

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION SUR LA DEMANDE RELATIVE
AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2016-2017**

RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

1. **Références :** (i) Pièce B-0046;
(ii) Pièce B-0046, p. 13;
(iii) Pièce B-0046, p. 15.

Préambule :

- (i) La pièce B-0046 présente la répartition du coût de service de l'année témoin 2016.
- (ii) Le Tableau 7 présente la répartition par catégorie de consommateurs du coût de prestation de service du Distributeur pour l'année témoin projetée 2016.
- (iii)

Tableau 8B
Calcul des ajustements tarifaires différenciés et indices d'interfinancement
Année témoin projetée 2016

Catégories de consommateurs	Coût de service (M\$)		Revenus avant hausse (M\$)		Provision réglementaire (M\$)		Ventes (GWh)	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
Domestiques	6 096,0	6 163,7	5 237,0	5 279,4	(76,3)	(52,2)	66 293	67 068
Généraux	3 299,6	3 446,2	4 122,2	4 148,7	(47,5)	(32,9)	50 688	50 951
Tarif G ¹	903,8	889,3	1 061,1	1 043,6	(16,5)	(9,3)	10 443	10 240
Tarif M ²	1 928,8	2 058,8	2 562,5	2 591,4	(24,1)	(18,3)	31 548	31 813
Tarif LG ³	467,1	498,1	498,6	513,7	(6,8)	(5,3)	8 697	8 898
Grands industriels	1 256,0	1 302,3	1 427,9	1 383,7	(11,5)	(8,9)	29 152	28 388
Total	10 651,6	10 912,2	10 787,1	10 811,9	(135,4)	(94,0)	146 133	146 407

Catégories de consommateurs	Écart de coûts			Écart de revenus			Revenu additionnel requis
	Effet volume	Effet prix	Total	Effet volume	Effet prix	Total	
	(I)	(J)	(K)	(L)	(M)	(N)	
Domestiques	71,3	(3,6)	67,7	60,4	6,2	66,6	1,1
Généraux	9,5	137,2	146,6	12,4	28,6	41,1	105,5
Tarif G	(17,5)	3,1	(14,4)	(20,3)	10,0	(10,2)	(4,2)
Tarif M	16,2	113,8	130,0	21,3	13,3	34,6	95,4
Tarif LG	10,8	20,2	31,0	11,4	5,3	16,7	14,3
Grands industriels	(32,9)	79,2	46,3	(37,1)	(4,4)	(41,5)	87,8
Total	47,8	212,7	260,6	35,7	30,4	66,1	194,5

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial (D et L) et rééquilibrage des tarifs généraux			Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts		
	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement
	(P)	(Q)	(R)	(S)	(T)	(U)
Domestiques	1,9%	5 379,1	86,5	0,0%	5 280,6	84,9
Généraux	1,9%	4 227,0	121,6	2,5%	4 254,2	122,4
Tarif G	1,9%	1 063,3	118,5	-0,4%	1 039,4	115,9
Tarif M	1,9%	2 639,7	127,1	3,7%	2 686,7	129,4
Tarif LG ⁴	1,9%	524,0	104,3	2,8%	528,1	105,1
Grands industriels	1,2%	1 400,3	106,6	6,3%	1 471,6	112,0
Total	-	11 006,4	100,0	-	11 006,3	100,0

Demandes :

- 1.1 Veuillez confirmer si le Distributeur juge que la méthode employée pour la répartition du coût de service de 2016 et les résultats présentés à la pièce B-0046 lui semblent toujours refléter adéquatement la répartition des coûts entre les différentes catégories de consommateurs. Veuillez commenter et identifier, le cas échéant, les aspects et les composantes de la méthode de répartition qui mériteraient d'être révisés ou actualisés.
- 1.2 À partir des données du Tableau 7, ligne 5 – Total catégorie domestique –, veuillez fournir une estimation de la ventilation des coûts entre la portion fixe et la portion variable pour chacune des grandes composantes du tableau : fourniture (colonne 2), transport (colonne 3), distribution (colonne 11), service à la clientèle (colonne 16). Veuillez expliquer sur quelle base la ventilation a été établie.
- 1.3 Veuillez décrire le contexte et expliquer l'ajustement différencié de 6,3 % reflétant la variation des coûts pour la catégorie de clients grands industriels présenté à la référence (iii). Veuillez confirmer que cet ajustement prend en compte le gel du coût de l'énergie patrimoniale au tarif L.
- 1.4 Veuillez présenter, sur une base annuelle et une base cumulative pour les 2, 3 4 et 5 dernières années, les ajustements tarifaires autorisés pour chacune des catégories de consommateurs, les ajustements tarifaires différenciés qu'il aurait fallu appliquer afin de refléter la variation des coûts de chaque catégorie de consommateur, ainsi que l'écart cumulatif entre les 2 méthodes d'ajustement tarifaire.

ORIENTATIONS SUR LA STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

- 2. Références :**
- (i) Dossier R-3854-2013, décision D-2014-037, p. 217;
 - (ii) Dossier R-3905-2014, décision D-2015-018, p. 23;
 - (iii) Pièce B-0002, p. 5;
 - (iv) Pièce B-0051, p. 14 à 20.

Préambule :

- (i) « [835] Pour ces raisons, la Régie initiera, au plus tard au printemps 2015, une séance de travail regroupant le Distributeur, les intervenants et des membres du personnel de la Régie. Lors de cette séance, les intervenants feront part au Distributeur de leurs points de vue et de leurs recommandations en ce qui a trait à la stratégie tarifaire que le Distributeur devrait proposer, pour application à compter du 1^{er} avril 2016, en vue de l'élaboration de la stratégie tarifaire à être intégrée au dossier tarifaire 2016-2017. ».

(ii) « [46] La Régie rappelle que, conformément à sa décision D-2014-037, la stratégie tarifaire du Distributeur fera l'objet d'une séance de travail au printemps 2015, au cours de laquelle les intervenants pourront présenter leurs points de vue et leurs recommandations, en vue de la révision d'une structure tarifaire devant être déposée au dossier tarifaire 2016-2017. Le soutien aux MFR fait notamment partie des objectifs à prendre en compte lors de cette séance de travail. »

(iii) « 36. Suite aux travaux réalisés dans le cadre de la révision de la stratégie tarifaire pour le secteur domestique, le Distributeur soumet pour approbation les orientations qui lui serviront d'assise à la proposition qui sera déposée dans le dossier tarifaire 2017-2018.

