DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 5 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À HYDRO-QUÉBEC (LE DISTRIBUTEUR) SUR LA DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2017-2018

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

1. Référence : Pièce B-0089, p. 35 et 36, Tableaux R-11.3 et R-11.4.

Préambule :

En réponse à une demande de l'UPA, le Distributeur présente les délais réels et annoncés au client pour chacun des onze types de raccordement compris dans l'indicateur Taux de respect de la date de livraison pour les demandes à intervenants multiples.

Demandes :

1.1 Veuillez présenter, sous forme de tableau, le nombre de demandes de raccordements traitées pour chacun des onze types de raccordement listés dans les tableaux et pour chacune des années indiquées.

1.2 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur conserve les mêmes délais annoncés aux clients depuis 2014 alors que les délais réels diminuent.

1.3 Veuillez présenter les mesures mises de l'avant par le Distributeur en vue de réduire les délais annoncés aux clients.

2. Références : (i) Pièce B-0013, p. 34;
(ii) Pièce B-0108, p. 9.

Préambule :

(i) « ***Taux d'abandon téléphonique***

Définition : *Taux de clients ayant raccroché alors qu'ils attendaient en file (clients ayant fait leur choix au menu Réponse Vocale Interactive et en attente d'une réponse d'un représentant)* ».

(ii) « *Le Distributeur ne mesure pas de façon spécifique sa performance relativement aux appels téléphoniques interrompus en raison de l'incapacité du système téléphonique à traiter l'ensemble des appels reçus. Cependant, il effectue un suivi mensuel avec le Groupe - Technologies de l'information afin de lui faire part des problèmes techniques qui surviennent sporadiquement au niveau du système téléphonique* ».

Demande :

2.1 Pour la période 2012-2016, en regard du souligné, veuillez préciser la nature et la fréquence des problèmes techniques dont fait mention le Distributeur.

3. Référence : Pièce B-0018, p.10.

Préambule :

En réponse à la question 6.1 de la Régie relativement à la croissance du Délai attente client dans le cas des prolongements en réseau souterrain, le Distributeur répond que la « *variabilité de l'indicateur d'une année à l'autre résulte notamment du faible volume des demandes de promoteurs en réseau souterrain. En effet, certains cas particuliers de prolongement occasionnant des délais plus longs peuvent alors avoir une influence sur le résultat global d'une année donnée* » [nous soulignons]

Demandes :

3.1 Veuillez présenter l'évolution du nombre des demandes de promoteurs en réseau souterrain sur la période 2011-2016.

3.2 En regard du souligné, veuillez présenter les raisons occasionnant des délais plus longs relativement au prolongement en réseau souterrain.

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Récupération des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques

4. Référence : Pièce C-AQCIE-CIFQ-0007, p. 7.

Préambule :

« *L'AQCIE et le CIFQ constatent qu'à partir de l'année 2020 il n'y a pas de différence entre les scénarios et présentent donc le tableau suivant qui reprend les valeurs pour la période 2017-2019 seulement, en ajoutant la hausse tarifaire cumulative sur cette période.*

	Hausses tarifaires prévues			Période 2017-2019	
	2017	2018	2019	Hausse	Écart
Modalités actuelles	0,5%	2,9%	3,1%	6,6%	0,7%
Modalités sous étude par Régie	0,8%	2,4%	3,0%	6,3%	0,4%
Modalités proposées par le Distributeur	1,6%	1,7%	2,5%	5,9%	0,0%

Selon la prévision de hausses tarifaires fournie par le Distributeur, la hausse cumulative résultant des modalités proposées serait la plus faible avec un écart de 0,4% par rapport à la hausse résultant de l'application des modalités sous étude par la Régie et de 0,7% par rapport à la hausse résultant de l'application des modalités actuelles.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, l'ampleur des différences entre les hausses tarifaires prévues selon les trois scénarios demande des explications. En effet, en appliquant l'écart de 0,7% de hausse aux revenus requis de 11 787,4 M$ pour l'année 2017, on obtient une valeur de 82,5 M$, ce qui est beaucoup plus élevé que l'écart de l'impact tarifaire de 6,2 M$ mentionné plus haut et résultant des calculs du Distributeur lui-même ». [nous soulignons]

Demande :

4.1 Veuillez expliquer les écarts de 0,7 % et de 0,4 % entre les hausses tarifaires cumulatives 2017-2019 des modalités proposées par le Distributeur et celles actuelles et sous étude par la Régie.

5. Références : (i) Pièce C-FCEI-0017, p. 5 et 6;
(ii) Dossier R-3933-2015, pièce B-0068, p. 22.

Préambule :

(i) La FCEI indique que :

« *Le Distributeur soutient que sa proposition favorise la stabilité tarifaire. En fait, ce que demande le Distributeur c'est de sacrifier de la stabilité tarifaire aujourd'hui, pour limiter une hypothétique hausse tarifaire supérieure à l'inflation en 2018 et 2019. La notion que la proposition du Distributeur favorise la stabilité tarifaire est donc subjective et très certainement contestable.*

À sa face même, cette proposition accroît de manière certaine et considérable la variation tarifaire de l'année témoin. Pour ce qui est des variations tarifaires de 2018 et 2019, la FCEI soumet les scénarios mis de l'avant par le Distributeur présentent une marge d'erreur considérable. À titre d'exemple, le Distributeur anticipait une hausse de 1,7% pour 2017 au

dernier dossier tarifaire, soit 1,2 % de plus que la hausse de 0,5 % demandée. L'écart sera fort probablement encore plus grand par rapport à la hausse autorisée ». [nous soulignons]

(ii) « *À titre indicatif et sujet aux modifications de certains paramètres ou hypothèses qui pourraient survenir au cours des prochaines années, les hausses tarifaires prévues, selon les modalités de disposition proposées par le Distributeur quant aux soldes 2013, 2014 et 2015 du compte de pass-on et au solde 2015 du compte de nivellement, seraient de 1,9 % en 2016, de 1,7 % en 2017 et de 2,3 % en 2018 puis de l'ordre de 2 % en 2019 et de 1 % pour les années 2020 et 2021* ». [nous soulignons]

Demande :

5.1 Veuillez commenter le fait que le Distributeur anticipait une hausse tarifaire de 1,7 % en 2017 au dernier dossier tarifaire, soit 1,2 % de plus que la hausse de 0,5 % au présent dossier tarifaire selon les modalités actuelles.

6. Références : (i) Pièce C-ACEFQ-0009, p. 38 et 39;
(ii) Pièce B-0072, p. 17 et 18;
(iii) Pièce B-0083, p. 9.

Préambule :

(i) L'ACEFQ mentionne que :

« *Il faut noter que le Distributeur n'a fourni aucun renseignement permettant à la Régie et aux intervenants d'apprécier la plausibilité de ses prévisions de hausses tarifaires de la période 2017-2022.*
[…]
Sur un autre plan, nous recommandons respectueusement à la Régie de demander au Distributeur de lui soumettre dans chaque dossier tarifaire une estimation de l'évolution de ses coûts sur un horizon de 5 ans pour faciliter l'étude prospective de la stabilité tarifaire ».

(ii) et (iii) À partir de ces données, la Régie a préparé le tableau suivant :

Hausses tarifaires 2017-2022

	Modalités de dispositions en vigueur	Proposition du Distributeur	Scénario sous étude Régie	Scénario OC
2017	0,5%	1,6%	0,8%	1,2%
2018	2,9%	1,7%	2,4%	2,0%
2019	3,1%	2,5%	3,0%	2,7%
2020	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
2021	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
2022	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%

Demandes :

6.1 Veuillez commenter sur la plausibilité des hausses tarifaires 2018-2022 fournies par le Distributeur pour chacun des scénarios, plus particulièrement 2018 et 2019 (référence (ii)).

6.2 Veuillez commenter la recommandation de l'ACEFQ, soit de « *soumettre dans chaque dossier tarifaire une estimation de l'évolution de ses coûts sur un horizon de 5 ans pour faciliter l'étude prospective de la stabilité tarifaire* » (référence (i)).

7. Référence : Pièce B-0042, p. 27.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau A-1, le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à avril 2016.

Demande :

7.1 Veuillez déposer le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à septembre 2016, selon le même détail que le tableau A-1.

PRÉVISION DE LA DEMANDE

8. Références : (i) Pièce B-0072, p. 32-33;
(ii) Pièce B-0108, p. 42;
(iii) Pièce B-0108, p. 42;
(iv) Pièce B-0072, p. 33;
(v) Pièce B-0108, p. 43.

Préambule :

(i) Réponse du Distributeur à la question 13.1 :

« *En lien avec l'écart de prévision constaté en 2015, le Distributeur a réalisé en 2016 un sondage au sujet de l'utilisation de l'électricité au cours de la période 2013 à 2015. Ce dernier a permis de valider la nature des changements de comportement de la clientèle résidentielle au cours de cette période.*

À la question « Depuis l'automne 2013, de façon générale, avez-vous modifié la température moyenne à laquelle vous maintenez le chauffage de votre résidence ? », 19 % des clients sondés ont répondu par l'affirmative et pour un changement à la baisse. Ces clients ont modifié en moyenne leur température de consigne de -2,6°C, et ce, majoritairement afin de contrôler les coûts par une réduction de leur consommation d'énergie. De plus, 96 % de ces clients prévoient conserver ces températures de consigne réduites au cours des prochaines années. […] ».

