaires. »

(ii)

> [361] La FCEI réitère sa recommandation de mettre en place un compte d'écarts sur les revenus des ventes nets des achats « […] [afin] *d'éviter que les clients soient pénalisés par des excédents de revenus futurs nets des achats pour 2016 et les années subséquentes* »[227]. L'intervenante ajoute que les bénéfices d'un tel compte seraient multiples, considérant le cadre tarifaire actuel, notamment celui de réduire le risque d'affaires du Distributeur et « *conduire à un taux de rendement sur l'équité plus faible dans le futur au bénéfice des clients* »[228].

Demandes :

14.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur demande la création d'un compte d'écart des revenus nets des achats dans le présent dossier, alors qu'il affirme en 2005 que les impacts des aléas de la demande font partie de son risque d'affaires [référence (i)].

14.2 Veuillez commenter sur l'opportunité de réviser à la baisse le rendement sur l'équité telle qu'évoquait la FCEI [référence (ii)] dans le cas où la Régie accepte la création d'un compte d'écart des revenus nets des achats.

STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES
(PIÈCE B-0052, HQD-14, DOCUMENT 2, PAGES 13 – 48)

Question no 15

Référence :

(i) Pièce B-0052, page 14, ligne 3.

Préambule :

(i) « Ainsi, il est proposé que le tarif D soit désormais réservé aux clients dont la puissance maximale appelée est **<u>inférieure à 65 kW</u>** et que le tarif DP soit réservé aux clients dont la puissance maximale appelée est égale ou supérieure à 50 kW. » (nos soulignés)

Demandes :

15.1 Veuillez expliquer les raisons de réserver l'accès au tarif D aux clients dont la puissance maximale appelée est inférieure à 65 kW [référence (i)].

15.2 Veuillez préciser comment le Distributeur a déterminé le seuil de 65 kW.

15.3 Veuillez indiquer comment le Distributeur vérifiera le respect de la puissance maximale de 65 kW chez les clients résidentiels au tarif D compte tenu que la majorité de leurs compteurs n'ont pas d'indicateur de puissance consommée.

Question no 16
Références :

(i) Pièce B-0052, page 14, ligne 14;
(ii) Décision D-2016-033 (R-3933-2015), page 244, par. 939;
(iii) Décision D-2016-033 (R-3933-2015), page 244, par. 940.

Préambule :

(i) « Il est proposé de fixer à terme le montant minimal de la facture à 20 $ par mois pour l'alimentation en monophasé afin qu'en absence de consommation ou d'une consommation très faible, le client contribue à <u>un minimum</u> de frais associés à son alimentation. » (nos soulignés)
(ii) « [939] La redevance couvrait 55 % des coûts d'abonnement en 2015 et 61 % en moyenne de 2008 à 2015 ».
(iii) « [940] Le Distributeur estime que la facture minimale pourrait être fixée à un montant permettant de récupérer la totalité des coûts d'abonnement, soit aux environs de 22,28 $ par mois. »

Demandes :

16.1 Veuillez fournir une mise à jour des coûts d'abonnement et préciser leurs composantes (services à la clientèle, compteurs, branchements, etc.).

16.2 Veuillez indiquer si le coût du compteur est inclus ou non dans les coûts d'abonnement établis par le Distributeur.

16.3 Veuillez confirmer que la facture minimale proposée de 20 $ par mois est inférieure à la totalité des coûts d'abonnement [22,28$ selon la référence (iii) – avant la mise à jour demandée par nous].

16.4 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne vise pas une facture minimale correspondant à la totalité des coûts d'abonnement.

Question no 17
Références :

(i) Pièce B-0052, page 9, tableau 2 (« Tarifs domestiques proposés pour 2017 »);

(ii) Pièce B-0052, page 12, tableau 4 (« Impacts de la hausse proposée sur la facture de la clientèle domestique »);
(iii) Pièce B-0052, page 23, ligne 8.

Préambule :

(i) Le Distributeur propose pour 2017, de fixer la redevance d'abonnement à 37,68 ¢/jour et le montant mensuel minimal à 13,80 $ [tableau 2, référence (i)]. Il propose également de fixer le seuil de la première tranche d'énergie à 32 kWh par jour en 2017, et de hausser les prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie à 3,7% et 3,9% respectivement.

(ii) Au tableau 4 [référence (ii)], le Distributeur présente les impacts de la hausse proposée sur la facture de la clientèle domestique selon le scénario de hausse du seuil de la première tranche à 32 kWh par jour.

(iii) « Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur propose, <u>pour le présent dossier tarifaire</u>, d'amorcer l'implantation des mesures au tarif D en les compensant par une <u>hausse uniforme des prix d'énergie</u>, plutôt que par une hausse deux fois plus en 2e tranche élevée qu'en 1re tranche. » (nos soulignés)

Demandes :

17.1 Veuillez confirmer que l'introduction d'une facture mensuelle minimale peut se faire sans éliminer complètement la redevance d'abonnement (coexistence de la redevance mensuelle et de la facture minimale).

17.2 Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé le montant de facture minimale de 13,80 $ en 2017.

17.3 Veuillez expliquer les avantages et les inconvénients respectifs des deux options suivantes :

- Introduction d'une facture minimale en éliminant à terme (après quelques années) la redevance d'abonnement telle que proposée par le Distributeur à la pièce B-0052, page 14, ligne 9;
- Introduction d'une facture minimale sans éliminer la redevance d'abonnement pendant une période plus longue que celle proposée par le Distributeur.

