

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'ACEF DE QUÉBEC**

HAUSSE TARIFAIRE AU 1^{er} AVRIL 2018

Question no 1

Références :

- (i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 8, ligne 18 ;
- (ii) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 10, tableau 2.

Préambule :

- (i) « Cette demande s'inscrit dans la perspective pluriannuelle de stabilité tarifaire qu'il favorise ».
- (ii) Tableau montrant les augmentations du coût de service par composante entre 2017 et 2018 :

**TABLEAU 2 :
REVENUS ADDITIONNELS REQUIS EN 2018 (M\$)¹**

	2017 (reconnu)	2018 (témoin)	Écarts (2018-2017)	Évolution de la demande	Approvision- nement en électricité	Service de transport	Activités de distribution	Impacts climatiques
Revenus	11 693	11 817	125	151				-26
Coût de service	11 693	11 933	241	102	176	101	5	-144
Achats d'électricité	5 812	6 059	247	102	176			-31
Service de transport	2 864	2 965	101			101		
Coûts de distribution et des services à la clientèle	3 017	2 910	-108				5	-113
Revenus additionnels requis	---	116	116	-49	176	101	31	-144

Demandes :

- 1.1 Veuillez fournir les ajustements tarifaires annuels prévus par le Distributeur pour la période 2019-2023 ou pour la période de stabilité tarifaire visée par le Distributeur.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 7.2 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**
- 2

- 1.2 Veuillez fournir les augmentations annuelles prévues des composantes suivantes du coût de service du Distributeur et de ses revenus en les analysant de la même façon que celle présentée à la référence (ii) du présent dossier :

- Évolution de la demande ;
- Approvisionnement en électricité ;
- Service de transport ;
- Activités de distribution ;
- Impacts climatiques.

Réponse :

1 **Le détail demandé dépasse le cadre du présent dossier tarifaire, notamment**
2 **pour les raisons énoncées en réponse à la question 7.2 de la demande de**
3 **renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

1.3 Veuillez expliquer les raisons des hausses tarifaires prévues par le Distributeur pour
la période 2019-2023 ou pour la période de stabilité tarifaire visée par le Distributeur.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 7.2 de la demande de renseignements n° 3 de la**
5 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

1.4 Veuillez indiquer l'évolution prévue de la masse salariale du Distributeur pour la
période 2019-2023 ou pour la période de stabilité tarifaire visée par le Distributeur.

Réponse :

6 **Le Distributeur précise qu'il établit ses projections de la masse salariale**
7 **principalement en fonction de l'évolution des salaires prévue aux conventions**
8 **collectives. Puisqu'Hydro-Québec amorce la négociation du renouvellement**
9 **des conventions collectives, le Distributeur ne peut conséquemment**
10 **divulguer ses hypothèses de travail.**

1.5 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le Distributeur serait en mesure de respecter son
engagement de limiter les hausses tarifaires inférieures ou égales à l'inflation au
cours des prochaines années. Dans l'affirmative, veuillez expliquer pourquoi le
Distributeur souhaite hausser les tarifs plus que prévu par les principes
réglementaires en vigueur. Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

11 **L'engagement d'Hydro-Québec de limiter les hausses tarifaires à l'inflation en**
12 **moyenne sur l'horizon du Plan stratégique 2016-2020 constitue un défi**
13 **important, principalement en raison d'éléments hors de son contrôle, comme**
14 **l'effet des températures.**

15 **Afin de lisser les hausses tarifaires, le Distributeur peut recourir, au besoin, à**
16 **des demandes de modifications aux principes réglementaires reconnus par la**
17 **Régie au fil des dossiers.**

18 **Par ailleurs, le Distributeur tient à rappeler que ses prévisions de hausses**
19 **tarifaires sont sujettes aux modifications des paramètres ou hypothèses**
20 **découlant de l'évolution de son contexte au cours des prochaines années et**

1 que, comme pour toute autre prévision, l'incertitude quant aux hausses
2 tarifaires croît avec l'horizon considéré.

Question no 2**Référence :**

- (i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 9, figure 1.

Préambule

- (i) Hausse de la facture pour les résidences chauffées à l'électricité.