(ii) Réponse du Distributeur à la question 23.1 :

« […] *L'abaissement de température de consigne mesuré par le sondage découle d'une volonté des clients de contrôler leurs coûts d'énergie, notamment en réaction aux hivers froids de 2013-2014 et 2014-2015. L'incidence de la température sur la facture d'électricité et le comportement des clients face à cet impact, de surcroît sur une si courte période, ne peuvent être comparés à des économies d'énergie issues de programmes ou aides financières du Distributeur, par exemple sur le plan de leur pérennité* ». [nous soulignons]

(iii) Réponse du Distributeur à la question 23.2 :

« *À court terme, soit pour l'année témoin, seuls des changements sur les grands usages (chauffage des locaux, chauffage de l'eau, éclairage et climatisation) peuvent amener un écart de prévision significatif* ».

(iv) Réponse du Distributeur à la question 13.1 :

« *Pour ce qui est de la consommation unitaire des nouveaux abonnements, le Distributeur a analysé les données de consommation des nouveaux clients résidentiels depuis 2008 afin de les comparer à celles du parc moyen actuel. L'analyse démontre que depuis 2013, la consommation*

unitaire d'un nouvel abonnement (environ 14 000 kWh, à conditions climatiques normales) est nettement inférieure à celle d'un abonnement existant moyen (environ 18 000 kWh) ou même à celle d'un nouvel abonnement sur la période 2008 à 2012 (environ 17 000 kWh). Deux éléments importants contribuent à ce phénomène. D'une part, la répartition des mises en chantiers entre les maisons et les appartements a basculé au courant des dernières années. En 2008, 48 % des nouvelles habitations résidentielles étaient de type appartement, alors que cette proportion a atteint 64 % en 2015. Cet inversement de tendance a un effet direct sur la consommation unitaire des nouveaux abonnements ».

(v) « *Le Distributeur estime que la moitié des écarts de prévision dus à la baisse de la consommation unitaire des nouveaux abonnements serait attribuable au changement de la proportion des appartements sur le total des nouvelles habitations entre 2008 et 2015* […] ».

Demandes :

8.1 Veuillez préciser à quelle fréquence le Distributeur procède-t-il à des sondages sur l'utilisation de l'électricité auprès de la clientèle résidentielle (référence (i)).

8.2 Veuillez déposer le rapport complet du sondage réalisé par le Distributeur (référence (i)).

8.3 Dans l'éventualité où les conditions météorologiques pour l'année témoin 2017 se rapprocheraient des valeurs normales, veuillez élaborer sur les risques que la clientèle résidentielle réajuste à la hausse la température de consigne de leurs thermostats (références (ii) et (iii)). De même, veuillez élaborer sur les moyens à la disposition du Distributeur afin de pallier cet aléa de la demande.

8.4 Veuillez élaborer sur l'envergure des risques liés aux « *changements sur les grands usages* » (référence (iii)) et les moyens à la disposition du Distributeur afin de suivre de près les changements de comportements et éviter des écarts prévisionnels significatifs pour l'année témoin.

8.5 Veuillez élaborer sur les moyens à la disposition du Distributeur afin d'améliorer le niveau de précision des variables explicatives utilisées dans la prévision du nombre de nouveaux abonnements et de leur consommation mensuelle unitaire (références (iv) et (v)).

8.6 Veuillez expliquer la méthode utilisée par le Distributeur afin de déterminer la variable de consommation mensuelle unitaire qui servira pour la modélisation de la prévision des ventes résidentielles et commerciales pour l'année témoin.

COÛTS ÉVITÉS

9. Références : (i) Pièce B-0021, p. 5 et 6;
(ii) Dossier R-3986-2016, Pièce B-0006, p. 19.

Préambule :

(i) « *À partir de l'hiver 2018-2019, le signal de coût évité reflète le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.*

- *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*) » [nous soulignons]

(ii) Tableau 7 – Bilan en puissance

Demande :

9.1 Considérant le tableau à la référence (ii), veuillez présenter les raisons pour lesquelles le Distributeur fixe la période de long terme pour les coûts évités en puissance à compter de 2018-2019.

CHARGES D'EXPLOITATION
Inspection et retraitement des poteaux

10. Références : (i) Pièce B-0027, p. 9;
(ii) Dossier R-3933-2015, B-0075, p. 31 et 32 ;
(iii) Dossier R-3933-2015, B-0099, p. 42;
(iv) Dossier R-3933-2015, A-0041, p. 106 et 107.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 3 les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers. Parmi ces activités, on retrouve le programme d'inspection et retraitement des poteaux au montant de 12,7 M$ pour l'année témoin 2017.

(ii) « *La Régie a préparé le tableau suivant qui présente l'évolution des coûts du programme d'inspection et retraitement des poteaux :*

Évolution des coûts d'inspection et retraitement des poteaux

(en M$)	*Année témoin (autorisé et ajusté)*	*Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)*	*Année historique (réel)*	*Différence (réel-autorisé)*	
2009	3,3	3,3	3,3	0,0	0,0
2010	7,5	7,5	6,9	(0,6)	(8,0 %)
2011	12,0	12,0	9,4	(2,6)	(21,7 %)
2012	16,0	12,0	11,4	(4,6)	(28,8 %)
2013	14,8	14,8	11,1	(3,7)	(25,0 %)
2014	14,7	13,8	10,7	(4,0)	(27,2 %)
2015	13,8	13,9		(0,1)	-0,7%
2016	15,1				

Sources: Pièce B-0026, p. 10, tableau 3; tableaux équivalents des dossiers tarifaires précédents.

Demandes :

17.1 La Régie constate une surestimation annuelle d'environ 25 % entre les montants réels et autorisés des prévisions des coûts d'inspection et retraitement des poteaux entre 2011 et 2014, avec un écart moyen de 3,7 M$. Veuillez expliquer et justifier ».

(iii) « *Par contre, pour l'année 2015, le Distributeur a dépassé la cible fixée de 180 000 poteaux puisqu'il a inspecté 183 438 poteaux au 31 octobre. Pour 2016, le Distributeur maintient sa cible de 193 000 poteaux afin de rattraper le retard des dernières années. Également, à partir de 2015, l'échantillonnage touche en plus grande partie le milieu rural, où les poteaux sont plus vieux et nécessitent plus souvent une inspection complète* ».

(iv) « *En matière de coût, on prévoit toujours être à soixante-dix dollars (70 $) le coût moyen, le prix moyen pour les inspections de poteau est autour de soixante-dix dollars (70 $) encore. On n'a pas reçu... on a terminé, monsieur Sayegh pourra vous le dire, on a terminé le programme d'inspection cette année.* […] *On est encore en mode provision comptable pour évaluer le coût moyen unitaire, mais on pense être tout proche du soixante-dix dollars (70 $) de coût moyen unitaire pour l'année deux mille quinze (2015)* ».

Dans le dossier tarifaire 2016-2017, la Régie avait documenté la surestimation annuelle d'environ 25 % des montants autorisés par rapport aux montants demandés par le Distributeur pour la période allant de 2011 à 2014 (référence (ii)).

La Régie a préparé le tableau suivant qui présente l'évolution du programme d'inspection et retraitement des poteaux pour la période allant de 2011 à 2015 :

R-3980-2016				
Évolution des coûts d'inspection et retraitement des poteaux				
	Montants (M$)		Écart, réel - autorisé	
	Réel	Autorisé	M$	%
2017	12,7 (AT)			
2016	12,7 (AB)	15,1	-2,4	-15,9%
2015	10,9	13,8	-2,9	-21,0%
2014	10,7	14,7	-4,0	-27,2%
2013	11,1	14,8	-3,7	-25,0%
2012	11,4	16,0	-4,6	-28,8%
2011	9,4	12,0	-2,6	-21,7%
Moyenne, 2011 à 2015:			-3,6	-24,7%

Demande :

10.1 Malgré les explications et les assurances du Distributeur (références (iii) et (iv)), la Régie constate le même biais dans les prévisions du Distributeur, cette fois de -2,9 M$ (-21 %) en 2015. La surestimation moyenne pour la période de 2011 à 2015 est de tout près de 25 %. Veuillez expliquer et justifier.

SALAIRES ET EFFECTIFS

11. Référence : Pièce B-0108, p. 17.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur commente l'écart entre les augmentations salariales prévues par le Distributeur de 3,6 % et celles prévues pour le marché de 2,8 % pour l'année 2017. Il indique que :

« *L'augmentation salariale de 3,6 % prévue pour 2017 est une moyenne pondérée en fonction de la masse salariale de chaque groupe d'emplois (syndiqués et non syndiqués confondus) chez Hydro-Québec.*
[…]
Enfin, le déplafonnement des maximums des échelles salariales du personnel ingénieur a également un effet sur le pourcentage d'augmentation salariale prévu pour 2017 ».

Demandes :

11.1 Qu'entendez-vous par le « *déplafonnement des maximums des échelles salariales du personnel ingénieur* ». Veuillez fournir des exemples.

11.2 Veuillez quantifier l'effet sur le pourcentage d'augmentation salariale prévu pour 2017 du déplafonnement des maximums des échelles salariales du personnel ingénieur.

EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES

12. Référence : Pièce B-0072, p. 70 et 71.

Préambule :

À la question de la Régie relativement aux écarts importants entre les données des années historiques et prévisionnelles du fournisseur « Autres » sur la période 2014-2016, le Distributeur répond que les « *Les écarts observés entre les données des années historiques et prévisionnelles du fournisseur « Autres » pour les années 2014 à 2016 sont principalement attribuables à Hydro-Québec Équipement. L'augmentation des coûts provenant de ce fournisseur s'explique principalement, d'une part, par les coûts liés à des événements imprévisibles en réseaux autonomes, dont la portion des coûts pour Cap-aux-Meules est versée dans un compte d'écarts pour événements imprévisibles en réseaux autonomes et, d'autre part, par les coûts de réhabilitation des parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes.*

Le Distributeur souligne que les coûts relatifs aux parcs à carburant sont prévus en tant que Services professionnels et autres alors que les coûts réels sont inclus à la rubrique Charges de services partagés ». [nous soulignons]

Demande :

12.1 Sur la période 2013-2017, veuillez présenter les montants prévus par le Distributeur relativement aux coûts liés aux parcs à carburant et les coûts réels encourus.