Le tout détaillé à la pièce HQD-14, document 2. »

(iv) « 5. SUIVI DE LA RÉFLEXION SUR LA STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES :

Tel qu'il est mentionné précédemment, des séances de travail se sont tenues le 30 avril et le 12 juin 2015 avec des membres du personnel technique de la Régie et les représentants des clientèles résidentielle et agricole ainsi que des groupes environnementaux afin de faire un bilan de la stratégie actuelle aux tarifs domestiques et d'élaborer une stratégie pour les années à venir.

D'entrée de jeu, le Distributeur a fait part qu'il ne défendait aucune stratégie tarifaire particulière et qu'il souhaitait plutôt favoriser les échanges sur les orientations tarifaires possibles pour les prochaines années. L'exercice a permis aux participants de mieux comprendre les enjeux tarifaires au secteur domestique. D'une part, le Distributeur a dressé un portrait de la clientèle, identifié les attentes des clients sur différents aspects de la tarification, présenté un balisage des pratiques tarifaires ailleurs en Amérique du Nord et proposé un cadre d'analyse pour le choix d'une stratégie tarifaire. D'autre part, un bilan de la stratégie actuelle au tarif D et au tarif DT a été présenté et, en lien avec les préoccupations soulevées et à la demande des intervenants, divers scénarios de structures tarifaires ont été analysés par le Distributeur pour en apprécier les impacts pour différents segments de la clientèle. Les participants ont fait part de leurs points de vue, de leurs analyses et de leurs propositions. Enfin, les commentaires du Distributeur sur différentes préoccupations soulevées ont fait l'objet d'échanges entre les participants.

À la demande des membres du personnel technique de la Régie et de certains intervenants, le Distributeur présente, dans les sections suivantes, ses constats et identifie les orientations sur lesquelles la Régie pourra se prononcer. Les orientations retenues constitueront la base de la proposition du Distributeur dans le dossier tarifaire 2017-2018. »

Le reste du chapitre 5 de la pièce HQD-14, doc.2 présente les orientations que le Distributeur souhaite faire approuver par la Régie.

Demande :

- 2.1 Veuillez produire, pour faire partie de la preuve en chef du Distributeur au présent dossier, les documents suivants déposés dans le cadre des séances de travail portant sur la stratégie tarifaire relative aux tarifs domestiques, en suivi des décisions D-2014-037 et D-2015-018 :
- Document de présentation révisé sur la séance de travail Phase 1 relative aux tarifs domestiques (1^{re} rencontre au 30 avril 2015);
 - Réponses révisées aux engagements numéro 1 à 9, 15 et 16;
 - Document de présentation sur la séance de travail Phase 1 relative aux tarifs domestiques (2^e rencontre au 12 juin 2015);
 - Sommaire des strates de consommation 2013.

Tarifs domestiques

3. **Références :**
- (i) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1^{re} rencontre : 30 avril 2015, Hydro Québec Distribution, p. 37;
 - (ii) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1^{re} rencontre : 30 avril 2015, Hydro Québec Distribution, p. 36;
 - (iii) Pièce B-0021, p. 5 et 6;
 - (iv) Pièce B-0051, p. 15.

Préambule :

(i) « *Coût évité du chauffage de long terme en puissance est de 4,07 ¢/kWh correspondrait à une prime de puissance mensuelle de 11,72 \$/kW (FU de 40 %). Les revenus générés par l'augmentation des primes de puissance ne permettent pas d'atténuer l'impact tarifaire plus important pour les clients facturés en puissance* ». [nous soulignons]

(ii) « *Le prix de la 2^e tranche de 8,60 ¢/kWh est toujours inférieur au coût évité du chauffage de long terme en énergie de 14,01 ¢/kWh en 2024 (R-3905-2014)* ».

(iii) « *1.1.2. Indicateur de coût évité de la puissance :
Le bilan offre - demande du Distributeur présente des déficits en puissance sur l'ensemble de l'horizon de planification.* » :

- « *Pour les hivers 2015-2016 à 2017-2018, le signal de prix est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2015, indexé à l'inflation);*
- *À compter de l'hiver 2018-2019, le signal de prix est de 106 \$/kW-an (\$ 2015, indexé à l'inflation).* »

« *1.2. Coût évité de transport de la charge locale et de la distribution :*

Le Distributeur propose de maintenir les indicateurs des coûts évités pour la charge locale et la distribution tels qu'ils ont été présentés dans le dossier R-3677-2008. Exprimés en \$ 2015, le coût évité de la charge locale est de 47,2 \$/kW-an et celui de la distribution est de 17,1 \$/kW-an. »

(iv) « Il appert que sur le plan de l'équité, de l'efficacité, de la simplicité et de la stabilité, l'application depuis 2006 de cette stratégie a permis d'atteindre globalement les objectifs fixés et de répondre aux attentes de la clientèle résidentielle et de plusieurs acteurs. » [nous soulignons]

Demandes :

- 3.1 Veuillez mettre à jour les valeurs fournies à la référence (i) quant au coût évité du chauffage de long terme en puissance en ¢/kWh et sa correspondance en prime de puissance mensuelle en \$/kW, tenant compte de la hausse importante du coût évité de la puissance à compter de l'hiver 2018-2019, tel qu'indiqué à la référence (iii).
- 3.2 Veuillez mettre à jour les valeurs fournies à la référence (ii) quant au coût évité du chauffage de long terme en énergie.
- 3.3 Veuillez calculer, présenter et expliquer si l'écart entre le prix de la seconde tranche d'énergie et le coût évité de long terme pour le chauffage des locaux en énergie ainsi que l'écart avec le coût évité de long terme pour le chauffage des locaux au total, tel qu'il apparaît au présent dossier, ont diminué par rapport à ce qu'ils étaient avant l'application de la stratégie tarifaire depuis 2006. Veuillez commenter, à la lumière de ces résultats, l'affirmation soulignée à la référence (iv).
- 3.4 Veuillez expliquer l'affirmation soulignée à la référence (i) en fournissant des exemples chiffrés.
- 3.5 Veuillez confirmer que la hausse importante du coût de la puissance se présente essentiellement à la fine pointe hivernale et veuillez commenter si cela ne justifierait pas que la hausse de prime de puissance soit concentrée sur les mois d'hiver. Veuillez fournir les avantages et inconvénients d'une telle approche.

- 4. Références :**
- (i) Pièce B-0051, p. 6;
 - (ii) Pièce B-0051, p. 14 et 15;
 - (iii) Pièce B-0051, p. 20.