Question no 18

Référence :

(i) Pièce B-0052, page 9, tableau 2 (« Tarifs domestiques proposés pour 2017 »);

Demandes :

18.1 Veuillez fournir une estimation des revenus <u>supplémentaires</u> qui seraient obtenus en 2017-2018 grâce à l'introduction de la facture minimale de 13,80$ par mois en 2017 (tableau 2, référence [i]). Veuillez expliquer votre estimation.

18.2 Veuillez expliquer comment les revenus supplémentaires mentionnés à la question précédente ont été répartis entre les deux tranches d'énergie du tarif D pour 2017-2018 (tableau 2, référence [i]).

Question no 19
Référence :

(i) Pièce B-0052, page 9, tableau 2 (« Tarifs domestiques proposés pour 2017 »);

Demandes :

19.1 Veuillez indiquer les modalités d'application de la facturation mensuelle minimale envisagées par le Distributeur compte tenu de la période de facturation de deux mois.

19.2 Veuillez indiquer comment le Distributeur entend informer ses clients de l'introduction de la facture minimale et de l'augmentation du seuil de la première tranche d'énergie des tarifs domestiques D et DM.

Question no 20
Références :

(i) Pièce B-0052, page 9, tableau 2 (« Tarifs domestiques proposés pour 2017 »);
(ii) Pièce B-0052, page 12, tableau 4 (« Impacts de la hausse proposée sur la facture de la clientèle domestique »).

Demandes :

20.1 Afin de permettre à la Régie et aux intervenants d'évaluer l'opportunité d'augmenter le seuil de la première tranche à plus de 32 kWh par jour en 2017-2018, veuillez fournir les tableaux 2 et 4 calculés pour les seuils de 35 et de 40 kWh par jour respectivement.

Veuillez effectuer vos calculs et simulations de telle sorte qu'on puisse isoler le maximum possible les impacts d'une augmentation du seuil de la première tranche sur différents segments de la clientèle, notamment les MFR. À cet effet, serait-il peut-être approprié de maintenir les mêmes hypothèses relatives à la redevance (37,68 ¢/jour selon le tableau 2) et à la facture mensuelle minimale (voir le tableau 2, colonne « Tarifs 2017 ») que celles retenues par le Distributeur pour sa demande de hausse tarifaire.

20.2 Pour chacune des catégories de clients montrés au tableau 4 [référence (ii)], veuillez fournir les données suivantes :

a) La consommation moyenne (en kWh) par jour pour chacun des 12 mois d'une année;
b) Les consommations types mensuelles présentes dans la première et la deuxième tranche d'énergie respectivement;
c) Le nombre de clients;
d) La puissance maximale (en kW).

Question no 21
Références :

(i) Pièce B-0052, page 9, tableau 2 (« Tarifs domestiques proposés pour 2017 »);
(ii) Pièce B-0021, page 13, tableaux A-1 (« Coût évité par usages – Clients au tarif D »).

Préambule :

Au tableau 2 [référence (i)], le Distributeur indique que le prix de la deuxième tranche d'énergie sera de 9,02 ¢/kWh en 2017-2018 dans le cas où la Régie accepte la proposition du Distributeur (hausse de 1,6% du tarif D et hausse uniforme des prix des deux tranches).

À la référence (ii), le Distributeur présente le coût évité par usages (chauffage de l'eau, chauffage des locaux, et tous les usages) correspondant à chacune des années de la période 2017-2026.

Demandes :

21.1 Veuillez comparer le prix de la deuxième tranche d'énergie indiqué à la référence (i) avec le coût évité du chauffage électrique présenté à la référence (ii) en fournissant des explications et des références appropriées.

21.2 Veuillez préciser la valeur du coût évité utilisé et l'année où ce coût s'applique dans votre réponse à la question précédente.

Question no 22
Références :

(i) D-2016-033 (R-3933-2015), paragraphe 939;
(ii) Pièce B-0052, page 18, ligne 11.

Préambule :

(i) « L'implantation d'une facture minimale relèverait donc de la recherche d'une plus grande équité pour l'ensemble des clients, selon le Distributeur :
« *En effet, certains clients supportent actuellement les coûts d'autres clients dont la consommation est insuffisante pour couvrir les coûts associés à leur abonnement* » «;
(ii) « atteindre en 4 ans une facture minimale de 20 $ par mois pour l'alimentation en monophasé et en 8 ans celle de 60 $ par mois pour l'alimentation en triphasé pour en étaler l'impact plus important ; »

Demandes :

22.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur se propose de prendre de 4 à 8 ans pour corriger une situation qu'il considère lui-même comme « inéquitable » pour certains clients [référence (i)].

22.2 Veuillez fournir une estimation du nombre de clients par segment de clientèle (propriétaires TAE, non-TAE, MFR, clients agricoles, etc.) qui seraient affectés par l'introduction d'une facture minimale.

22.3 Veuillez fournir une estimation des montants supplémentaires (en sus de la redevance d'abonnement) que le Distributeur récupérera à terme chez chacun des segments de clientèle grâce à l'introduction d'une facture minimale.

22.4 Veuillez commenter sur l'opportunité de réduire de moitié la période d'implantation d'une facture minimale, soit 2 ans pour l'alimentation en monophasé et 4 ans pour l'alimentation en triphasé.

Question no 23
Référence :
(i) Pièce B-0052, page 15, note de bas de page no 12.
Préambule :
(i) « Revenus de la facture minimale de 118 M$ moins les revenus de 516 M$ de la redevance. »
Demande :
23.1 Veuillez fournir le détail des calculs des montants de 118 M$ et de 516 M$ indiqués par le Distributeur à la référence (i). Veuillez expliquer votre méthode de calculs.