INVESTISSEMENTS

Village La Romaine

13. Références : (i) Pièce B-0108, p.36-37;
(ii) Décision D-2009-080, pages 7 et 11;
(iii) Communiqué de presse du 8 juin 2016.

Préambule :

(i) «

20. Référence : Pièce B-0072, p. 88.

Préambule :

« Comme le Distributeur le soulignait dans sa réponse mentionnée à la référence (iii), il doit composer avec une centrale dont la durée de vie utile est atteinte et compte débuter rapidement les travaux de raccordement après avoir obtenu les autorisations nécessaires ».

Demandes :

20.1 Veuillez indiquer ce qui empêche le Distributeur de lancer immédiatement l'appel de propositions pour la conversion du réseau autonome du village de La Romaine.

Réponse :

La centrale de La Romaine est en fin de vie utile. Ainsi, pour faire face à des enjeux de pérennité, le Distributeur compte raccorder ce village au réseau intégré d'ici 2019. Le Distributeur a d'emblée opté pour cette solution, car les délais pour assurer un approvisionnement fiable étaient trop courts. »

Le Distributeur ajoute en page 37 :

« *Le Distributeur a donc effectué, en 2016, une réévaluation des coûts, notamment sur le niveau des investissements nécessaires pour réaliser le raccordement. Les résultats montrent que la rentabilité économique de ce projet est nettement supérieure au statu quo. Par conséquent, une nouvelle demande d'autorisation pour un projet de raccordement sera déposée à la Régie au cours de l'année 2017* ». [Nous soulignons]

(ii) «

[17] L'alimentation électrique de La Romaine se fait actuellement par une centrale diesel vétuste dont la capacité sera bientôt insuffisante pour les besoins de la communauté. Le Distributeur indique que, dans l'éventualité où ce mode d'alimentation de source thermique était retenu pour l'avenir, des investissements importants seraient nécessaires pour faire une réfection majeure de la centrale et en augmenter la capacité, voire pour en construire une nouvelle, et ce, dès 2015.

…

[35] Le Projet est nécessaire en raison de la vétusté de la centrale diesel qui alimente actuellement le village et dont la capacité sera insuffisante à l'horizon 2015. Les données de prévisions de la demande et de la charge, fournies par le Distributeur, révèlent que la capacité de la centrale sera atteinte lors de la pointe hivernale 2015-2016.

»

(iii) Le 8 juin 2016, Hydro-Québec présente son plan stratégique 2016-2020 dans lequel l'appel d'offres visant le village La Romaine est annoncé en page 24.

Demandes :

13.1 Considérant que la durée de vie de la centrale de La Romaine devra être prolongée jusqu'en 2019, veuillez élaborer sur la possibilité d'attendre les résultats de l'appel d'offres avant de soumettre à la Régie un projet de raccordement.

13.2 Veuillez indiquer les éléments de preuve qui permettent au Distributeur d'affirmer dès à présent que le projet de raccordement est nettement plus rentable que le statu quo ou les alternatives.

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Gestion de la demande de puissance à la pointe

14. Référence : Pièce B-0108, p.15.

Préambule :

«

10.3 Pour les charges interruptibles au résidentiel, veuillez élaborer sur les possibilités pour le Distributeur de chercher à amortir l'investissement dans des systèmes de télécontrôle sur une période plus longue, par exemple en engageant les participants pour une durée au moins équivalente à la durée de vie d'un chauffe-eau.

Réponse :

Comme indiqué à la réponse à la question 10.2, la durée de vie choisie pour les analyses économiques est justifiée par des raisons commerciales, et non techniques.

10.4 Veuillez indiquer si en amortissant l'investissement dans les systèmes de contrôle sur une durée plus longue, par exemple de 10 ans, le Distributeur peut disposer d'une marge de manœuvre supplémentaire lui permettant d'offrir une compensation financière plus importante, afin de fidéliser le participant sur une plus longue période. Le cas échéant, veuillez indiquer la compensation financière qui pourrait être accordée avec un engagement de 10 ans.

Réponse :

La marge de manœuvre disponible pour rentabiliser le programme est appuyée sur la valeur du coût évité de la puissance et sur la durée de vie commerciale envisagée. Le déploiement du programme permettra au Distributeur d'en mesurer la performance et ce dernier pourra en ajuster les modalités au besoin.

»

Demandes :

14.1 Advenant l'hypothèse que la Régie considère une durée de vie commerciale de 10 ans pour les investissements dans les systèmes de télécontrôle des chauffe-eau, veuillez élaborer sur la marge de manœuvre additionnelle que cela donnerait au Distributeur afin d'offrir une meilleure compensation financière annuelle.

14.2 Le cas échéant, veuillez élaborer sur l'impact d'une compensation financière plus élevée sur la durée de l'engagement des participants au programme.

15. Références : (i) Pièce B-0108, p.15;
(ii) Pièce C-UC-0007, pages 24 et 29.

Préambule :

i) «

10.5 Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur n'attribue aucun gain en MW au programme de sensibilisation à la biénergie, basé sur des clients qui ont adopté ou qui n'ont pas abandonné la biénergie grâce à ce programme, au même titre que le Distributeur attribue des économies d'énergie en GWh aux programmes de sensibilisation et de promotion du PGEÉ. Selon le cas, veuillez fournir un estimé de l'impact de ce programme ou élaborer sur la possibilité de procéder très prochainement à une évaluation de son impact.

Réponse :

Le Distributeur ne comptabilise aucun impact énergétique pour les campagnes de sensibilisation à la biénergie, celle-ci étant une option tarifaire, et non un programme comme énoncé dans la question. Le Distributeur poursuit ses efforts de sensibilisation à la biénergie, lesquels ont pour objectif de maintenir la contribution de cette option en périodes de froid.

»

ii) En page 24 du mémoire de UC, on peut lire :

« *Sans présumer du succès de la mesure proposée, le Distributeur entend donc préserver au maximum 10 MW en pointe. Compte tenu d'une dépense estimé de 4 M$ pour la première année, chaque kW préservé le serait à un coût minimal de 400 $. Il s'agit d'une somme importante lorsque comparée aux 29 M$ qui seront consentis aux moyens de gestion de la demande pour effacer 166 MW soit 174 $/kW. À court terme, il s'agit d'une somme astronomique lorsque mise en parallèle avec le crédit nominal fixe de 13 $/kW pour l'hiver de l'option de puissance interruptible ou encore le coût évité en puissance en hiver de 20 $/kW ($2016, indexé à l'inflation) en 2016-2017 et 2017-2018* ».

En page 29, UC demande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il recommande aux clients qui perdent systématiquement de l'argent au tarif DT par rapport au tarif D de quitter le tarif.

Demandes :

15.1 Considérant que le nombre de participants à la bi-énergie et d'abonnés au tarif DT est en décroissance, veuillez indiquer, selon le cas, l'impact des campagnes de sensibilisation du Distributeur ou, quand et comment le Distributeur va évaluer cet impact.

15.2 Veuillez fournir le coût de l'option tarifaire du tarif DT, c'est-à-dire la différence entre les revenus générés par les ventes d'électricité aux clients biénergie facturés au tarif DT et ceux s'ils avaient été facturés au tarif D.

15.3 Veuillez commenter la référence ii).

Efficacité énergétique accrue du secteur résidentiel et allocation de la consommation de ce secteur, facturée à un tarif non résidentiel.

16. Références : (i) Pièce B-0108, p.43-44;
(ii) Pièce B-0052, p.65.

Préambule :

(i) « *Dans les cas des copropriétés et des immeubles d'habitation, les espaces communs pourraient faire l'objet d'un abonnement séparé. De même, les services énergétiques pourraient être fournis par des systèmes centralisés.*
[…]
La consommation commune des copropriétés est classée en fonction du tarif associé à l'abonnement. Ainsi, un espace faisant l'objet d'un abonnement au tarif M serait classé au secteur Commercial et institutionnel.
[…]
L'analyse de la consommation unitaire citée au préambule (ii) s'appuie sur l'ensemble des nouveaux abonnements entre 2008 et 2015, incluant la consommation commune. Également, le modèle de prévision ne considère pas distinctement la consommation commune puisqu'elle est intégrée à l'ensemble des ventes résidentielles lorsque l'abonnement est au tarif D ».
[Nous soulignons]

(ii) Au Tableau A-10, *Description de la clientèle aux tarifs généraux et industriel*, on peut trouver sous la description de chacun des tarifs, le nombre d'abonnements, la consommation annuelle en GWh et les revenus en M$. On apprend qu'il y a 1 972 abonnements du secteur résidentiel qui consomment 61 GWh/an au tarif G et 386 abonnements du secteur résidentiel qui consomment 363 GWh/an au tarif M.

Demandes :

16.1 La Régie déduit des données de la référence (ii) qu'il y a 424 GWh de consommation facturée à des tarifs non résidentiels que le Distributeur décrit comme faisant partie du secteur résidentiel.

16.1.1. Veuillez expliquer la nature de ces données et ce qu'elles représentent;

16.1.2. Veuillez expliquer comment ces données sont prises en compte dans la prévision de la demande du secteur résidentiel;

16.1.3. Considérant que la valeur de 424 GWh constitue une part significative des écarts de prévision de la demande aux tarifs D et DM, veuillez expliquer comment ces données ont été prises en compte dans le tableau R-13.3 de la réponse du Distributeur, Pièce B-0072, p.35.