Préambule :

(i) « Une hausse tarifaire uniforme au 1er avril 2016 de chacune des composantes des tarifs domestiques (D, DM et DT), neutre sur la structure et sur les clients, apparaît une avenue plus appropriée au présent contexte, équilibrée et équitable pour la clientèle. »

(ii) « *La stratégie tarifaire établie en 2006 avait pour objectif de donner un signal de prix favorisant une utilisation efficace de l'électricité. Plus spécifiquement, elle visait à :*

- *appliquer les ajustements tarifaires sur les composantes sur lesquelles les clients peuvent agir davantage;*
- *geler le prix des composantes sur lesquelles les clients peuvent moins agir;*
- *inciter les clients de plus de 50 kW à faire une gestion efficace de leurs appels de puissance;*
- *éviter les chocs tarifaires, tout en atténuant l'impact pour les plus petits clients, notamment les ménages à faible revenu. » [nous soulignons]*

(iii) « *Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, un seuil de la 1^{re} tranche plus élevé pour capter la notion de chauffage de base, la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs (tarif D2), tout en maintenant la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie pour améliorer le signal de prix à la marge, et le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à l'introduction d'une TDT. »*

Demandes :

- 4.1 Veuillez justifier la proposition de la référence (i) qui semble aller à l'encontre de la stratégie des années passées, décrites à la référence (ii), en haussant uniformément le prix des composantes inélastiques sur lesquelles les clients peuvent moins agir, et celui des composantes sur lesquels ils peuvent agir.
- 4.2 Dans l'hypothèse où la Régie devait décider de maintenir, pour les tarifs 2016-2017, la même stratégie tarifaire que celle des dernières années, veuillez présenter une mise à jour des tableaux 2, 4, et A-2 de la pièce B-0051 reflétant cette hypothèse.
- 4.3 Veuillez préciser et justifier, le cas échéant si, selon le Distributeur, le maintien de la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie, mentionné à la référence (iii) devrait être conditionnel à la création d'un tarif D2.

Tarifs domestiques – Facture minimale

- 5. Référence :** Pièce B-0051, p. 16.

Préambule :

« Le Distributeur estime que l'introduction d'une facture minimale aux tarifs domestiques mérite d'être explorée. Elle permettrait de mettre plus d'emphasis sur les composantes sur lesquelles les clients peuvent agir, notamment les prix de l'énergie. Elle permettrait également de récupérer davantage de coûts fixes auprès des très petits consommateurs ou de ceux qui ne consomment pas

régulièrement, par exemple, les propriétaires de résidences secondaires et les autoproducteurs, tout en épargnant les petits consommateurs qui consomment suffisamment pour ne pas être affectés par la facture minimale. »

Demandes :

- 5.1 Veuillez indiquer quels sont les facteurs à considérer quant à l'implantation d'une facture minimale et pour déterminer à quel niveau devrait être fixé son seuil.
- 5.2 Veuillez élaborer sur la forme que pourrait prendre la facture minimale, en indiquant notamment le nombre de kWh par jour qui pourraient être inclus, le cas échéant.
- 5.3 Veuillez indiquer quels segments de clientèle et combien de clients de chaque segment de clientèle pourraient être touchés par l'introduction d'une facture minimale.
- 5.4 Veuillez expliquer comment l'introduction d'une facture minimale peut s'inscrire par rapport à la préoccupation émise par décret par le gouvernement envers les MFR.

Tarifs domestiques – Hausse du seuil de la première tranche d'énergie

- 6. Références :**
- (i) Pièce B-0051, p. 20;
 - (ii) Suivis des décisions D-2014-037 et D-2015-018 - Réponses aux engagements numéro 1 à 9, 15 et 16, p. 7;
 - (iii) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1re rencontre : 30 avril 2015, Hydro Québec Distribution, p. 58 et 59;
 - (iv) Pièce B-0051, p. 18;
 - (v) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 2e rencontre : 12 juin 2015, Hydro Québec Distribution, p. 32.

Préambule :

- (i) *« Le Distributeur partage l'avis de plusieurs intervenants selon lequel une 1^{re} tranche de consommation à un prix plus faible contribue à alléger la facture d'électricité des ménages à faible revenu et répond en partie aux préoccupations gouvernementales de tenir compte de la capacité de payer des ménages. »*

« Le Distributeur est d'avis que le seuil actuel de la 1^{re} tranche est toujours adéquat pour couvrir les usages autres que le chauffage puisqu'il correspond à la consommation unitaire annuelle moyenne excluant le chauffage des locaux. Toutefois, il pourrait explorer la possibilité d'augmenter le seuil de la 1^{re} tranche pour y capter une partie de la consommation associée au chauffage ou comme mentionné par certains intervenants, pour y inclure le « chauffage de base ». Cette mesure permettrait d'augmenter davantage le prix de la 2^e tranche et ainsi atteindre plus rapidement le signal de prix marginal de long terme

sans toucher plus significativement les abonnements pour les usages en commun et les grandes exploitations agricoles dans la mesure où un éventuel tarif D2 serait introduit à leur intention. »

(ii)

Tableau E-3.1 :