Question no 24
Références :
(i) Pièce B-0052, page 15, tableau 6;
(ii) Pièce B-0052, page 15, lignes 1 à 5.
Préambule :
(i) Tableau 6 :

TABLEAU 6 :
STRUCTURE CIBLE PROPOSÉE POUR LE TARIF D
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1ER AVRIL 2016

	Prix		Écart
	actuel	cible	
Tarif D			
Redevance (¢/jour)	40,64	0	-40,64
Seuil de la 1re tranche d'énergie (kWh/jour)	30	40	10
Prix de l'énergie - 1re tranche (¢/kWh)	5,71	6,29	10%
Prix de l'énergie - 2e tranche (¢/kWh)	8,68	10,45	20%
Prime de puissance - hiver ($/kW)	6,21	s.o.	-
Prime de puissance - été ($/kW)	3,78	s.o.	-
Montant mensuel minimal - monophasé ($/mois)	s.o.	20,00	20,00
Montant mensuel minimal - triphasé ($/mois)	s.o.	60,00	60,00

(ii) « Le remplacement de la redevance par une facture minimale, compensé par une hausse des prix d'énergie, constitue une réallocation des revenus d'environ 400 M$ de la composante fixe du tarif vers les composantes en énergie. En incluant la hausse du seuil de la 1re tranche, l'ensemble des modifications ont pour effet d'accroître la progressivité du tarif D, la hausse plus rapide du prix de la 2e tranche accentuant d'autant plus cet effet. » (nos soulignés)

Demandes :

24.1 Veuillez indiquer comment le montant associé à la redevance d'abonnement a été réparti entre les prix des deux tranches d'énergie du tarif D au tableau 6 [référence (i)].

24.2 Veuillez commenter sur l'opportunité d'attribuer le montant de 400 M$ mentionné à la référence (ii) aux prix de l'énergie des deux tranches, sans la contrainte d'augmenter deux fois plus le prix de la 2ème tranche que celui de la première.

Question no 25
Référence :

(i) Pièce B-0052, page 13, ligne 1 à 16;
(ii) Pièce B-0052, page 20, lignes 10 à 15;
(iii) Pièce B-0052, page 15, tableau 6.

Préambule

(i) « À la lumière des travaux réalisés en séances de travail au printemps 2015 et des commentaires formulés par les intervenants, le Distributeur a présenté les orientations qu'il privilégiait concernant la stratégie relative aux tarifs domestiques dans le cadre de la demande tarifaire 2016-20177. Dans sa décision D-2016-033, la Régie s'est prononcée sur un certain nombre d'orientations qui ont guidé le Distributeur dans l'élaboration de sa proposition de révision des tarifs domestiques dont l'implantation débute le 1er avril 2017.
Ainsi, la Régie a accepté l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance d'abonnement actuelle et la hausse du seuil de la 1re tranche d'énergie à 40 kWh par jour. En outre, la Régie demande que les modifications apportées à la structure du tarif D soient compensées par une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2e tranche d'énergie que celui de la 1re tranche.
La Régie a également accepté la création d'un nouveau tarif qui sera applicable aux grands consommateurs domestiques pour qui la puissance est facturée. Le nouveau tarif DP est un tarif mieux adapté à leur profil de consommation.
Par ailleurs, la Régie a demandé au Distributeur de proposer une **implantation graduelle de ces modifications, afin de préserver la stabilité tarifaire.**
La prochaine section présente la structure cible proposée pour le tarif D, **un plan d'implantation ainsi qu'une proposition de modification du tarif au 1er avril 2017**. » (nos soulignés)

(ii) « Tel qu'illustré au tableau 6, la demande de la Régie de compenser les modifications à la structure du tarif D par une hausse annuelle deux fois plus élevée en 2e tranche qu'en 1re tranche correspondrait, pour générer les mêmes revenus qu'avec la structure tarifaire actuelle, à une **hausse de 20 % du prix de la 2e tranche**. À cette hausse pourraient **s'ajouter 9 années de hausses tarifaires** également récupérées deux fois plus sur le prix de la 2e tranche que sur celui de la 1re tranche. » (nos soulignés)

(iii) Tableau 6 : « Structure Cible proposée pour le tarif D » - Hausse de 20% du prix de l'énergie de la 2ème tranche (de 8,68 ¢/kWh en 2016 à 10,45 ¢/kWh à la fin de la période d'implantation).

Demandes

Selon notre compréhension, l'implantation graduelle des modifications de structure du tarif D demandée par la Régie dans sa décision D-2016-033 vise à préserver la stabilité tarifaire, telle que notée par le Distributeur à la référence (i).

Toujours selon nous, une fois les modifications complétées, c'est-à-dire la structure cible du tarif D atteinte, il ne serait pas nécessaire d'appliquer une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2e tranche d'énergie que celui de la 1re tranche.

Le Distributeur se propose de prendre jusqu'à 9 ans pour compléter les modifications de structure du tarif D [voir référence (ii)].

25.1 Veuillez indiquer si, dans son affirmation à la référence (ii), le Distributeur a compté en trop le nombre d'années de hausses du prix de la deuxième tranche deux fois plus sur celui de la 1re tranche. Veuillez expliquer.

25.2 Veuillez fournir une estimation de la période d'implantation la plus courte d'une facture minimale au tarif D tout en respectant la stabilité tarifaire.

Question no 26

Références :

(i) Pièce B-0052, page 18, lignes 9 à 10;

(ii) Pièce B-0052, page 34, lignes 27 à 31.