16.2 La réponse du Distributeur en référence (i) sur la consommation commune des copropriétés facturées au tarif M, traite des espaces communs mais pas de la consommation associée aux services énergétiques (chauffage, climatisation, eau chaude…) qui sont livrés à chacune des unités résidentielles et refacturés à travers les frais de copropriété.

16.2.1. Veuillez indiquer ce qui empêche de considérer la consommation des espaces communs de bâtiments résidentiels comme de la consommation résidentielle même si elle est facturée à un tarif non résidentiel.

16.2.2. Veuillez compléter vos réponses en référence (i), en tenant compte des données de la référence ii), et le cas échéant, de votre réponse à la question précédente.

Programmes d'éclairage efficace

17. Références :
(i) Pièce B-0108, p.36-37;
(ii) Réponse du 18 juin 2015, Suivi du PGEÉ 2015, pages 5 et 8;
(iii) Rapport d'évaluation *Éclairage résidentiel 2012*, p.43;
(iv) Rapport d'évaluation *Éclairage résidentiel 2011*, p.37;
(v) Suivi 2011 des évaluations du PGEÉ, p.23.

Préambule :

(i) Dans sa réponse à la Régie qui l'interroge sur la hausse d'un facteur 10 de l'impact sur la demande des systèmes d'éclairage efficace en 2015, par rapport à ce qu'il évaluait la même année, comme impact de son programme d'éclairage efficace pour 2012, le Distributeur écrit :

« […] *la prévision pour les années tarifaires 2015-2016 et 2016-2017 intégrait une baisse de l'intensité énergétique de l'éclairage. Les écarts de prévisions mentionnés à la*

référence (i) s'expliquent par une baisse des ventes attribuable à l'amélioration de l'efficacité de l'éclairage plus importante qu'anticipé, pour chacune des années 2014 à 2016.

Ce phénomène s'explique par une transformation plus rapide que prévue du marché de l'éclairage efficace, laquelle est en partie attribuable aux programmes du Distributeur. En effet, celle-ci a été quantifiée à hauteur de 72 GWh pour l'année 2015, ce qui ne représente qu'une partie du nombre total d'ampoules efficaces acquises par les clients. »
[Nous soulignons]

(ii) « *L'influence plus faible, mesurée auprès des ménages, dans la dernière évaluation peut s'expliquer par le fait que l'année 2012 a été une année de transition marquée par la fin des remises postales sur les ampoules fluocompactes (LFC) le 30 juin et le début des rabais à la caisse sur les ampoules DEL au cours de l'automne 2012.* »
[…]
« *Comme le graphique 7.4 le montre (ligne bleue « Évaluations 1 »), l'influence du Distributeur sur la transformation du marché des produits d'éclairage efficace est en décroissance depuis 2007 en raison principalement de la maturité du marché des LFC. En 2012, cette courbe amorce toutefois un redressement et le taux d'influence du Distributeur se maintient à 17 %. Sans l'arrivée des DEL, ce taux aurait été plus bas. Ce changement fondamental de technologie a donc eu un impact.*

En 2012, le Distributeur restait confiant, d'accélérer la pénétration de la technologie DEL et d'accroître son influence sur le marché au cours des prochaines années. Le Distributeur justifie ainsi son intervention en faveur de la technologie DEL, notamment pour lever la principale barrière à sa diffusion, soit les prix toujours élevés de ces produits. »

(iii) Dans son rapport daté du 23 février 2015, l'évaluateur écrit :

« *De même, l'inclusion* [en juin 2012] *des produits à DEL au sein du programme était tout à fait appropriée. Ces produits étaient aux premiers stades de leur adoption. Cette inclusion a permis à Hydro-Québec de poursuivre son influence sur le marché de l'éclairage résidentiel* ».

(iv) Dans son rapport de novembre 2012, l'évaluateur écrit :

« *Les détaillants et les fabricants ont mentionné qu'il serait souhaitable d'apporter certains changements au programme actuel. Dans cette optique, l'ajout d'ampoules à DEL constitue une avenue intéressante. En effet, les détaillants et les fabricants croient que la technologie à DEL représente la voie de l'avenir sur le marché de l'éclairage mais que, comme son prix demeure élevé, un programme d'aide financière serait bénéfique pour en accélérer la pénétration* ».

(v) Dans son rapport de suivi du 16 juin 2011, la Régie notait que le Distributeur n'avait encore pris aucune position quant à l'inclusion de technologies autres que les fluocompacts :

« *[80] Tenant compte de l'évolution du marché des LFC, la Régie comprend que la question du maintien de l'aide financière à cette mesure, ainsi que l'inclusion d'éventuelles nouvelles technologies d'éclairage efficace pour le marché résidentiel, seront abordées dans le prochain dossier tarifaire* ».

Demande :

17.1 Veuillez fournir les éléments de preuve sur lesquels s'appuie le Distributeur pour attribuer à ses programmes d'éclairage efficace la transformation plus rapide que prévue du marché. Dans votre réponse, veuillez fournir les données à la disposition du Distributeur sur l'évolution du taux de pénétration du DEL au Québec en comparaison d'autres marchés.

CATVAR

18. Références : (i) Pièce B-0108, p. 48;
(ii) Rapport annuel 2015, Pièce HQD-6, doc. 15, Annexe A en liasse, p.8;
(iii) Rapport annuel 2014, Pièce HQD-6, doc. 15, pages 7 et 8.

Préambule :

(i) Dans sa réponse du 2 novembre 2016, le Distributeur écrit :

« *Comme le Distributeur l'a annoncé dans son Rapport annuel 2015, les marges de tension sur lesquelles les gains étaient estimés se sont avérées moins grandes que prévu. En effet, des contraintes sur le réseau, tant du côté du Distributeur que celui du Transporteur, ont nécessité une révision à la baisse des gains escomptés. La nouvelle estimation est de l'ordre de 0,8 TWh* ».

(ii) Dans son rapport annuel 2015, le Distributeur inclut en annexe le rapport 30012-15-011-R préparé par la direction *Encadrement réseau et planification* du Distributeur. Ce rapport présente les prévisions de gains énergétiques du projet CATVAR. Il est daté du 22 mars 2016. Une note de bas de page dans le corps du texte du rapport annuel laisse toutefois entendre que ce rapport daterait de décembre 2015. On peut y lire en page 8 :

« *3. Résultats*

3.1 Analyse 1
En considérant que l'abaissement de tension correspond aux prévisions initiales (après travaux MT) et qu'il est identique pour chaque saison, les économies d'énergie pour les 146 postes sont de 2,018 TWh en considérant les facteurs CVR saisonniers comparativement à 2,006 TWh en considérant un facteur CVR de 0,4. L'écart est donc de 0,6%.

3.2 Analyse 2

En pondérant l'abaissement de tension correspondant aux prévisions initiales par les proportions du Tableau 1 et toujours en considérant les facteurs CVR saisonniers, les économies d'énergie pour les 146 postes sont de 2,058 TWh, ce qui représente un écart de 2,6% par rapport aux résultats obtenus en considérant un facteur CVR de 0,4 et un abaissement de tension moyen identique pour chaque saison ».

La conclusion du rapport de prévision des gains du projet CATVAR se termine par la mention suivante.
« *Il est toutefois à noter que dans les 2 analyses réalisées, l'abaissement de tension considéré est basé sur les prévisions initiales. Il pourrait y avoir un écart important entre les abaissements de tension planifiés et ceux réalisés. En exploitation, de nombreuses contraintes peuvent réduire les marges de tension disponibles, par exemple : des clients sensibles sur la ligne, un déséquilibre de tension élevé, des tensions basses aux services auxiliaires du poste satellite. Les marges de tension disponibles pour abaissement risquent d'avoir un impact beaucoup plus élevées* [sic] *sur l'atteinte de la cible de 2 TWh que l'utilisation d'un CVR moyen ou saisonnier* ».

(iii) Dans son rapport annuel 2014, le Distributeur indique :

« *Les travaux d'abaissement de la tension et d'analyses statistiques amorcés en 2012 se sont poursuivis en 2014. Un rapport détaillant le CVR de la saison estivale a été complété en 2013. Les rapports détaillant le CVR des saisons hivernale, automnale et printanière ont été produits en 2014. L'analyse pourra donc être complétée en 2015, comme le Distributeur l'annonçait dans son Rapport annuel 2013* ».

Demandes :

18.1 Veuillez préciser à quel moment le Distributeur a révisé à la baisse les gains escomptés du projet CATVAR à une valeur de 0,8 TWh, soit un écart de 60 % par rapport à l'objectif de 2 TWh et expliquer les motifs de cette baisse.

18.2 Veuillez confirmer que le rapport d'ingénieurs déposé au Rapport annuel 2015 en référence (ii), énonçant des prévisions de gains du projet CATVAR de 2 TWh avec un écart favorable de 0,6 % et de 2,6 %, selon la méthode d'estimation des gains, est basé sur les prévisions initiales du projet quant aux possibilités d'abaissement de tension.

18.3 Veuillez confirmer que le rapport annoncé pour 2015 par le Distributeur au Rapport annuel 2014 en référence(iii), fait état d'une analyse basée sur des travaux d'abaissement de tension et d'analyses statistiques basées sur des données saisonnières réelles relevées entre 2012 et 2014.

18.4 Le cas échéant, veuillez déposer le rapport d'analyse effectué en 2015, tel que mentionné en référence (iii).

19. Références : (i) Pièce B-0108, p.47 ;
(ii) Rapport annuel 2013, réponse du 4 nov. 2014, p.36;
(iii) Rapport annuel 2014, Pièce HQD-6, doc. 15, pages 7 et 8;
(iv) Rapport annuel 2015, Pièce HQD-6, doc.15, p.7;
(v) Économies d'énergie et investissements réels associés au projet CATVAR tels que présentés aux sections 4.2 et 2.2 des pièces HQD-6, document 15 des rapports annuels 2011, 2012, 2013, 2014 et 2015;
(vi) Pièce B-0108, p.48.