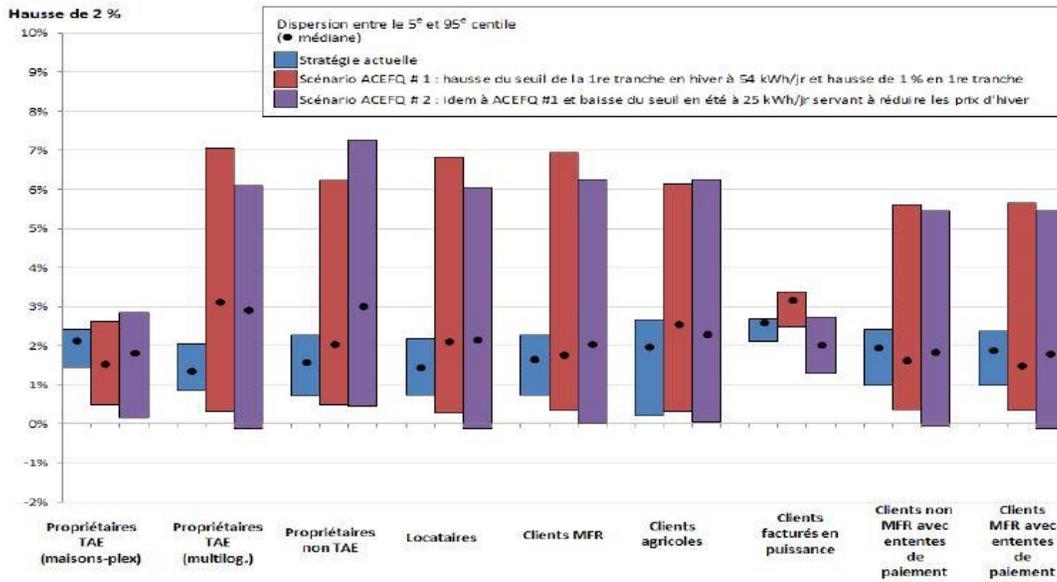
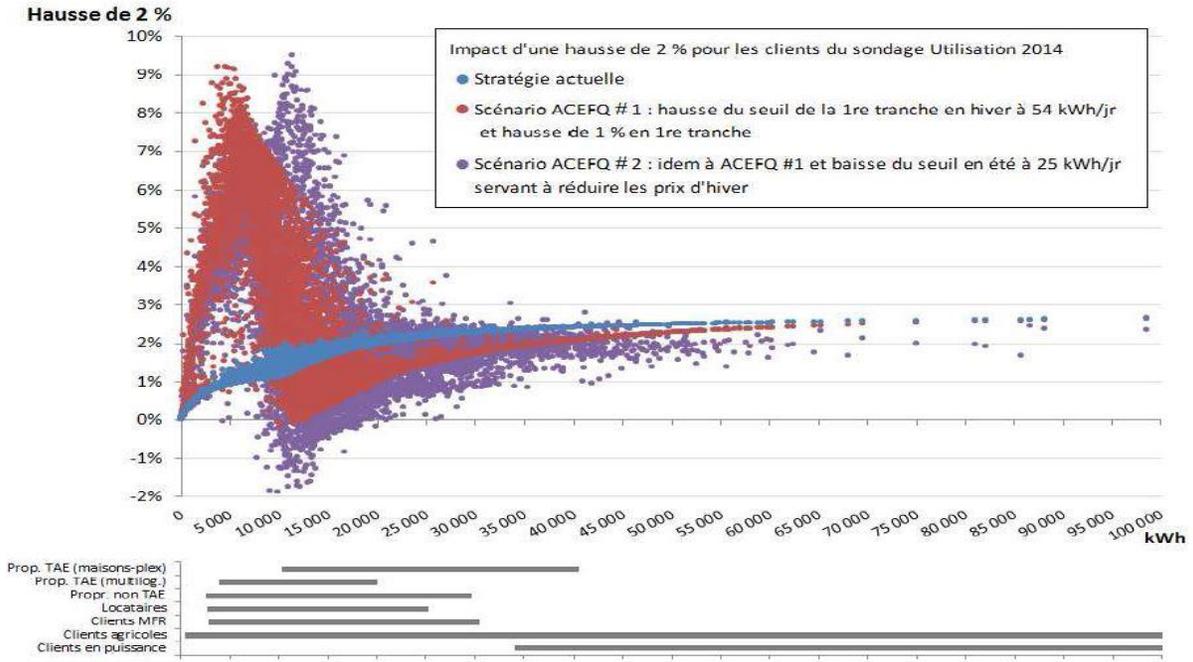
**Nombre de clients, consommation moyenne quotidienne annuelle en kWh, en hiver
 (de décembre à mars) et en été (d'avril à novembre)**

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 remarque que 8 des 18 distributeurs américains couverts par le balisage présenté en séance de travail ont une structure tarifaire et/ou des tarifs qui varient selon la saison.

(iv) *« Compte tenu de la diversité de la clientèle, tout changement saisonnier de la structure (seuils et/ou prix) produirait une grande dispersion des impacts. Considérant l'objectif visé, ce résultat met en doute la plus-value de cette proposition. De plus, une telle structure complexifierait grandement les tarifs et leur application, notamment lors des changements de saison. »*

(v) La simulation du Distributeur d'une hausse saisonnière du seuil de la première tranche, présentée sous le titre scénario ACEFQ #1, reflète une hausse de la première tranche à 54 kWh/j pour les mois d'hiver, accompagnée d'une augmentation de 20 % du prix de la 1re tranche, de 5,68 ¢/kWh à 6,84 ¢/kWh, et une hausse du prix de la 2e tranche de 3,6 %.



Demandes :

- 6.1 Veuillez préciser ce qu'envisage le Distributeur lorsqu'il suggère, à la référence (i), de hausser le seuil de la 1^{re} tranche pour capter une partie de la consommation associée au chauffage, particulièrement en ce qui a trait à l'amplitude de la hausse envisagée.
- 6.2 Considérant le profil saisonnier de la consommation présenté à la référence (ii) et l'observation notée à la référence (iii), veuillez confirmer si, en faisant abstraction de la

dispersion des impacts mentionnée à la référence (iv), une hausse du seuil de la 1^{re} tranche pour capter la notion de chauffage de base devrait normalement s'appliquer uniquement pour les mois d'hiver. Veuillez commenter.

- 6.3 Veuillez indiquer si la grande dispersion des impacts mentionnée par le Distributeur à la référence (iv) fait référence aux résultats de simulations présentés à la référence (v). Sinon, veuillez commenter.
- 6.4 Veuillez calculer et présenter les impacts, par tranche de consommation et par segment de clientèle, d'une hausse de la 1^{re} tranche limitée à 40 kWh/j pour les mois d'hiver seulement, compensée par une hausse du prix de la 2^e tranche d'énergie 2 fois plus importante que pour la 1^{re} tranche. Veuillez présenter les mises à jour des graphiques de la référence (v) selon ces hypothèses et commenter.
- 6.5 Veuillez indiquer quels segments de clientèle de la référence (ii) et combien de clients de chaque segment de clientèle pourraient être avantagés par cette hausse du seuil de la 1^{re} tranche telle que décrite à la question précédente. Veuillez quantifier les changements du coût de la facture moyenne pour chaque segment de clientèle et par tranche de consommation. Veuillez commenter.