Demandes :

2.1 Veuillez fournir les consommations mensuelles en énergie (en kWh), les consommations dans la première et la deuxième tranche d'énergie respectivement de chacun des types d'habitation montrés à la référence (i), soit les cas suivants :

- logement de 5 pièces et demi ;
- petite maison ;
- maison moyenne ;
- grande maison.

Réponse :

3 Les hausses de facture pour les résidences chauffées à l'électricité
4 présentées à la figure 1 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0005),
5 correspondent aux impacts pour les cas types d'habitation chauffée à
6 l'électricité présentés au tableau 4 de la pièce HQD-13, document 2 (B-0047).

7 Le tableau R-2.1 présente les différentes consommations utilisées pour le
8 calcul des impacts de la hausse proposée, c'est-à-dire l'écart entre la facture
9 calculée au tarif proposé et celle au tarif actuel, sur les cas types, les
10 segments de la clientèle et les consommations types mensuelles. Comme
11 mentionné au dossier R-3980-2016, en réponse à la question 20.1 de la
12 demande de renseignements n° 5 de la Régie, à la pièce HQD-16,
13 document 1.5 (B-0116), ces consommations correspondent respectivement
14 aux profils de consommation des cas types d'habitation chauffée à
15 l'électricité, à la consommation moyenne des différents segments de la
16 clientèle ayant répondu au sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché*
17 *résidentiel 2014* et à des consommations types mensuelles uniformes tout au
18 long de l'année. Quant aux autres impacts présentés dans le tableau 4, ils
19 correspondent aux statistiques résultant des simulations tarifaires pour
20 l'ensemble des clients retenus.

**TABLEAU R-2.1 :
 CONSOMMATIONS UTILISÉES POUR LE CALCUL DES IMPACTS
 DU TABLEAU 4 DE LA PIÈCE HQD-13, DOCUMENT 2 (B-0047)**

	Consommation annuelle (kWh)	Type de profil	Seuil de 33 kWh/jour			Seuil de 36 kWh/jour et hausse uniforme (proposition 2018)		
			kWh facturés		% en 2 ^e tranche	kWh facturés		% en 2 ^e tranche
			1 ^{re} tranche	2 ^e tranche		1 ^{re} tranche	2 ^e tranche	
Cas types d'habitation chauffée à l'électricité								
Client à la 1 ^{re} tranche seulement	10 950	cas type - profil TAE	10 950	0	0,0%	10 950	0	0,0%
Logement 5 ½	11 590	cas type - profil TAE	9 893	1 697	14,6%	10 346	1 244	10,7%
Résidence unifamiliale								
111 m ² (1 195 pi ²)	20 494	cas type - profil TAE	11 305	9 189	44,8%	12 034	8 460	41,3%
158 m ² (1 701 pi ²)	26 484	cas type - profil TAE	11 826	14 658	55,3%	12 735	13 749	51,9%
207 m ² (2 228 pi ²)	32 054	cas type - profil TAE	12 045	20 009	62,4%	13 109	18 945	59,1%
390 m ² (4 198 pi ²)	48 062	cas type - profil TAE	12 045	36 017	74,9%	13 140	34 922	72,7%
Segments de la clientèle au tarif D								
Propriétaires TAE (maisons-plex)	24 101	moyenne du segment	10 934	13 167	54,6%	11 756	12 345	51,2%
Propriétaires TAE (multilogement)	11 102	moyenne du segment	8 673	2 429	21,9%	9 011	2 091	18,8%
Propriétaires non-TAE	14 982	moyenne du segment	9 960	5 022	33,5%	10 523	4 459	29,8%
Locataires	11 315	moyenne du segment	8 114	3 201	28,3%	8 484	2 831	25,0%
Clients MFR	14 153	moyenne du segment	8 811	5 342	37,7%	9 290	4 863	34,4%
Clients agricoles	30 218	moyenne du segment	8 998	21 220	70,2%	9 618	20 600	68,2%
Consommations types mensuelles								
625 kWh	7 500	conso. mensuelle	625	0	0,0%	625	0	0,0%
750 kWh	9 000	conso. mensuelle	750	0	0,0%	750	0	0,0%
1 000 kWh	12 000	conso. mensuelle	990	10	1,0%	1 000	0	0,0%
2 000 kWh	24 000	conso. mensuelle	990	1 010	50,5%	1 080	920	46,0%
3 000 kWh	36 000	conso. mensuelle	990	2 010	67,0%	1 080	1 920	64,0%
4 000 kWh	48 000	conso. mensuelle	990	3 010	75,3%	1 080	2 920	73,0%
5 000 kWh	60 000	conso. mensuelle	990	4 010	80,2%	1 080	3 920	78,4%