Préambule :

(i) « *D'emblée, le Distributeur souligne que la prémisse à la question 25.3 est erronée. En effet, la somme de 40 M$ investie à ce jour dans le projet CATVAR a permis de générer des gains annuels récurrents de l'ordre de 250 GWh, et non de 2 TWh, qui étaient les gains originaux prévus pour le projet* ».

(ii) Dans son examen du rapport annuel 2013, la Régie demande au Distributeur :

« *Veuillez présenter un Tableau qui illustre les économies d'énergie générées, en terme de dollars et de GWh, à ce jour ainsi que celles projetées jusqu'à la finalisation (2023) du projet CATVAR* ».

Le Distributeur répond :

« *La justification économique du projet CATVAR a été présentée et approuvée par la Régie en 2010 dans le cadre du dossier R-3746-2010. Le Distributeur réitère qu'il prévoit compléter en 2015 l'analyse du potentiel de gains et d'économies d'énergie associés au projet CATVAR et qu'il déposera, le cas échéant, le suivi de l'avancement de ces travaux dans son rapport annuel 2015.*

Les économies d'énergie en GWh générées par le projet ont été présentées chaque année au rapport annuel. Le Distributeur maintient son objectif de réduction de 2 TWh de la consommation d'énergie à l'horizon de 2023 comme mentionné à la section 3 de la pièce HQD-6, document 15.

Enfin, le Distributeur rappelle que les analyses de rentabilité économique servent à vérifier l'opportunité d'un investissement. Elles ne sauraient constituer un outil de suivi ex post d'investissements déjà réalisés ».

(iii) Le Distributeur écrit dans son rapport annuel 2014 à propos du projet CATVAR :

« *Le Distributeur s'assure avec le Transporteur de la coordination du rythme de déploiement du Projet avec celui de ses propres travaux, permettant ainsi d'éviter des dédoublements dans les*

travaux et des ajustements additionnels aux installations. Le Distributeur prévoit toujours finaliser le Projet en 2023, comme annoncé au Rapport annuel 2012.

Le Distributeur maintient son objectif de réduction de 2 TWh de la consommation d'énergie, à l'horizon du Projet.
[…]
Les travaux d'abaissement de la tension et d'analyses statistiques amorcés en 2012 se sont poursuivis en 2014. Un rapport détaillant le CVR de la saison estivale a été complété en 2013. Les rapports détaillant le CVR des saisons hivernale, automnale et printanière ont été produits en 2014. L'analyse pourra donc être complétée en 2015, comme le Distributeur l'annonçait dans son Rapport annuel 2013.
[…]
De plus, le Distributeur évaluera le potentiel résiduel existant en appliquant les critères de rentabilité (TCTR) aux postes non retenus dans le cadre du Projet ».

(iv) Le Distributeur réitère dans son rapport annuel 2015 :

« *L'écart de 112,4 M$ est attribuable à un déploiement plus long du projet plus long que prévu afin de respecter le rythme des travaux aux postes satellites du Transporteur. Le ralentissement de l'implantation est également imputable au repositionnement du Distributeur quant à l'utilisation d'une technologie de télécommunication moins coûteuse, soit une technologie cellulaire au lieu de liens filaires pour les communications entre ses Centres d'exploitation de la distribution (CED) et les équipements en réseau* ».

(v) Le Régie a réuni dans le tableau suivant les économies d'énergie attribuées au projet CATVAR dans chacun des 5 rapports annuels 2011 à 2015 et les investissements réels qui ont été engagés dans le projet, tels que présentés aux sections 2 et 4 de ces rapports.

Année	**Économies d'énergie**	**Investissements réels (M$)**
2010 et 2011	208 GWh	12,0
2012	268 GWh	16,1
2013	254 GWh	9,3
2014	250,9 GWh	1,4
2015	246,2 GWh	1,1
Total	***1 227 GWh***	***40,0 M$***

(vi) « *Le Distributeur n'a pas jugé pertinent de poursuivre davantage les analyses sur le potentiel résiduel considérant son intention de mettre fin au projet CATVAR. La décision finale sera prise dans les prochains mois. Elle sera annoncée au Rapport annuel 2016* ».

Demande :

19.1 Si le Distributeur maintient que le projet CATVAR a permis de générer des gains annuels récurrents de l'ordre de seulement 250 GWh, veuillez mettre à jour le bilan du Distributeur quant à l'atteinte des cibles d'économies d'électricité déterminées par le gouvernement du Québec pour la période 2003-2015.

STRATÉGIE TARIFAIRE

20. Références : (i) Pièce B-0108, p. 69;
(ii) R-3933-2015, pièce B-0071, p. 119.

Préambules :

(i)

TABLEAU R-34.2 :
IMPACTS ASSOCIÉS À LA PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR AU 1ER AVRIL 2017
ET DE TROIS SCÉNARIOS ALTERNATIFS

Tarif D - Hausse de 1,8 %	Tarif 2016	Stratégie tarifaire proposée au 1er avril 2017		Scénarios alternatifs au 1er avril 2017					
				35 kWh/jour - Hausse 2x+2e (A)		35 kWh/jour - Hausse uniforme (B)		35 kWh/jour - Hausse 2x+3e (C)	
	Prix	Prix	Écart	Prix	Écart	Prix	Écart	Prix	Écart
Redevance (¢/jour)	40,64	37,68	-7,3%	40,64	0,0%	40,64	0,0%	40,64	0,0%
Seuil de la 1re tranche (kWh)	30	32		33		35		35	
Prix de l'énergie - 1re tranche (¢/kWh)	5,71	5,92	3,7%	5,84	2,3%	5,96	4,4%	5,98	2,9%
Prix de l'énergie - 2e tranche (¢/kWh)	8,68	9,02	3,9%	9,06	4,4%	9,07	4,5%	9,18	5,7%
Prime de puissance - hiver ($/kW)	6,21	s.o.	-	s.o.	-	s.o.	-	s.o.	-
Prime de puissance - été ($/kW)	3,78	s.o.	-	s.o.	-	s.o.	-	s.o.	-
Montant manuel minimal - monophasé ($/mois)	s.o.	13,80	-	s.o.	-	s.o.	-	s.o.	-
Montant manuel minimal - triphasé ($/mois)	s.o.	18,00	-	s.o.	-	s.o.	-	s.o.	-

Impact sur la facture de la clientèle au tarif D	Consommation annuelle (kWh)	Stratégie tarifaire proposée au 1er avril 2017	Scénarios alternatifs au 1er avril 2017		
			35 kWh/jour - Hausse 2x+2e (A)	35 kWh/jour - Hausse uniforme (B)	35 kWh/jour - Hausse 2x+3e (C)
		Impact	Impact	Impact	Impact
Moyenne des clients D	17 306	1,0%	1,5%	1,0%	1,0%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	18 764	1,0%	1,5%	1,0%	1,0%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 416	1,0%	1,7%	1,9%	1,0%
Minimum (5e décile)	s.o.	-1,1%	0,1%	0,1%	-0,5%
Médiane (50e décile)	s.o.	1,3%	1,4%	1,6%	1,3%
Maximum (95e décile)	s.o.	2,7%	2,7%	3,0%	3,0%
Cas types d'habitation chauffée à l'électricité					
Client à la 1re tranche seulement	10 950	1,0%	1,5%	3,6%	2,3%
Logement 5 ½	11 590	0,6%	0,4%	-1,6%	1,7%
Résidence unifamiliale					
111 m² (1 195 pi²)	20 494	1,6%	1,6%	1,6%	3,0%
158 m² (1 701 pi²)	26 464	2,2%	2,1%	1,9%	3,5%
207 m² (2 228 pi²)	32 054	2,4%	2,3%	2,0%	3,6%
380 m² (4 166 pi²)	46 062	2,9%	3,0%	2,9%	4,5%
Segments de la clientèle au tarif D					
Propriétaires TAE (maisons-plex)	24 101	1,7%	1,6%	1,5%	1,7%
Propriétaires TAE (multilogement)	11 102	0,9%	1,0%	1,4%	0,6%
Propriétaires non-TAE	14 962	1,3%	1,1%	1,2%	0,9%
Locataires	11 315	1,0%	1,2%	1,4%	1,0%
Clients MFR	14 153	1,4%	1,4%	1,5%	1,3%
Clients agricoles	30 741	2,7%	2,9%	2,9%	3,5%
Consommations types mensuelles					
625 kWh	7 500	0,9%	1,7%	3,3%	2,2%
750 kWh	9 000	1,2%	1,7%	3,4%	2,3%
1 000 kWh	12 000	-0,7%	-1,9%	-0,6%	-1,0%
2 000 kWh	24 000	1,8%	1,5%	1,2%	1,3%
3 000 kWh	36 000	2,6%	2,5%	2,3%	2,6%
4 000 kWh	48 000	2,9%	3,0%	2,9%	3,6%
5 000 kWh	60 000	3,1%	3,3%	3,2%	4,0%

Distribution des impacts d'une hausse de 1,8 % pour la clientèle au tarif D	Stratégie tarifaire proposée au 1er avril 2017	Scénarios alternatifs au 1er avril 2017		
		35 kWh/jour - Hausse 2x+2e (A)	35 kWh/jour - Hausse uniforme (B)	35 kWh/jour - Hausse 2x+3e (C)
	Fréquence	Fréquence	Fréquence	Fréquence
Min ; -2,0 %	3%	0%	0%	0%
-2,0 % ; -1,3 %	1%	0%	0%	1%
-1,3 % ; -0,7 %	2%	1%	1%	2%
-0,7 % ; 0 %	6%	3%	3%	7%
0 % ; 0,7 %	17%	15%	6%	16%
0,7 % ; 1,4 %	22%	31%	23%	23%
1,4 % ; 2,0 %	23%	30%	33%	25%
2,0 % ; 2,7 %	20%	15%	20%	16%
2,7 % ; Max	5%	5%	11%	9%