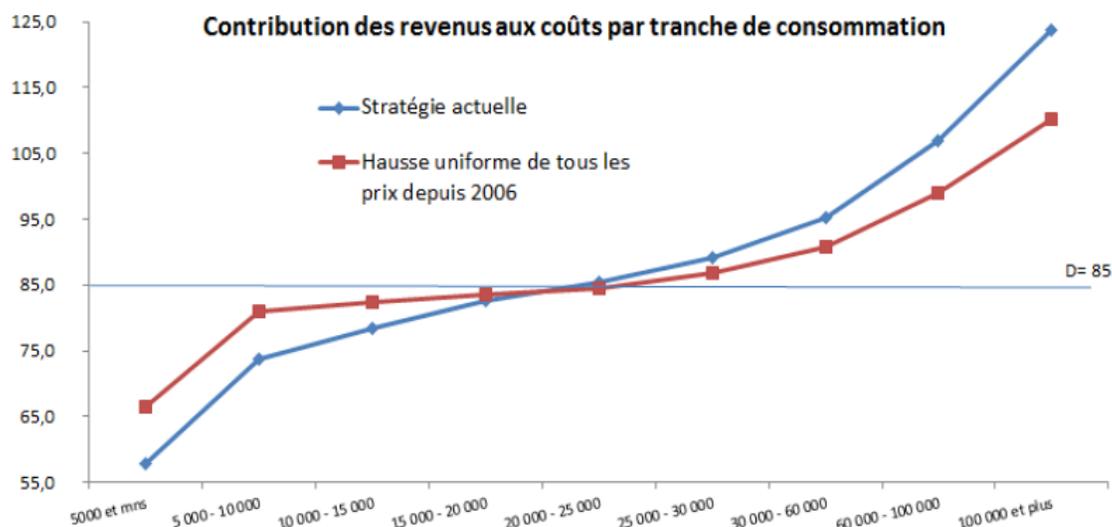
Tarifs domestiques – Tarif grands consommateurs (avec puissance facturée)

7. **Références :**
- (i) Pièce B-0051, p. 38;
 - (ii) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1^{re} rencontre : 30 avril 2015, Hydro Québec Distribution, p. 11;
 - (iii) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1^{re} rencontre : 30 avril 2015, Hydro Québec Distribution, p. 38;
 - (iv) Pièce B-0051, p. 15.

Préambule :

- (i) Le Tableau A-9 fournit le nombre d'abonnements, la consommation annuelle et les revenus tirés de la clientèle résidentielle et agricole avec puissance facturée.
- (ii) Le graphique et les informations de la page 11 donnent un portrait de la clientèle « grands consommateurs ».

(iii)



(iv) « un tarif domestique distinct à l'intention de la clientèle de plus de 50 kW (tarif D2) pourrait être une approche intéressante à examiner. Cette approche permettrait, à la lumière de ce qui se fait aux tarifs généraux, d'envisager une stratégie tarifaire adaptée à leur niveau de consommation tout en assurant un meilleur reflet du coût de service. En outre, elle aurait l'avantage d'offrir plus de liberté d'action dans l'élaboration de la stratégie tarifaire pour la clientèle facturée seulement en énergie. Par exemple, une stratégie proposant une hausse plus élevée du prix de la 2e tranche aux tarifs D et DM qu'à celui de la première pourrait alors continuer d'être appliquée sans produire d'impacts indus. »

Demandes :

- 7.1 Veuillez préciser si tous les clients de la catégorie « grands consommateurs » de la référence (ii) font partie des clients facturés pour la puissance au tarif D et DM présentés à la référence (i) et vice-versa. Sinon, veuillez fournir les données concernant le nombre d'abonnements, la consommation et les revenus pour ces deux groupes.
- 7.2 Veuillez expliquer comment ont été établies les données ayant servi à la production des courbes de la contribution des revenus aux coûts par tranche de consommation de la référence (iii). En particulier, veuillez préciser si les coûts de service utilisés pour chaque tranche de consommation sont basés sur le coût moyen de la catégorie de consommateurs domestiques ou sur une autre méthode.
- 7.3 Veuillez préciser comment les coûts liés à la puissance ont été pris en compte pour chaque tranche de consommation. Veuillez fournir les données pour chacun des points de la courbe en précisant la consommation moyenne et médiane de chaque tranche de consommation, les revenus par kWh et les coûts par kWh.

- 7.4 Veuillez préciser si les coûts fixes associés à un grand consommateur aux tarifs domestiques (100 000 kWh-an et plus) diffèrent de ceux associés à un petit consommateur (5 000 kWh-an et moins). Veuillez expliquer en donnant les données pertinentes et préciser si cela est pris en compte par le graphique de la référence (iii).
- 7.5 Veuillez fournir le profil des clients de la catégorie « grands consommateurs » tel que présenté à la référence (ii), notamment le ratio hiver/été, distinctement pour les clients agricoles et les clients résidentiels. Veuillez fournir les données quant au nombre de clients et la consommation moyenne pour chacune des strates de consommation.
- 7.6 Veuillez présenter en quoi pourrait constituer un tarif D2, mentionné à la référence (iv), pour les clients en puissance et définir quels pourraient en être les principaux paramètres.
- 7.7 Veuillez présenter les avantages pour les clients en puissance d'un tarif D2. Veuillez fournir des exemples chiffrés pour différents niveaux de consommation d'énergie et de puissance facturée.
- 7.8 Veuillez indiquer si la création d'un tarif D2 pourrait avoir un impact positif ou négatif pour le reste de la clientèle du tarif D, et si oui, lequel.
- 7.9 Veuillez préciser comment l'interfinancement serait appliqué entre les tarifs D1 et D2 et quel impact la création d'un tarif D2 pourrait avoir sur l'indice d'interfinancement des tarifs domestiques.
- 7.10 Veuillez indiquer si la création d'un tarif D2 distinct a pour but d'éventuellement concentrer les hausses tarifaires sur les coûts de puissance plutôt que celui de l'énergie. Veuillez élaborer sur les avantages et inconvénients d'une telle approche.

Tarifs domestiques - Tarif pour les exploitations agricoles

- 8. Références :**
- (i) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1^{re} rencontre : 30 avril 2015, Hydro Québec Distribution, p. 5 et 10;
 - (ii) Pièce B-0051, p. 18.

Préambule :

- (i) Selon le portrait de la clientèle présenté à la séance de travail du 30 avril 2015, pour le plus grand groupe de clients, les propriétaires – maisons, Duplex, Triplex – TAE (1,5 millions de clients), le ratio hiver/été est de 2,3. Pour la clientèle agricole, il est de 1,3.
- (ii) *« Ainsi, la clientèle agricole dans son ensemble ne présente pas des caractéristiques différentes, en ce qui a trait à la consommation et aux coûts, de celles de la clientèle résidentielle*

qui pourraient justifier l'introduction d'une tarification spécifique ou un prix plus faible de l'électricité. »

Demandes :

- 8.1 Veuillez préciser si, compte tenu que les bilans offre - demande en énergie et en puissance du Distributeur présentent des déficits en période d'hiver, le coût de service, pour une tranche de consommation similaire, peut être plus élevé pour un client ayant un profil de consommation hiver/été de 2,3 par rapport à un client qui a un profil de consommation de 1,3 tel qu'il apparaît à la référence (i). Veuillez commenter.
- 8.2 Veuillez justifier l'affirmation de la référence (ii) concernant la clientèle agricole compte tenu de la différence de profil saisonnier présentée à la référence (i).
- 8.3 En ce qui a trait au tarif D2, veuillez élaborer sur l'opportunité de l'offrir non seulement aux clients facturés en puissance, mais également aux grands consommateurs ayant un bon facteur d'utilisation.