Préambule :

(i) « Le déploiement pourrait ainsi se faire comme suit :

- réduire et éliminer la redevance sur une période de 9 ans ; »;

(ii) « D'abord, plutôt que de l'éliminer sur une période de 9 ans comme au tarif D, le Distributeur propose d'accélérer l'élimination de la redevance au tarif DT. Ainsi, en la remplaçant sur une période de 4 ans par une facture minimale au tarif DT, les clients bénéficieront, dès le 1er avril 2017, d'une économie additionnelle annuelle avant effacement de 37 $ pour les 4 prochaines années.".

Demandes :

À la référence (i), le Distributeur propose à la Régie d'éliminer la redevance sur une période de 9 ans pour le tarif D.

À la référence (ii), il propose d'accélérer l'élimination de la redevance sur 4 ans pour le tarif DT, plutôt que sur une période de 9 ans comme au tarif D. Le Distributeur y affirme qu'en ce faisant, la clientèle au tarif DT réalisera des économies additionnelles.

26.1 Veuillez fournir une estimation de la période d'implantation la plus courte de l'élimination de la redevance pour donner à la clientèle au tarif D des avantages supplémentaires tout en ayant la stabilité tarifaire.

26.2 Veuillez indiquer les avantages et les inconvénients d'une accélération de la période de l'élimination de la redevance au tarif D plutôt que sur une période de 9 ans.

Question no 27

Références :

(i) Pièce B-0052, page 20, ligne 26;

(ii) Pièce B-0052, page 21, ligne 6;

(iii) Pièce B-0052, page 23, ligne 8.

Préambule :

(i) « Comme l'illustre la figure 5, le coût d'énergie du chauffage des locaux au gaz naturel pour tous les cas types est actuellement plus faible que celui du chauffage électrique pour un système électrique à air chaud. Le même constat prévaut en ce qui concerne la facture énergétique pour l'ensemble des usages. »

(ii) « Le Distributeur est préoccupé par la perception négative de la clientèle domestique relativement à une position concurrentielle défavorable de l'électricité par rapport au gaz naturel ainsi que par son effet à long terme sur les décisions des consommateurs. Le fait d'augmenter de façon plus importante le prix de la 2e tranche amplifierait cette perception négative. Malgré que des facteurs comme la perception du produit, la disponibilité du réseau gazier et la volatilité des prix des combustibles militent en faveur du chauffage électrique, des hausses plus importantes et répétées du prix de la 2e tranche au tarif D pourraient à terme avoir raison de ces facteurs. »

(iii) « Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur propose, <u>pour le présent dossier tarifaire</u>, d'amorcer l'implantation des mesures au tarif D en les compensant par une hausse uniforme des prix d'énergie, plutôt que par une hausse deux fois plus en 2e tranche élevée qu'en 1re tranche. » (nos soulignés)

Demandes :

27.1 Veuillez indiquer comment le Distributeur conciliera dans les prochaines années l'objectif d'aligner le prix de la deuxième tranche d'énergie sur les coûts évités et sa préoccupation relative aux hausses plus importantes et répétées du prix de la 2e tranche au tarif D mentionnée à la référence (ii).

27.2 Veuillez indiquer les mesures prises et envisagées par le Distributeur pour maintenir et améliorer la position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz naturel.

Question no 28

Références :

(i) Pièce B-0052, page 19, lignes 1 à 2;

(ii) Dossier R-3972-2016, pièce A-0001.

Préambule :

(i) « hausser le seuil de la 1re tranche d'énergie de 2 kWh par jour annuellement pendant 5 ans pour atteindre 40 kWh par jour ; »;

(ii) « Le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles (le ministre) a donné à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 42 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi), le mandat de proposer des solutions tarifaires qui s'inspirent des meilleures pratiques des autres États et territoires et qui visent, notamment, une simplification des options offertes aux clients. Cet avis devra notamment prendre en compte la détérioration constatée dans la capacité des ménages à faible revenu à payer à temps leurs factures d'électricité. »

Demandes :

28.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur propose à la Régie d'étaler sur 5 ans l'augmentation du seuil de la première tranche d'énergie dans le contexte où, déjà en 2014, le gouvernement du Québec a demandé que les tarifs tiennent compte, entre autres, de la situation des MFR [décret 814-2014 mentionné par le Distributeur à la pièce B-0056, page 5] et où tout récemment, le gouvernement demande à la Régie de lui proposer des solutions tarifaires qui prennent en compte notamment *« la détérioration constatée dans la capacité des ménages à faible revenu à payer à temps leurs factures d'électricité »* [référence (ii)].

28.2 Veuillez évaluer les impacts de ce rythme d'implantation – relativement lent, selon nous - sur la facture d'électricité des MFR.

28.3 Veuillez indiquer le montant (en dollars) qu'un client type MFR économisera en 2017-2018 grâce à l'augmentation du seuil de la première tranche d'énergie de 30 kWh par jour à 32 kWh par jour.

28.4 Veuillez commenter sur l'opportunité d'accélérer le rythme d'implantation, par exemple sur 2 ans en raison de 5 kWh par an.

28.5 Veuillez fournir une estimation des prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie du tarif D, de la facture d'électricité d'un client MFR si le seuil de la première tranche est fixé à 35 et 40 kWh par jour respectivement en 2017, plutôt qu'à 32 kWh par jour.

PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE (PIÈCE B-0018, HQD-4, DOCUMENT 2)

Question no 29

Référence :

(i) Pièce B-0018, page 11.

Préambule :

(i) « Aux tarifs D et DM, l'écart de -2 179 GWh découle essentiellement de la diminution de la consommation unitaire des clients résidentiels observée en 2015. Les principaux éléments de changement de comportement de la clientèle sont un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats

pour le chauffage des locaux électriques et une consommation unitaire plus faible qu'anticipé pour les nouveaux abonnements. Ces éléments technico-économiques ont été intégrés au modèle de prévision du secteur résidentiel et agricole.»