Impact minimum, médian et maximum sur la facture des segments de la clientèle au tarif D (incluant les clients touchés par la facture minimale)	Stratégie tarifaire proposée au 1er avril 2017			Scénarios alternatifs au 1er avril 2017								
				35 kWh/jour - Hausse 2x+2e (A)			35 kWh/jour - Hausse uniforme (B)			35 kWh/jour - Hausse 2x+3e (C)		
	Minimum (5e décile)	Médiane (50e décile)	Maximum (95e décile)	Minimum (5e décile)	Médiane (50e décile)	Maximum (95e décile)	Minimum (5e décile)	Médiane (50e décile)	Maximum (95e décile)	Minimum (5e décile)	Médiane (50e décile)	Maximum (95e décile)
Propriétaires TAE (maisons-plex)	0,7%	2,0%	2,8%	0,6%	1,8%	2,8%	0,5%	1,7%	2,7%	0,1%	1,6%	3,2%
Propriétaires TAE (multilogement)	-0,7%	0,8%	1,8%	0,1%	0,9%	1,8%	0,2%	1,5%	3,1%	-0,6%	0,7%	2,1%
Propriétaires non-TAE	-0,5%	0,9%	2,4%	-0,5%	1,0%	2,2%	-0,7%	1,3%	3,3%	-1,5%	0,9%	2,3%
Locataires	-1,5%	0,7%	2,1%	0,1%	1,0%	2,0%	0,3%	1,4%	3,1%	-0,6%	0,9%	2,2%
Clients MFR	-1,0%	1,0%	2,4%	0,1%	1,2%	2,4%	0,1%	1,5%	3,1%	-0,7%	1,1%	2,6%
Clients agricoles	-0,9%	1,9%	5,4%	0,0%	1,5%	3,9%	-0,1%	2,0%	3,6%	-0,8%	1,7%	4,6%

Impact sur la facture de la clientèle au tarif D selon le niveau de consommation	Stratégie tarifaire proposée au 1er avril 2017	Scénarios alternatifs au 1er avril 2017		
		35 kWh/jour - Hausse 2x+2e (A)	35 kWh/jour - Hausse uniforme (B)	35 kWh/jour - Hausse 2x+3e (C)
	Impact	Impact	Impact	Impact
[0; 10 000[	0,2%	1,0%	1,9%	1,1%
[10 000; 20 000[	1,1%	1,0%	1,1%	0,6%
[20 000; 30 000[	2,0%	1,8%	1,6%	1,7%
[30 000; 40 000[	2,5%	2,5%	2,2%	2,7%
[40 000; 50 000[	2,8%	2,9%	2,7%	3,4%
[50 000; 60 000[	3,0%	3,2%	3,1%	3,6%
[60 000; 70 000[	3,2%	3,4%	3,3%	4,1%
[70 000; 80 000[	3,3%	3,5%	3,5%	4,3%
[80 000; 90 000[	3,4%	3,6%	3,6%	4,5%
[90 000;100 000[	3,4%	3,7%	3,7%	4,6%
[100 000; Max.]	3,5%	3,9%	3,9%	4,9%

(ii)

Tableau E-3.1 :

Nombre de clients, consommation moyenne quotidienne annuelle en kWh, en hiver (de décembre à mars) et en été (d'avril à novembre)

Segments	Nombre (milliers)	Consommation moyenne par jour par client (kWh année)	Consommation moyenne par jour par client (kWh hiver)	Consommation moyenne par jour par client (kWh été)
Propriétaire-TAE-maisons et plex	1 463	66	110	47
Propriétaire-TAE-Multilogement	207	30	51	21
Propriétaire-autres que TAE	639	41	58	35
Locataire	1 262	31	51	22
MFR	579	39	62	28
Exploitations agricoles	38	106	124	95
Grands consommateurs	5	617	894	489

(iii) La Régie s'interroge quant à la validité de certains résultats affichés au Tableau R-34.2 de la référence (i) pour les 3 scénarios. Elle note particulièrement des écarts importants quant à l'impact d'un même scénario sur des cas types de consommation similaires (autour de 11 500 kWh-an ou autour de 24 000 kWh-an) comme on peut le voir au tableau ci-dessous.

CAS TYPES ET SEGMENTS DE CLIENTÈLE	Consommation moyenne annuelle	Scénario A	Scénario B	Scénario C
Logement 5 1/2 chauffé à l'électricité	11 590	0,4%	-1,6%	1,7%
Locataires	11 315	1,2%	1,4%	1,0%
Consommation type mensuelle 1 000kWh	12 000	-1,9%	-0,6%	-1,8%
Impact médian segments Locataires		1,0%	1,4%	0,9%
Niveau de consommation [10 000-20000]		1,0%	1,1%	0,6%
Résidence unifamiliale chauffée à l'électricité 111 m^2	20 494	1,6%	1,6%	3,0%
Résidence unifamiliale chauffée à l'électricité 158 m^2	26 484	2,1%	1,9%	3,5%
Propriétaires TAE (maisons-plex)	24 101	1,6%	1,5%	1,7%
Consommation type mensuelle 2 000kWh	24 000	1,6%	1,2%	1,3%
Impact médian segments Propriétaires TAE		1,8%	1,7%	1,8%
Niveau de consommation [20 000-30000]		1,8%	1,6%	1,7%
Clients MFR	14 153	1,4%	1,5%	1,3%

La Régie s'interroge sur le faible écart de l'impact présenté pour les scénarios B et C pour le segment de clientèle MFR, considérant que ces ménages ne profitent de la hausse du seuil de la 1re tranche que durant les 4 mois d'hiver et que le prix de la 1re tranche augmenterait de 4,4 % dans le scénario de hausse uniforme (B).

Demandes :

20.1 Veuillez valider ou corriger, le cas échéant, l'ensemble des données fournies au Tableau R-34.2. Veuillez décrire chacun des cas types et segments de clientèle, présenter les hypothèses utilisées pour chacun des cas types, des segments de clientèle, des impacts par niveau de consommation, spécifier le profil de consommation saisonnier pris en compte

et fournir le détail du calcul des impacts. Veuillez expliquer les écarts importants entre les résultats des cas présentés au préambule (iii). Veuillez fournir le fichier excel avec les formules.

20.2 Veuillez expliquer les résultats concernant la clientèle MFR, tel que repris au Tableau du préambule (iii), et commenter l'impact, pour cette clientèle, d'une hausse tarifaire uniforme (scénario B) par opposition à une hausse différenciée (scénario C).

20.3 Considérant, d'une part, qu'on ne peut pas mesurer l'impact du changement des seuils entre les tranches d'énergie et des prix dans le cadre d'une stratégie de hausses de prix différenciées selon les tranches d'énergie sans tenir compte de la saisonnalité de la consommation, et que, d'autre part, le Distributeur évoque des *changements de comportement des clients résidentiels* dans la présentation de sa demande tarifaire 2017-2018, veuillez mettre à jour le tableau du préambule (ii). Veuillez expliquer et commenter tout changement important par rapport au tableau du préambule (ii).

21. Références :
(i) Pièce B-0052, p. 19-21;
(ii) Pièce B-0108, p.71;
(iii) Pièce B-0009, p.8;
(iv) Pièce B-0083, p.30;
(v) R-3933-2015, pièce B-0071, p. 17-18;
(vi) R-3933-2015, pièce B-0099, p. 102;
(vii) Pièce B-0021, p. 13.

Préambule :

(i) « *Ainsi, la prise en compte de l'évolution du contexte énergétique et de la position concurrentielle de l'électricité est cruciale*. »

« *À l'égard de la position concurrentielle, bien que le Distributeur souscrive à l'orientation d'améliorer le signal de prix de la 2e tranche au tarif D, il est préoccupé par la rapidité et l'importance avec laquelle ce prix augmenterait au cours des prochaines années dans le contexte de la révision des tarifs domestiques.*

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.