Tarifs domestiques – Recours à des programmes de gestion de la consommation

- 9. Références :**
- (i) Pièce B-0051, p. 16;
 - (ii) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 2e rencontre : 12 juin 2015, Hydro Québec Distribution, p. 16;
 - (iii) Site web de l'association PLMA – (Peak Load Management Alliance)
le 28 avril 2015 : <http://www.peakload.org/?page=Award12>;
 - (iv) Site web de Baltimore Gas & Electric – programme BGE Smart Energy Rewards : <http://www.bge.com/smartenergy/smart-energy-rewards/pages/default.aspx> ;
 - (v) Pièce B-0042, p. 18;
 - (vi) Suivis des décisions D-2014-037 et D-2015-018 - Réponses aux engagements numéro 1 à 9, 15 et 16, p. 16.

Préambule :

(i) *« Par ailleurs, les tarifs de base offerts à l'ensemble de la clientèle ne constituent pas l'outil tarifaire adéquat pour, par exemple, transmettre un signal de prix en temps réel dans le but d'adresser des problématiques de fine pointe. En effet, outre les impacts tarifaires qu'elle occasionnerait inévitablement, l'introduction d'une tarification différenciée dans le temps (TDT) obligatoire pour l'ensemble de la clientèle domestique représenterait des bouleversements importants et nécessiterait beaucoup d'adaptations alors que peu de clients voudraient ou seraient en mesure de réagir au signal de prix. »*

« En comparaison, les programmes commerciaux sont mieux adaptés pour cibler et inciter, sur une base volontaire, les clients les plus aptes à contribuer au succès des mesures de gestion de la demande en période de pointe. De plus, ils sont généralement mieux acceptés par leur approche plus directe qui récompense le client pour ses gestes. »

- (ii) « Options tarifaires et mesures de gestion de la demande en puissance (ex. chauffe-eau)
- Plus ciblées;
 - Sur une base volontaire;
 - Évite de modifier le tarif de base, pratique de l'industrie est de l'offrir en option, généralement un crédit plutôt qu'une pénalité;
 - Minimise les impacts sur le confort des clients ».

- (iii) La Régie constate que Baltimore Gas & Electric semblent connaître un certain succès avec son programme de réduction de la demande de pointe tel le rapportait l'association PLMA – (Peak Load Management Alliance) le 28 avril 2015 : <http://www.peakload.org/?page=Award12>

« Program Pacesetter - Utility: Baltimore Gas & Electric PeakRewards. This program has demonstrated the ability for a residential demand response program to thrive over a period of years, make effective use of rapidly evolving technology, and do so while achieving a 92% customer satisfaction rate. The program currently serves 320,000 customer homes providing 417 MW of direct load control, has been successfully integrated into BGE's behavioral demand response program and continues to engage customers with new features including PeakRewards mobile applications & Wi-Fi thermostats. »

- (iv) Le programme comprend deux volets : un volet de gestion automatisée des systèmes de climatisation (Peak Rewards) et un volet entièrement discrétionnaire (BCE Smart Energy Rewards for Energy Savings Day). Le premier s'apparente au programme de chauffe-eau interruptibles. Le second permet de recevoir une alerte annonçant les Energy Savings Day durant lesquels un consommateur qui choisit de réduire volontairement sa consommation d'énergie de quelque façon qu'il choisit recevra un rabais de 1,25 \$ pour chaque kWh de réduction de consommation, basée sur sa consommation typique.

- (v) Sensibilisation à la pointe hivernale :

« Pour l'hiver 2015-2016, le Distributeur mettra en place une campagne pour préparer la population à l'arrivée du nouveau programme de gestion de la demande en puissance. Il développera un nouveau concept de sensibilisation en mettant l'accent sur des plateformes de communication plus variées et interactives (vidéo, Web série, etc.) et en expliquant les notions de puissance et de pointes hivernales de façon plus ludique et éducative. Ces stratégies de sensibilisation seront complémentaires à la campagne de communication qui sera réalisée en support au déploiement du nouveau programme Charges interruptibles résidentielles. »

(vi) La Régie remarque au Tableau E-15-I que 334 000 clients, représentant 9,8 % des clients résidentiels, consomment plus de 151 kWh/jour en moyenne durant les 121 jours d'hiver et de ce fait, ont sans doute le plus de marge de manœuvre pour contribuer à la gestion de la demande à la pointe.

Demandes :

- 9.1 Outre le programme de chauffe-eau interruptibles, veuillez indiquer si le Distributeur étudie d'autres programmes de gestion de la demande en période de pointe destinée au marché résidentiel et de nature tarifaire. Si oui, veuillez élaborer et indiquer quel pourrait en être l'horizon d'introduction.
- 9.2 Veuillez prendre connaissance du programme de BGE et commenter sur les mérites et les inconvénients du programme, du point de vue du Distributeur.
- 9.3 Veuillez indiquer si une variante du programme volontaire pour les jours de haute demande à la pointe (Energy Savings Day) pourrait être appliquée chez le Distributeur. Veuillez commenter et justifier.
- 9.4 Le cas échéant, et en tenant compte de la forte hausse du coût évité de long terme de la puissance, veuillez indiquer sur quelles bases et à quel niveau, de façon approximative, pourrait être fixé le crédit pour chaque kWh de consommation réduite.
- 9.5 Veuillez élaborer sur l'intérêt de renforcer la sensibilisation à la pointe hivernale et la participation au programme de charges interruptibles résidentielles, tel que présenté à la référence (v), par un signal de coût plus élevé qui s'appliquerait uniquement pendant les heures critiques (par exemple, les 100 heures les plus chargées) et uniquement sur la portion de consommation au-delà d'un seuil élevé de consommation unitaire par jour à déterminer.
- 9.6 Veuillez fournir le ratio entre les degrés-jours de chauffage typiques par jour où une période critique survient et les degrés-jours de chauffage moyens par jour sur la période de 121 jours associée à la strate de consommation de 151 kWh/jour et plus.
- 9.7 Veuillez élaborer sur la possibilité d'utiliser ce ratio et la strate de consommation de 151 kWh/jour et plus afin de déterminer un deuxième seuil de consommation en kWh/jour auquel s'appliquerait un signal de prix en période de pointe seulement.

TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

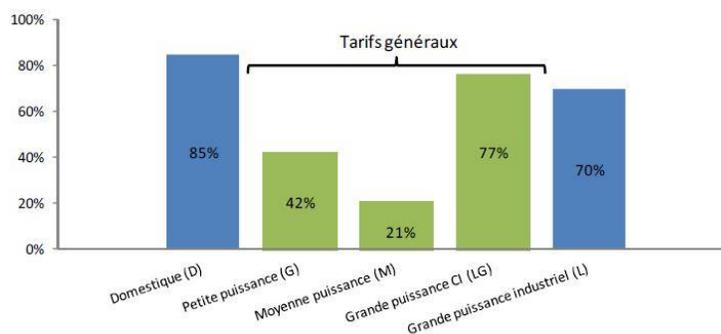
Tarifs généraux

- 10. Références :**
- (i) Dossier R-3854-2013, Pièce B-0049, p. 8;
 - (ii) Dossier R-3854-2013, Pièce B-0049, p. 11;
 - (iii) Pièce B-0051, p. 6.

Préambule :

- (i) « La figure 2 illustre l'avantage concurrentiel que procurent les tarifs au Québec »

**FIGURE 2
AVANTAGE DES TARIFS AU QUÉBEC
P/R AUX AUTRES TARIFS EN AMÉRIQUE DU NORD**



- (ii) « C'est dans cette optique que le Distributeur souhaite, tout en tenant compte des coûts, amorcer un rééquilibrage des tarifs généraux en appliquant une hausse moindre au tarif M et en récupérant l'écart de revenus auprès des autres tarifs généraux, soit les tarifs G et LG, sur la base des avantages constatés par rapport aux prix observés en Amérique du Nord (figure 2). Pour les fins de l'année tarifaire 2014-2015, le rééquilibrage se limitera à une hausse additionnelle maximale de 1 % aux autres tarifs généraux. Pour les années suivantes, les ajustements permettant le rééquilibrage seront évalués au fur et à mesure de l'évolution du contexte économique, énergétique et tarifaire. »

(iii)

**TABLEAU 1 :
 AJUSTEMENT TARIFAIRE DIFFÉRENCIÉ
 ET INDICES D'INTERFINANCEMENT**

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux	
	Ajustement tarifaire	Interfinancement
Domestiques Généraux	1,9%	86,5 ⁽²⁾
G	1,9%	118,5
M	1,9%	127,1
LG	1,9% ⁽¹⁾	104,3
Sous-total - Généraux	1,9%	121,6
Total	1,9%	99,1
Grands industriels	1,2%	106,6

¹ En incluant des revenus de 0,6 M\$ associés à l'introduction du mécanisme automatique de fixation de la PFM, la hausse est de 2 %.

² L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes est de 88,3.

Demandes :

- 10.1 Veuillez mettre à jour le graphique de la référence (i). Veuillez commenter l'évolution de l'avantage concurrentiel que procurent les tarifs au Québec pour les différentes catégories de clientèle par rapport à la situation en 2013.
- 10.2 Veuillez commenter si l'évaluation présentée à la référence (ii) demeure toujours valable. Dans l'affirmative, veuillez expliquer comment l'évolution du contexte économique, énergétique et tarifaire justifie de limiter le rééquilibrage des tarifs généraux au différentiel de hausse très limité tel que proposé par le Distributeur à la référence (iii).

Modification à l'offre tarifaire – Tarif GD

11. Référence : Pièce B-0051, p. 12.

Préambule :

« Au 1er avril 2015, le Distributeur a étendu la facturation des kilovoltampères à tous les clients dont l'appel de puissance réelle est inférieur à 50 kilowatts, tout en maintenant l'exception au tarif GD. Cette mesure a eu un impact sur une quinzaine de producteurs autonomes au tarif G. Pour huit de ces clients, le tarif GD devient plus avantageux puisque, à ce tarif, la facturation de la puissance n'est basée que sur la puissance réelle. Toutefois, une puissance à facturer minimale de 50 kilowatts est appliquée au tarif GD. Cette limite a été fixée lors de l'introduction du tarif, en 1995, afin de diriger les producteurs ayant un appel de puissance de moins de 50 kilowatts vers le tarif le plus avantageux, qui était le tarif G jusqu'au 1er avril 2015.

Il est proposé de ne plus appliquer la limite de 50 kilowatts à la puissance à facturer minimale au tarif GD afin d'assurer un traitement équitable pour les petits producteurs autonomes. Toutefois, en contrepartie, une facture minimale telle que l'on retrouve aux tarifs M et G-9 est ajoutée au tarif GD afin d'assurer qu'un minimum de coûts d'abonnement soit récupéré en l'absence de toute consommation sur une période de plus de 24 mois. »

Demande :

11.1 Veuillez expliquer, à l'aide d'exemples chiffrés, la facturation et le montant que payaient ces producteurs autonomes avant le 1^{er} avril 2015, après de 1^{er} avril 2015 et ce qu'ils paieraient à l'avenir selon la proposition du Distributeur ?

Suivi du tarif de développement économique

- 12. Références :**
- (i) Décision D-2015-018, p. 248;
 - (ii) Pièce B-0051, p. 24;
 - (iii) Pièce B-0021, p. 5;
 - (iv) Pièce : B-0051, p. 24 et 25;
 - (v) Dossier R-3905-2014, Pièce B-0107, p. 12;
 - (vi) Dossier R-3905-2014, Pièce B-0107, p. 13;
 - (vii) Pièce B-0051, p. 6.

Préambules :

(i) « [1044] *Afin de s'assurer de façon continue que la clientèle du Distributeur n'est pas pénalisée et que les tarifs offerts couvrent toujours le coût à la marge du Distributeur, incluant les coûts d'énergie en périodes de pointe et les coûts des approvisionnements en puissance, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, un suivi annuel du tarif de développement économique.*

[1045] *Ce suivi annuel devra, entre autres, présenter les volumes d'énergie qui seront offerts à ce nouveau tarif, selon les ententes acceptées ou prévues par le Distributeur, ainsi qu'une mise à jour de la simulation de la rentabilité du tarif, incluant le détail des hypothèses sous-jacentes, tels que présentés au tableau R-6.1 de la pièce B-0107. Ce suivi annuel devra également inclure une estimation de l'impact du tarif sur les besoins en puissance du Distributeur ainsi que sur les coûts d'approvisionnement en puissance sur la période couverte par le tarif.* » [nous soulignons]