Demandes :

29.1 Veuillez décrire comment chacun des « éléments technico-économiques » mentionnés à la référence (i) ont été intégrés au modèle de prévision de la demande du Distributeur.

29.2 Veuillez indiquer si l'intégration effectuée par le Distributeur améliorera la précision et la performance de la prévision de la demande du Distributeur. Si oui, de quelle façon?

29.3 Veuillez préciser si cette intégration améliorera le coefficient de détermination du modèle de prévision de la demande du Distributeur.

29.4 Compte tenu de la réalisation de l'intégration de ces « éléments technico-économiques » au modèle de prévision, doit-on s'attendre aux changements significatifs de la prévision de la demande au secteur résidentiel lors de la mise à jour prévue pour le début de l'audience?

29.5 Veuillez indiquer si le Distributeur fait appel aux experts externes pour améliorer la performance de sa prévision de la demande en énergie et en puissance.

Question no 30

Référence :

(i) Pièce B-0018, page 11.

Préambule :

(i) « Au tarif DT, l'écart négatif de 114 GWh est essentiellement attribuable à une diminution plus importante que prévu du nombre d'abonnements. »

Demande :

30.1 Veuillez indiquer comment le Distributeur entend améliorer la prévision du nombre d'abonnements au tarif DT.

Question no 31

Référence :

(i) Pièce B-0018, page 14.

Préambule :

(i) « Les besoins en énergie pour l'année 2016 sont inférieurs de 2,8 TWh à ceux acceptés dans la décision D-2016-0338. Cette diminution s'explique principalement par celle des ventes prévues et du taux de pertes.

La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision en énergie par usages. Sous des conditions climatiques normales, le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2016-2017 atteindront 37 630 MW, soit une baisse de 81 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2015-2016. Cet écart découle d'une baisse prévue des ventes industrielles entre les mois de janvier 2016 et 2017, partiellement compensée par une croissance des besoins en puissance

pour les secteurs résidentiel et agricole, de même que commercial et institutionnel. Par ailleurs, la pointe de l'hiver 2015-2016, survenue le 15 février, a été **inférieure de 803 MW** à celle annoncée dans le dossier R-3933-2015, et ce, en raison des températures plus chaudes que la normale de l'hiver 2015-20169 (-554 MW) et des ventes plus faibles que prévu **(-249 MW)**." (nos soulignés)

Demandes :

31.1 Veuillez indiquer les mesures envisagées par le Distributeur pour améliorer la précision et la performance de sa prévision de la demande en puissance à la pointe d'hiver.

31.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a discuté avec le Transporteur des moyens pour utiliser des prévisions plus précises de la demande en puissance à la pointe d'hiver dans la détermination de la facture de transport de la charge locale. Dans l'affirmative, veuillez les préciser. Dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

Question no 32

Référence :

(i) Pièce B-0018, page 15, tableau 7.

Préambule :

(i) Le Distributeur indique à la référence (i) que les besoins en puissance à la pointe seront de 37 630 MW pour l'année témoin projetée (hiver 2016-2017).

Demande :

32.1 Veuillez confirmer que le Distributeur a transmis au Transporteur sa prévision de besoins en puissance à la pointe de 37 630 MW mentionnée à la référence (i) pour calculer la facture de transport de la charge locale de 2017. Veuillez expliquer.

Question no 33

Références :

(i) Pièce B-0018, page 15, tableau 7;

(ii) Pièce B-0052, page 50, lignes 19 à 21 (Section 5.2 Tarif de développement économique).

Préambule :

(i) Le Distributeur prévoit à la référence (i) que ses besoins en puissance à la pointe seront de 37 711 MW et de 37 630 MW respectivement pour l'année de base et l'année témoin projetée;

(ii) « À ce jour, le Distributeur a conclu des ententes avec neuf clients, principalement des centres de données, pour lesquels le tarif (de développement économique) pourrait s'appliquer dans certains cas dès la fin 2016 ».

Demandes :

33.1 Si certains clients au tarif de développement économique consomment de la puissance dès 2016, est-ce que la facture de transport du Distributeur en 2016 sera modifiée par rapport à celle retenue par la Régie pour déterminer la hausse tarifaire de 2016-2017? Veuillez expliquer.

33.2 Veuillez indiquer si la valeur de 37 630 MW pour l'année témoin projetée inclut ou non le besoin en puissance en 2017 des clients au tarif de développement. Dans l'affirmative, veuillez quantifier leur besoin en puissance en MW ou kW. Dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

Question no 34
Référence :
(i) Pièce B-0018, page 16.
Préambule :
(iii) « Pour 2015, l'écart atteint 2 TWh, principalement en raison des changements de comportement de la clientèle invoqués à la section 1.4. »
Demande :
34.1 Veuillez expliquer de la façon la plus précise possible comment le modèle de régression linéaire utilisé par le Distributeur pour sa prévision de la demande peut refléter des changements récents de comportements de la clientèle invoqués à la référence (i), considérant que la régression est basée sur les données historiques.

Question no 35
Référence :
(i) Pièce B-0018, page 28, tableau B-2.
Préambule :
Hydro-Québec retient une croissance du PIB de 1,6% en 2017, bien inférieure à la moyenne du consensus de 1,9%.
Demande :
35.1 Veuillez expliquer pourquoi Hydro-Québec prévoit une croissance du PIB en 2017 plus faible que celles prévues par les autres entreprises et organismes (Conference Board of Canada, IHS Global Insight, Mouvement Desjardins, etc.).