Cette progression rapide du prix de la 2e tranche pourrait engendrer des impacts tarifaires importants pour les plus grands consommateurs au tarif D, dont certaines exploitations

agricoles, et détériorer la position concurrentielle de l'électricité facturée au tarif D par rapport au gaz naturel. »

« *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.* »

« *Finalement, les clients au tarif D ne devraient pas être incités à migrer au tarif G en raison de la stratégie de récupération des revenus qui est associée à la révision de la structure du tarif D.* »

« *Comme les clients domestiques ont également accès, en vertu de l'article 2.4 des Tarifs, au tarif général applicable, il serait donc économiquement avantageux pour ce client de passer au tarif G uniquement pour éviter un impact tarifaire. Ce sont potentiellement tous les clients au tarif D consommant annuellement plus de 104 000 kWh qui passeraient ainsi au tarif G.* »

(ii) « *Autrement dit, il y a une limite au signal de prix de la 2e tranche, lequel est le prix de la 1re tranche d'énergie du tarif G. Au-delà de cette limite, le signal de prix est inopérant puisque le client pourrait choisir de migrer à un tarif plus avantageux.* »

(iii) « *Les ventes d'électricité moindres traduisent notamment l'évolution du parc de logements et les changements de comportement des clients résidentiels.* »

(iv) « *C'est avant tout la volonté de simplifier le tarif et la possibilité d'accentuer le signal de prix qui ont mené le Distributeur à proposer une structure tarifaire cible presque entièrement en fonction de la consommation.* »

(v) « *<u>Dans la mesure où un tarif D2 serait parallèlement créé</u>, le remplacement de la redevance par une facture minimale, combinée à une hausse du seuil de la 1re tranche d'énergie, <u>offrirait une flexibilité accrue au Distributeur pour poursuivre, voire même intensifier l'amélioration du signal de prix au tarif D1</u> puisqu'une part plus importante des revenus proviendrait des prix d'énergie.* »

« *L'introduction d'une facture minimale n'irait pas à l'encontre de la préoccupation émise par décret par le gouvernement du Québec à l'endroit des MFR puisque le Distributeur pourrait, sans compromettre l'objectif visé par la facture minimale, atténuer les impacts sur la clientèle, notamment les MFR, en adaptant sa stratégie d'ajustement des autres composantes. En effet, bien que le remplacement de la redevance par une facture minimale impliquerait nécessairement une hausse de l'un ou de l'autre des prix de l'énergie, <u>le fait de faire porter davantage la hausse, qui y serait associée, sur le prix de la 2e tranche plutôt que sur celui de la 1re tranche permettrait d'augmenter la contribution aux coûts fixes des très petits clients, d'améliorer le signal de prix et de continuer d'atténuer les impacts pour les MFR</u>.* » [nous soulignons]

(vi) « *Le Distributeur s'est dit ouvert à explorer la hausse du seuil de la 1re tranche comme le souhaitent certains intervenants, ce qui permettrait, pour certains clients, de couvrir une partie des besoins de chauffage. La hausse du seuil de la 1re tranche permettrait également d'accroître davantage le signal de prix de la 2e tranche.*

Bien que davantage de kWh de chauffage puissent être facturés au prix de la 1re tranche, il n'en demeure pas moins que la 2e tranche continuerait de viser essentiellement le chauffage des locaux et, conséquemment, que son prix devrait toujours tendre vers le coût évité de long terme pour le chauffage des locaux. » [nous soulignons]

(vii) La Régie constate que le Distributeur prévoit une hausse importante de près de 30% du coût évité de chauffage des locaux en 2019, soit à 11 ¢/kWh.

TABLEAU A-1 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES – CLIENTS AU TARIF D
EN ¢/KWH DE 2017

	Annuité constante[1] (10 ans)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Chauffage de l'eau	**7,42**	**5,92**	**6,03**	**7,40**	**7,55**	**7,69**	**7,84**	**7,99**	**8,15**	**8,31**	**8,47**
Fourniture - Transport	6,21	4,81	4,90	6,25	6,37	6,49	6,62	6,74	6,87	7,01	7,14
Transport - Charge locale	0,88	0,81	0,83	0,85	0,86	0,88	0,90	0,92	0,94	0,95	0,97
Distribution	0,32	0,29	0,30	0,31	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35
Chauffage des locaux	**10,92**	**8,32**	**8,49**	**11,00**	**11,22**	**11,44**	**11,67**	**11,90**	**12,14**	**12,38**	**12,63**
Fourniture - Transport	8,43	6,02	6,14	8,60	8,77	8,95	9,13	9,31	9,49	9,68	9,88
Transport - Charge locale	1,83	1,69	1,72	1,76	1,79	1,83	1,87	1,90	1,94	1,98	2,02
Distribution	0,66	0,61	0,62	0,64	0,65	0,66	0,68	0,69	0,70	0,72	0,73
Tous les usages	**8,84**	**6,91**	**7,04**	**8,85**	**9,03**	**9,20**	**9,38**	**9,57**	**9,76**	**9,95**	**10,14**
Fourniture - Transport	7,09	5,29	5,40	7,18	7,31	7,46	7,60	7,75	7,90	8,06	8,21
Transport - Charge locale	1,29	1,18	1,21	1,23	1,26	1,28	1,31	1,33	1,36	1,39	1,42
Distribution	0,47	0,43	0,44	0,45	0,46	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51

[1] Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,248 %.

Demandes :

21.1 Veuillez préciser si, à la lumière de l'évolution du contexte énergétique, de la position concurrentielle de l'électricité et des changements de comportement des clients résidentiels, décrits aux préambules (i) et (iii), le Distributeur juge toujours approprié d'intensifier le signal de prix pour la 2e tranche d'énergie, tel que proposé aux préambules (iv) (v) et (vi). Veuillez commenter.

21.2 Veuillez préciser, à la lumière des observations de la référence (i), (ii), (iii) et (v), à quel rythme et jusqu'à quel niveau le Distributeur jugerait-il raisonnable de porter le prix de la 2e tranche d'énergie sur une période de 4 ans. Veuillez commenter.

22. Référence : Pièce C-UPA-0009, p. 11 et 12.

Préambule :

« *Cette analyse est effectuée à partir des 2 158 abonnements agricoles en 2015, lesquels représentent 43,3 % des abonnements qui seraient admissibles au tarif DP.* »

« *Ainsi, pour 68 % des abonnements de la clientèle agricole se situant dans les strates de 100 000 à 500 000 kWh et admissibles au tarif DP sur les données de 2015, la structure cible à revenus équivalents serait en moyenne avantageuse, se traduisant par une économie moyenne de l'ordre de 2,9 %.*

Cependant, les abonnements se situant dans des tranches de consommation inférieures à 100 000 kWh (29 %) verraient une hausse importante de leur facture (en % et en argent), en raison de la facturation de la puissance dès le 1er kW. L'impact serait de 17 à 330 %. L'UPA souhaite souligner que la hausse de 330 % pour la strate de moins de 4 999 kWh se traduit par une hausse moyenne de 2 192 $ par client, sur une facture moyenne actuelle de 663 $ par client (voir tableau 5). L'UPA considère que cette hausse moyenne (qui, rappelons-le, exclut la hausse annuelle et la facture minimale) constitue un véritable choc tarifaire.» [nous soulignons]

Demandes :

22.1 Veuillez commenter le constat souligné au préambule et justifier la recommandation du Distributeur de facturer la puissance dès le premier kW considérant l'impact tarifaire considérable sur les 631 clients agricoles au tarif DP consommant moins de 100 000 kWh par année.

22.2 Si le Distributeur entend modifier sa proposition, veuillez en présenter l'impact tarifaire, notamment pour la clientèle agricole tel que présenté à la pièce C-UPA-0013.

23. Références : (i) Pièce B-0052, p. 14;
(ii) Pièce C-UPA-0009, p. 16 et 17.

Préambule :

(i) « *Considérant les coûts plus élevés associés à l'alimentation en triphasé et conformément à la pratique actuelle applicable aux tarifs G, M et G-9, il est proposé de fixer à 60 $ par mois, soit trois fois plus que pour l'alimentation en monophasé, le montant minimal de la facture si l'alimentation est en triphasé.* »

(ii) « *Concernant le différentiel entre le montant appliqué en monophasé et triphasé, l'UPA soumet que lorsqu'un client demande l'alimentation en triphasé, il assume les frais de prolongement de réseau de l'ordre d'environ 74 000 $/km. L'UPA s'étonne ainsi du ratio de 3*

pour 1 repris dans la réponse à OC : « Pour assurer un traitement équitable entre les différentes clientèles d'Hydro-Québec et une cohérence dans l'application des différentes factures minimales prévues aux Tarifs, le Distributeur a fixé le montant de la facture minimale pour une alimentation triphasée en suivant la même pondération de 3 pour 1 comme une contribution raisonnable aux coûts plus élevés d'une alimentation triphasée. »

Ainsi, avec ce qui est proposé par le Distributeur, en plus de payer les coûts du prolongement de réseau triphasé, le client devrait acquitter une facture minimale plus importante pour le triphasé, bien que les coûts réels ne soient pas plus élevés.

D'autant qu'actuellement, la redevance de 12,19 $ par mois est payable par un client, qu'il soit alimenté en monophasé ou en triphasé. De cette façon, dans le tableau R -7.2, le Distributeur illustre qu'en moyenne, seulement 3 % des clients en triphasé au tarif D payant une facture minimale au moins une fois durant l'année seraient avantagés par la facture minimale, contre une proportion de 80 % en monophasé, ce qui illustre que le montant minimal en alimentation triphasée est assez prohibitif. » [notes de base de page omises] [nous soulignons]

Demandes :

23.1 Veuillez commenter l'affirmation de l'UPA aux deux premiers paragraphes du préambule (ii) concernant les coûts additionnels assumés par le Distributeur pour l'alimentation en triphasé.

23.2 Veuillez justifier la recommandation du Distributeur de remplacer la redevance de 12,19 $ par mois par une facture minimale de 20 $, une hausse de 64 % en 4 ans, pour l'alimentation monophasé, et de remplacer la même redevance de 12,19 $ par mois par une facture minimale de 60 $, représentant une majoration de 392 % en 8 ans, pour l'alimentation triphasé, considérant les coûts additionnels assumés par le Distributeur pour l'alimentation en triphasé.

Suivis demandés : Véhicules électriques

24. Référence : Pièce B-0052, p. 41.

Préambule :

« *Cependant, pour l'alimentation des bornes de recharge de 400 V et plus à courant continu (BRCC) qui fait l'objet d'un abonnement distinct et dont l'usage est caractérisé par une très faible utilisation de la puissance, aucun des tarifs actuels n'est adapté pour bien facturer les coûts engendrés.*

Conséquemment, dans le présent dossier, le Distributeur s'en tient à proposer une tarification plus juste pour l'électricité livrée à l'abonnement associé à une borne de recharge rapide, dont

la consommation est mesurée distinctement et facturée à son propriétaire qui offre un service de recharge aux usagers.»