(ii) « *Jusqu'à présent, trois demandes ont été soumises au Distributeur et sont en cours d'évaluation.* »

(iii) « *1.1.2. Indicateur de coût évité de la puissance*

Le bilan offre - demande du Distributeur présente des déficits en puissance sur l'ensemble de l'horizon de planification. »

- *À compter de l'hiver 2018-2019, le signal de prix est de 106 \$/kW-an (\$ 2015, indexé à l'inflation). »*

(iv) *« Le tableau 6 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.*

**TABLEAU 6 :
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	0,3	0,2	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2018	TDE	3,0	0,3	0,2	3,6	0,2	3,8	0,2	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,1	0,5	1,3	4,9	0,2	5,1	(1,0)	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,1	0,6	1,4	5,1	0,2	5,3	(1,2)	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE + transition	3,2	0,6	1,4	5,2	0,2	5,4	(1,0)	4,4	-15,0%	5,1
2022	TDE + transition	3,2	0,8	1,4	5,5	0,2	5,7	(1,0)	4,7	-10,0%	5,2
2023	TDE + transition	3,3	1,0	1,4	5,7	0,2	5,9	(1,0)	5,0	-5,0%	5,2
Annuité 5,651%		3,0	0,5	0,8	4,3	0,2	4,5	(0,3)	4,2	-17,2%	5,0

L'analyse de rentabilité actuelle ainsi que celle du dossier tarifaire 2015-2016 montrent que le coût à la marge du Distributeur correspond sensiblement au tarif de développement économique pour un client au tarif L. Par ailleurs, le statu quo concernant la disponibilité de l'électricité patrimoniale contribue au maintien de la rentabilité du tarif. »

- (v) Simulation présentée au dossier R-3095 :

**Tableau R-6.1 :
Simulation de la rentabilité**

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	4,0	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,2	0,2	3,3	0,2	3,5	0,6	4,0	-20,0%	5,1
2017	TDE	2,9	0,2	0,2	3,4	0,2	3,5	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2018	TDE	3,0	0,2	0,6	3,8	0,2	3,9	0,2	4,1	-20,0%	5,2
2019	TDE	3,1	0,3	0,6	3,9	0,2	4,1	0,1	4,2	-20,0%	5,2
2020	TDE	3,1	0,4	0,6	4,1	0,2	4,3	(0,1)	4,2	-20,0%	5,3
2021	TDE + transition	3,2	0,7	0,6	4,5	0,2	4,6	(0,1)	4,5	-15,0%	5,3
2022	TDE + transition	3,3	0,7	0,6	4,6	0,2	4,8	0,1	4,9	-10,0%	5,4
2023	TDE + transition	3,3	0,8	0,6	4,7	0,2	4,9	0,3	5,2	-5,0%	5,4
Annuité 5,847%		3,0	0,4	0,5	3,9	0,2	4,0	0,3	4,3	-17,3%	5,2

(vi) « 6.4 Veuillez indiquer si le rabais tarifaire de 20 % a un impact sur les indices d'interfinancement. Si oui, veuillez déposer la mise à jour du tableau 1 de la pièce B-0049, page 6. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.3 pour l'impact sur le dossier tarifaire 2015-2016. Quant aux prochains dossiers tarifaires, le Distributeur appliquera les méthodes de répartition des coûts approuvées par la Régie à l'ensemble des catégories de consommateurs. L'ajout de nouveaux clients ne devrait pas avoir d'impact significatif sur les coûts unitaires moyens des catégories concernées. Cependant, l'application d'une réduction tarifaire viendra temporairement modifier les indices d'interfinancement.

Une réduction tarifaire de 20 % appliquée sur une période de 7 ans, suivie de 3 années de transition vers le tarif régulier, correspond à une réduction sur la durée de l'engagement de l'ordre de 17 %, ce qui équivaut plus ou moins au niveau actuel d'interfinancement du tarif L. Au terme de l'entente, les clients seront assujettis aux tarifs réguliers et contribueront à l'interfinancement au même titre que les autres clients. » [nous soulignons]

(vii)

**TABLEAU 1 :
 AJUSTEMENT TARIFAIRE DIFFÉRENCIÉ
 ET INDICES D'INTERFINANCEMENT**

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux	
	Ajustement tarifaire	Interfinancement
Domestiques	1,9%	86,5 ⁽²⁾
Généraux		
G	1,9%	118,5
M	1,9%	127,1
LG	1,9% ⁽¹⁾	104,3
Sous-total - Généraux	1,9%	121,6
Total	1,9%	99,1
Grands industriels	1,2%	106,6

¹ En incluant des revenus de 0,6 M\$ associés à l'introduction du mécanisme automatique de fixation de la PFM, la hausse est de 2 %.

² L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes est de 88,3.

Demandes :

- 12.1 Veuillez indiquer, tel que requis à la référence (i), les volumes d'énergie qui sont prévus être offerts dans le cadre du TDÉ advenant l'acceptation des trois demandes mentionnées à la référence (ii).
- 12.2 En assumant l'acceptation des trois demandes mentionnées à la référence (ii), veuillez estimer, tel que requis à la référence (i), quel en est serait l'impact sur les besoins en puissance du Distributeur ainsi que sur les coûts d'approvisionnement en puissance sur la période couverte par le tarif.

- 12.3 Veuillez expliquer le calcul et les hypothèses utilisées pour arriver au coût à la marge de la puissance présenté à la référence (iv) quant à la prise en compte de la hausse importante du coût évité de la puissance à compter de l'hiver 2018-2019, tel que mentionné à la référence (iii).
- 12.4 Compte tenu de la hausse de 12,5 % du coût à la marge total de 4,5 ¢/kWh présenté au Tableau 6 de la référence (iv), par rapport à celui présenté au dossier R-3905-2014 tel qu'il apparait à la référence (v), et du fait que pour un projet entrant en opération en janvier 2017 le tarif sera déficitaire 5 années sur 7 pour un client au tarif L, veuillez expliquer l'affirmation de la référence (iv) quant à la rentabilité du TDÉ.
- 12.5 Veuillez expliquer la réduction de la projection du tarif L à 5,2 ¢/kWh en 2022, au Tableau 6 de la référence (iv), par rapport à la projection à 5,4 ¢/kWh en 2022, au Tableau 6.1 de la référence (v).
- 12.6 Compte tenu de la réduction de l'indice d'interfinancement aux tarifs L et LG constaté au tableau de la référence (vii) et considérant la réponse du Distributeur soulignée à la référence (vi), veuillez nuancer et préciser l'affirmation de la référence (iv) pour chacun des tarifs M, LG et L distinctement.