COÛTS ÉVITÉS
(PIÈCE B-0021, HQD-4, DOCUMENT 4)

Question no 36
Références :
(i) Pièce B-0021, page 5;
(ii) Pièce B-0052, tableau 10, HQD-14, document 2, page 51.
Préambule :
(i) « 1.1.1. Signal de coût évité de l'énergie
Le bilan offre - demande en énergie du Distributeur présente d'importants surplus.
Pour la période d'hiver, le signal de coût évité reflète le coût des achats sur les marchés de court terme alors que pour la période d'été, il correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

- 2017 à 2026 inclusivement :
  le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,3 ¢/kWh ($ 2016), indexé à l'inflation ;

le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh ($ 2016), indexé à l'inflation. »

(ii) Simulation de la neutralité du tarif de développement économique.

Demandes :

36.1 Veuillez fournir le plus récent bilan offre-demande en énergie et les quantités de surplus pour la période 2016-2026.

36.2 Veuillez démontrer que les coûts évités en énergie proposés à la référence (i) reflètent bien l'état des surplus en énergie du Distributeur de 2016 à 2026.

36.3 Veuillez déposer tous les rapports ou évaluations pertinents pour appuyer l'affirmation du Distributeur à la référence (i).

36.4 Veuillez expliquer pourquoi les coûts évités en énergie utilisés pour la simulation de la neutralité du tarif de développement économique [référence (ii)] sont nuls en hiver de 2017 et de 2018, alors que la référence (i) indique qu'ils sont de 6,3 ¢/kWh de 2017 à 2026.

Question no 37

Références :

(i) Pièce B-0021, page 5, lignes 14 à 17;

(ii) Pièce B-0021, page 5, lignes 18 à 23.

Préambule :

(i) « Pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018, le signal de coût évité est de 20 $/kW-hiver ($ 2016, indexé à l'inflation);
À compter de l'hiver 2018-2019, le signal de coût évité est de 108 $/kW-an ($ 2016, indexé à l'inflation). » (nos soulignés)

(ii) « Dans sa décision D-2016-0331, la Régie fixait le signal de prix à 53 $/kW-hiver à compter de l'hiver 2018-2019. Toutefois, le Distributeur réitère respectueusement sa proposition d'établir le signal de coût évité selon l'approche proposée dans le cadre du dossier R-3933-2015. Le Distributeur rappelle en effet que la valorisation d'un nouvel équipement en dehors de la période d'hiver n'est plus possible dans le contexte actuel, rendant ainsi irréaliste l'hypothèse d'un équipement dédié à 50 % aux besoins du Québec. »

Demandes :

37.1 Veuillez expliquer pourquoi, pour l'hiver 2018-2019, le coût évité de la puissance ne pourrait pas être basé sur le coût d'achat sur les marchés de court terme, comme pour 2017-2018.

37.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a entrepris ou non des pourparlers avec le Producteur et avec autres intéressés pour partager les frais associés à l'acquisition éventuelle de la puissance à long terme, pour éviter d'avoir à revendre lui-même de la puissance sur les marchés étrangers en été.

Question no 38
Référence :

(i) Pièce B-0052 (HQD-14, document 2, page 50).

Préambule :

(i) « Le tableau 10 présente la simulation de la neutralité du tarif de développement économique. Outre le coût à la marge qui est évalué sur la base des **coûts évités de l'énergie et de la puissance du présent dossier,** les hypothèses ainsi que la méthodologie explicitée lors du dossier tarifaire R-3905-2014 sont reconduites. » (nos soulignés)

TABLEAU 10 :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ (¢/KWH)

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,2	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,3	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,0	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	3,0	0,0	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,0	0,1	1,3	4,4	0,2	4,6	(0,6)	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,1	0,2	1,3	4,7	0,2	4,9	(0,8)	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE + transition	3,1	0,3	1,4	4,8	0,2	5,0	(0,7)	4,3	-15,0%	5,0
2022	TDE + transition	3,2	0,3	1,4	4,9	0,2	5,1	(0,6)	4,6	-10,0%	5,1
2023	TDE + transition	3,3	0,4	1,4	5,1	0,2	5,3	(0,4)	4,9	-5,0%	5,1
Annuité *5,248%*		**3,0**	**0,2**	**0,8**	**4,0**	**0,2**	**4,2**	**(0,1)**	**4,1**	**-17,2%**	**5,0**

Demandes :

Le Distributeur affirme à la référence (i) qu'il utilise les coûts évités de la puissance proposés dans le présent dossier pour établir la neutralité du tarif de développement économique (tableau 10, colonne « Puis. »).

On y constate un saut important du coût à la marge de la puissance, de 0,2 ¢/kWh en 2018 à 1,3 ¢/kWh en 2019.

À l'horizon de 2023, le coût à la marge de la puissance représente 27% (1,4/5,1=27%) du coût de fourniture du tarif de développement économique.

38.1 Veuillez fournir le plus récent bilan offre-demande en puissance du Distributeur pour la période 2015-2023.

38.2 Veuillez fournir, pour chacune des années de la période 2015 à 2023, les coûts de la puissance (en $/kW), les puissances (en kW ou MW) du tarif de développement économique utilisés par le Distributeur pour établir les coûts à la marge de la puissance présentés au tableau 10.

38.3 Veuillez expliquer pourquoi le coût de la composante fourniture en puissance du tarif de développement économique doit être basé sur l'hypothèse d'une utilisation exclusive en hiver d'une

turbine-à-gaz par le Distributeur (tel que l'indique la pièce B-0021, page 5) au lieu d'un partage potentiel avec d'autres intéressés ou de l'achat sur les marchés.