Demandes :

24.1 Veuillez préciser la nature et le montant de dépenses que doit assumer le Distributeur pour l'alimentation des nouvelles bornes de recharges de 400 V et plus à courant continu (BRCC).

24.2 Veuillez préciser si le Distributeur s'attend à une accélération de déploiement de bornes BRCC à la suite de l'adoption du nouveau tarif, fournir une estimation du nombre d'abonnements prévus au cours de la période visée par le tarif expérimental ainsi qu'une estimation de l'impact sur les dépenses du Distributeur au cours de la même période.

MÉNAGES À FAIBLE REVENU

25. Références : (i) Pièce B-0072, p. 127;
(ii) C-OC-0008, p. 32.

Préambule :

(i) « *En avril 2016, le Distributeur a lancé un appel d'intérêts auprès des associations de consommateurs les invitant à agir à titre de coordonnateur pour le projet pilote de Centre d'accompagnement. Aucune soumission n'a alors été reçue. Aussi, un appel de propositions public permettant au secteur privé de soumissionner a été émis en août 2016. Puisqu'aucune candidature n'a été reçue suite à cette deuxième démarche, le Distributeur met fin au processus de mise en place d'un Centre d'accompagnement* ». [Nous soulignons]

(ii) « *Lors des consultations qui ont précédé les appels d'offres, la plupart des associations de consommation ont exprimé leur inconfort face à l'inclusion d'activités de recouvrement dans les services qui devaient être fournis par l'agent livreur. Malgré ces représentations, le Distributeur a maintenu les activités de recouvrement dans la liste des services à être offerts. OC est d'avis que les appels d'offres auraient généré plus d'intérêt si le Distributeur avait tenu compte de cette préoccupation* ». [Nous soulignons]

Demandes :

25.1 Veuillez spécifier quelles étaient les activités de recouvrement que l'agent livreur aurait dû fournir selon la demande du Distributeur.

25.2 Veuillez expliquer et justifier pourquoi le Distributeur demandait à l'éventuel agent livreur de fournir certaines activités de recouvrement en plus d'agir à titre de coordonnateur pour le projet de Centre d'accompagnement.

25.3 Le Distributeur serait-il prêt à envisager de modifier ses demandes relatives aux activités de recouvrement, de façon à rallier la majorité des intervenants et permettre au projet de Centre d'accompagnement d'aller de l'avant? Veuillez expliquer et élaborer.

26. Référence : Pièce C-OC-0008, p. 30 et 31.

Préambule :

« *Par ailleurs, le Distributeur entend mener un deuxième projet pilote, au plus tôt dans le premier trimestre de 2017, afin de déterminer l'efficacité de l'effacement graduel de la dette des clients à l'entente personnalisée. Il indique que suite à une analyse, « il a été déterminé qu'il y aurait des coûts d'adaptation des systèmes informatiques importants à prévoir pour radier au fur et à mesure une portion de la dette à chaque paiement. Afin de déterminer si cette initiative encouragera le client à se rendre au terme de l'entente, le Distributeur souhaite tester cet effacement sur un échantillon de clients pour vérifier l'efficacité de cette mesure, avant une éventuelle implantation. »*

Ce projet pilote n'était pas prévu initialement, comme le soulignait la Régie dans sa décision D-2016-033 « Le Distributeur indique qu'il prévoit connaître l'impact financier de la mesure d'effacement graduel de la dette au plus tard au mois de mai 2016. Il ajoute qu'il n'aura pas besoin de faire un projet pilote avant d'implanter cette mesure, une fois que les aspects techniques et opérationnels auront été réglés. Le Distributeur prévoit soumettre une demande en temps opportun, de façon à favoriser une mise en application rapide de la mesure. »

OC comprend que les améliorations proposées demandent des changements aux processus informatiques du Distributeur et que des coûts y sont associés. Toutefois, OC juge que ces coûts, notamment en ce qui concerne l'effacement graduel de la dette, auraient dû être prévus par le Distributeur. OC estime que le délai entre l'annonce des nouvelles initiatives et leur implantation, soit une période potentielle de presque quatre ans, est beaucoup trop long ».
[Nous soulignons]

Demande :

26.1 Veuillez présenter à la Régie les résultats de l'analyse qui a montré qu'il y aurait des coûts d'adaptation des systèmes informatiques importants à prévoir, et qui a amené le Distributeur à décider de faire un projet pilote pour le projet. Veuillez expliquer et détailler.

27. Références : (i) Pièce C-OC-0008, p. 27 et 28;
(ii) Pièce B-0083, p. 34 et 35;
(iii) Dossier R-3905-2014, Pièce B-0125, p. 11 et 12.

Préambule :

(i) « *OC présente au tableau 5 les montants autorisés et réels pour l'Offre Ménages à faible revenu tirés des rapports annuels 2011-2015 du Distributeur. Dans les rapports annuels, les montants sont ventilés selon les deux programmes mais seulement pour la période 2011-2013.*

Tableau 5 – Budgets autorisés et réels pour l'Offre Ménages à faible revenu – M$[63]

	Rénovation énergétique - MFR			Remplacement de frigos - MFR			Total – Offre Ménages à faible revenu		
	Autorisé	Résultat	Écart	Autorisé	Résultat	Écart	Autorisé	Résultat	Écart
2011	8	4	-5	7	2	-5	15	6	-10
2012	5	3	-3	8	2	-6	13	5	-9
2013	3	3	0	4	3	-2	7	6	-2
2014	-	-	-	-	-	-	10	7	-3
2015	-	-	-	-	-	-	8	6	-2

Les écarts peuvent différer des différences étant donné les arrondis.

[…]
Pour 2016, la Régie a autorisé pour l'Offre Ménages à faible revenu un montant de 10 M$. Le Distributeur indique en réponse à la demande de renseignements d'OC qu'il anticipe toujours dépenser ces sommes, dont 3 M$ au programme Rénovation énergétique – MFR et 7 M$ pour la Nouvelle offre intégrée MFR. Pour l'année témoin 2017, le Distributeur prévoit des dépenses totales de 8 M$ pour des économies d'énergie de 5 GWh[64].
[…]
Étant donné la fin du projet de Centre d'accompagnement, les discussions toujours en cours avec le BEIÉ et les écarts prévisionnels historiques du budget Offre Ménages à faible revenu, OC estime qu'il est peu probable que les budgets anticipés de 7 et 5 M$ du volet Nouvelle offre intégrée MFR pour les années 2016 et 2017 respectivement soient réalistes.

[63] *Rapport annuel 2011, HQD7-D4, p. 7. Rapport annuel 2012, HQD7-D3, p. 9. Rapport annuel 2013, HQD7-D3, p. 8. Rapport annuel 2014, HQD7-D3, p. 7. Rapport annuel 2015, HQD7-D3, p. 8.* [64] *B-0083, p. 35.* ». [nous soulignons]

(ii) « *22.2 Pour 2016, veuillez préciser quelles sont les différentes activités du volet Offre aux ménages à faible revenu et ventiler les budgets alloués aux différentes activités.*

Réponse :

Voir notamment la page 10 de la pièce HQD-10, document 1 (B-0043) sous la section Offre aux ménages à faible revenu.

L'offre aux ménages à faible revenu comprend le programme Rénovation énergétique MFR, offert depuis 2006, et la nouvelle offre intégrée MFR. Le tableau R-22.2 présente le détail des budgets et de l'impact énergétique prévus au présent dossier.

TABLEAU R- 22.2 :
BUDGET ET IMPACT ÉNERGÉTIQUE DE L'OFFRE AUX MÉNAGES À FAIBLE REVENU

	Budget Total (M$)		Économies d'énergie (GWh)	
	2016A	2017	2016A	2017
Marché Résidentiel				
Offre Ménages à faible revenu				
Rénovation énergétique - MFR	3	3	3	3
Nouvelle offre intégrée MFR	7	5	4	2
Total	10	8	6	5

Note : Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

»

(iii) « *Afin de répondre aux préoccupations du gouvernement énoncées dans son Décret, le Distributeur propose des changements aux interventions en efficacité énergétique visant la réduction de la consommation énergétique des clients MFR. Toutefois, réduire la consommation des clients MFR constitue un défi puisque ceux-ci sont en forte proportion locataires de leur logement. Aussi, afin d'améliorer l'accès des clients à faible revenu aux programmes qui leur sont offerts, le Distributeur continue, d'une part, à chercher des moyens d'atteindre cette clientèle, y compris celle en difficulté de paiement. D'autre part, la poursuite et le développement de partenariats avec les acteurs qui connaissent et qui agissent déjà auprès de cette clientèle est l'axe privilégié. C'est dans cette optique que des discussions ont été amorcées, entre le Distributeur et le BEIÉ, afin de mieux arrimer les interventions et de proposer à la clientèle une offre plus complète et mieux intégrée* ». [Nous soulignons]

Demandes :

27.1 Veuillez expliquer et justifier la surestimation récurrente du budget du Distributeur au titre de l'offre en efficacité énergétique aux MFR, entre 2011 et 2015, telle que constatée au tableau 5 de la référence (i).

27.2 Au vu de l'abandon du projet de Centre d'accompagnement MFR, veuillez préciser comment le Distributeur compte atteindre ses cibles (référence (ii)). Veuillez expliquer et élaborer.

27.3 La Régie comprend que le Centre d'accompagnement devait permettre d'une part, d'améliorer l'accès des clients à faible revenu aux programmes qui leur sont offerts, et d'autre part, de poursuivre et de développer des partenariats avec les acteurs qui connaissent cette clientèle et qui agissent déjà auprès d'elle (référence (iii)). En l'absence du Centre, comment le Distributeur prévoit-il atteindre ces deux objectifs? Veuillez expliquer et détailler.