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ
(PIÈCE B-0024, HQD-6, DOCUMENT 1)

Question no 39
Références :

(i) Pièce B-0024 (HQD-6, document 1), page 5;
(ii) Dossier R-3933-2015, pièce B-0077, page 3.

Préambule :

(i) « Il s'agit d'une diminution de 6,6 M$ par rapport au coût présenté dans le dossier tarifaire 2016-2017. Cette diminution s'explique par le retrait des coûts reliés à l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe en vertu de l'entente conclue avec TCE à cet effet et, ensuite, par la décision rendue par la Régie dans le dossier R-3953-2015. »
(ii) La référence (ii), soumis par le Distributeur au dossier R-3933-2015, indique un coût de 8,75 M$ pour l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe (7/12 de 15 M$ en 2016).

Demandes :

39.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur peut retirer le coût associé à l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe alors qu'il s'agît d'un coût fixe – indépendant de l'utilisation réelle de la centrale- en vertu de l'entente conclue avec TCE.

39.2 Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé le montant de retrait de 6,6 M$ mentionné à la référence (i) et le comparer au montant de 8,75 M$ soumis dans le dossier R-3933-2015.

Question no 40
Référence :

(i) Pièce B-0024, page 7.

Préambule :

(i) « aucune quantité d'énergie rappelée (Conventions d'énergie différée), car le Distributeur continue à privilégier une approche prudente et raisonnable dans la gestion des conventions, en évaluant année après année sa **capacité** à rappeler l'énergie, en fonction des rappels déjà octroyés et de sa marge de manœuvre, notamment dans des scénarios de demande plus faible; » (nos soulignés)

Demandes :

40.1 Veuillez démontrer la capacité du Distributeur à rendre à zéro le solde du compte d'énergie différée en 2027 dans les cas de demande en énergie moyenne et de demande en énergie plus faible respectivement.

40.2 Veuillez démontrer que la stratégie de ne pas rappeler l'énergie en 2016 et 2017 minimise les coûts d'approvisionnements à court et long terme.

Question no 41
Références :
(i) Pièce B-0024, page 7, lignes 11 à 13;
(ii) Pièce B-0024, page 10, tableau 5;

Préambule :
(i) « inclusion des paramètres du contrat de service d'intégration éolienne découlant de l'appel d'offres A/O 2015-02 tels qu'ils ont été approuvés par la Régie dans sa décision D-2016-095 ;"
(ii) Le tableau 5 indique une contribution en puissance des éoliennes de 1 319 MW pour l'hiver 2016-2017 (année témoin). Le Distributeur y précise :
« Contribution basée sur les paramètres du nouveau service d'intégration éolienne avec garantie de puissance de 40 % en hiver. »

Demande :
41.1 Veuillez fournir les puissances installées totales des éoliennes et leurs contributions à la pointe en 2016 et en 2017.

Question no 42
Références :
(i) Pièce B-0024, page 6, tableau 3;
(ii) Pièce B-0024, page 10, tableau 5.

Préambule :
La référence (i) indique des besoins en puissance postpatrimoniaux de 3 645 MW pour l'hiver 2016-2017.
La référence (ii) montre des approvisionnements postpatrimoniaux de 3 731 MW incluant 850 MW d'option d'électricité interruptible et 90 MW de nouvelles interventions en GDP (Gestion de la demande en puissance).
Les moyens seraient donc plus élevés que les besoins (situation de surplus de puissance), selon notre compréhension des données présentées par le Distributeur.

Demandes :
42.1 Veuillez décrire les mesures qui seront prises par le Distributeur pour minimiser les coûts d'approvisionnements si les besoins en puissance sont inférieurs aux approvisionnements contractés pour l'hiver 2016-2017.

42.2 Veuillez fournir le bilan offre-demande en puissance de 2015-2016 et de 2016-2017. Veuillez préciser les sources d'approvisionnements postpatrimoniaux selon le même format que celui de la référence (ii) [tableau 5].

STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU (MFR)
(PIÈCE B-0027, HQD-8, DOCUMENT 1, PAGES 11 À 16)

Question no 43
Références :
(i) Pièce B-0027, page 12, ligne 5;
(ii) Pièce B-0027, page 12, tableau 5-A.
Préambule :
(i) « En 2015, 95 437 ententes de paiement destinées aux clients à faible revenu ont été conclues»;
(ii)

TABLEAU 5-A :
ÉVOLUTION DU SOUTIEN FINANCIER POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU

Ententes de paiement - Ententes personnalisées et radiations	Années historiques					2016		Année témoin
	2011	2012	2013	2014	2015	D-2016-033	Année de base	2017
Nombre d'ententes personnalisées	9 956	14 785	19 232	37 408	44 218	53 500	48 000	51 000
an -2	3 491	4 420	9 956	14 785	19 232	37 408	37 408	44 218
an -1	4 420	9 956	14 785	19 232	37 408	48 000	44 218	48 000
Nombre de radiations (A)	1 432	5 213	7 824	10 536	16 427	23 442	19 437	21 090
Radiation moyenne ($) (B)	1 870	1 682	1 865	1 960	1 824	1 812	1 808	1 812
Radiations totales (M$) (A*B)	2,7	8,8	14,6	20,7	29,9	42,5	35,1	38,2

Demande :
La référence (i) indique qu'en 2015, 95 437 ententes de paiement destinées aux clients à faible revenu ont été conclues. Le tableau 5-A indique qu'en 2015 le nombre d'ententes personnalisées est de 44 218.

43.1 Veuillez confirmer que le nombre des ententes destinées aux clients MFR autres que les « ententes personnalisées » en 2015 est de 51 219 (95 437 moins 44 218), représentant 53,7% du nombre total des ententes de paiement. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez fournir des explications pertinentes.

Question no 44
Référence :
(i) Pièce B-0027, page 12.
Préambule :
(i) « Comparativement à l'année 2014, le Distributeur observe un léger recul de 4 % en 2015 des ententes destinées aux clients à faible revenu qui s'explique par une stabilisation de la demande des clients pour ce type d'entente. »
Demande :
44.1 Veuillez indiquer s'il existe ou non un critère de performance du Distributeur en matière de soutien et d'aide à la clientèle MFR.

Question no 45
Références :
(i) Pièce B-0027, page 13, ligne 1;
(ii) Pièce B-0027, page 14, ligne 1.
Préambule :
(i) « Compte tenu de l'évolution du nombre d'ententes de paiement personnalisées, les coûts pour l'année de base totalisent 41,3 M$ comparativement aux coûts reconnus de 50,7 M$.
**Pour 2017, les coûts sont évalués à 44,9 M$**, incluant un soutien financier de 38,2 M$ et des coûts d'opération de 6,7 M$. » (nous soulignons)

(ii) « Ainsi, **le coût** pour le Distributeur des mesures dont bénéficient les clients MFR en **2017 s'élève à 29,6 M$,** soit 15,6 M$ auquel s'ajoute le rabais sur ventes de 14,0 M$.» (nous soulignons)
Demandes :
45.1 Veuillez expliquer la différence entre les coûts de 44,9 M$ et de 29,6 M$ mentionnés respectivement aux références (i) et (ii).

45.2 Veuillez préciser lequel des deux « coûts » reflète le mieux le soutien financier réel du Distributeur aux clients MFR. Veuillez expliquer.

SUIVI DES MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU
(PIÈCE B-0056, HQD-15, DOCUMENT 1)

Question no 46
Référence :
(i) Pièce B-0056, pages 5 à 7.

Préambule
(i) La référence (i) fait le suivi des mesures visant à soutenir les MFR dont certaines ont été proposées en 2014 suite au décret 814-2014 du gouvernement du Québec (pièce B-0056, page 5, ligne 1).
Demandes :
46.1 Si les projets-pilote et les tests prévus sont concluants, veuillez fournir un aperçu des étapes à franchir et leurs dates de réalisation pour chacune des mesures suivantes :
- Entente plus généreuse pour clients à très faible revenu (pièce B-0056, paragraphe 3.1, page 6);
- Effacement graduel de la dette (pièce B-0056, paragraphe 3.2, page 6);
- Mise en place d'un centre d'accompagnement (pièce B-0056, paragraphe 5, page 7).

46.2 Veuillez préciser les actions qui seront critiques à la réalisation de chacune de ces mesures ainsi que les actions qui permettraient de raccourcir leur délai de réalisation.

APPROCHE GLOBALE DE RECOUVREMENT
(PIÈCE B-0027, HQD-8, DOCUMENT 1, ANNEXE E, PAGES 35 À 41)

Question no 47
Références :

(ii) Pièce B-0027, page 38;
(iii) Pièce B-0027, page 40.

Préambule :

(i) « Le Distributeur a structuré, dans l'approche globale en recouvrement, l'ensemble des initiatives offertes aux clients. Cette approche globale vise à offrir des solutions au client tout au long de sa relation contractuelle avec le Distributeur. **Avant même un retard de paiement,** des **solutions de nature préventive** sont proposées afin d'éviter aux clients l'accumulation de factures en retard et des frais d'administration. » (nos soulignés)

(ii) « Par ces informations, le Distributeur cherche à aider le client à choisir le mode de facturation le plus adapté à sa capacité de payer et **à identifier de façon précoce** les clients qui pourraient éprouver des difficultés de paiement. » (nos soulignés)

Demandes :

47.1 Veuillez indiquer les actions envisagées par le Distributeur pour proposer des solutions de nature préventive auprès des clients qui seront identifiés comme pouvant éprouver des difficultés de paiement.

47.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a étudié ou non les meilleures pratiques en matière de recouvrement. Dans l'affirmative, veuillez déposer tous les documents pertinents et comparer l'approche globale proposée par le Distributeur avec ces pratiques. Dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

47.3 Si la Régie approuve l'approche globale proposée par le Distributeur, veuillez fournir son plan d'implantation en indiquant les dates d'échéance de différentes étapes.

Question no 48
Référence :

(i) Pièce B-0027, page 41.

Préambule :

(i) « Le Distributeur souhaite maintenant bonifier cette offre en donnant la possibilité au client de modifier les montants et les dates de paiements de l'entente sur le Web. Pour **les prochaines années**, le Distributeur veut faire connaître, à plus grande échelle, les avantages et la facilité d'utilisation de ce service Web.
C'est en ce sens qu'il entend élargir cette offre aux ententes optimales d'une durée maximale de 6 mois en libre-service. Pour ce nouveau type d'entente disponible sur le

Web en libre service, le client aura, comme pour les ententes simples, la possibilité de modifier les dates de paiement à l'intérieur du terme de l'entente.

Afin d'optimiser le taux de respect des ententes en libre-service, les possibilités de s'inscrire à un avis de rappel par courriel seront élargies. Le client pourra ainsi recevoir un rappel par courriel 48 heures avant la date d'échéance d'un versement de l'entente conclue.

Enfin, grâce aux possibilités qu'offre l'*Espace client,* le client pourra suivre l'évolution de son entente." (nous soulignons)

Demandes :

48.1 Veuillez fournir le plan de réalisation et les échéances respectives des actions décrites à la référence (i).

48.2 Veuillez indiquer si le Distributeur planifie ou non des actions destinées aux clients qui ont de la difficulté à utiliser l'Internet. Veuillez expliquer.