2.2 Veuillez fournir les calculs qui ont conduit aux hausses de facture d'électricité indiquées à la référence (i).

Réponse :

1 **Le Distributeur est d'avis que les informations présentées au tableau R-2.1**
 2 **de la réponse à la question 2.1 permettent à l'intervenant de calculer les factures**
 3 **annuelles d'électricité au tarif D actuel et proposé du tableau 2 de la pièce**
 4 **HQD-13, document 2 (B-0047) pour les cas types, les segments de la clientèle**
 5 **et les consommations types mensuelles. Les factures mensuelles moyennes**
 6 **pour les cas types et les segments de la clientèle présentées au tableau 4 de**
 7 **cette même pièce peuvent également être calculées puisque celles-ci**
 8 **correspondent aux factures annuelles divisées par 12. Les hausses de facture**
 9 **d'électricité pourront ainsi être déduites.**

MODIFICATION DES PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

Modification proposée aux modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques

Question no 3

Référence : (i) Pièce B-0008, HQD-1, document 4, page 8, tableau 3.

Préambule :

TABLEAU 3 :
REVENUS PRÉVUS EN 2018, AVANT ET APRÈS LA HAUSSE TARIFAIRE, ET PROVISION RÉGLEMENTAIRE

Année 2018	Abonnements	Ventes	Revenus avant la hausse			Revenus après la hausse au 1 ^{er} janvier 2018									Revenus après la hausse au 1 ^{er} avril 2018		
			janvier à mars	avril à décembre	Total	janvier à mars	avril à décembre	Total	Variations			Total	Variations				
									janvier à mars	avril à décembre	Total		janvier à mars	avril à décembre	Total		
(nombre)	(GWh)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(%)	(%)	(%)	(M\$)	(M\$)	(%)	
Domestique	3 737 199	65 421	2 024	3 240	5 264	2 049	3 274	5 323	25	34	59	1,2%	1,0%	1,1%	5 298	34	0,6%
Tarifs D, DM et DN	3 618 182	61 774	1 933	3 078	5 011	1 959	3 114	5 072	26	35	61				5 046	35	
Tarif DP	6 277	1 020	31	64	95	31	65	96	0	1	1				96	1	
Tarif DT	112 740	2 627	61	98	159	60	95	155	-2	-2	-4				157	-2	
Général	320 579	51 320	1 201	3 003	4 204	1 215	3 036	4 251	14	33	47	1,2%	1,1%	1,1%	4 237	33	0,8%
Tarifs G et T1, T2, T3	283 340	9 337	301	643	945	305	650	955	4	7	11				952	7	
Éclairage public et Sentinelle	4 553	579	16	46	62	16	47	62	0	1	1				62	1	
Tarif G-9	3 988	989	37	94	131	37	95	132	0	1	1				132	1	
Tarif M	28 589	31 202	694	1 839	2 534	702	1 859	2 561	8	20	28				2 554	20	
Tarif LG	108	9 205	152	380	532	154	385	539	2	5	7				537	5	
Tarif H	1	7	0	1	1	0	1	1	0	0	0				1	0	
Grands industriels	144	52 653	564	1 681	2 245	567	1 688	2 255	3	8	10	s.o.	s.o.	s.o.	2 252	8	s.o.
Tarif L	133	25 657	313	949	1 262	315	957	1 272	3	8	10	0,8%	0,8%	0,8%	1 269	8	0,6%
Contrats spéciaux	11	26 997	251	732	983	251	732	983	0	0	0	s.o.	s.o.	s.o.	983	0	s.o.
Total	4 057 922	169 395	3 789	7 924	11 713	3 831	7 996	11 829	41,3 ¹	74,8	116,1	s.o.	s.o.	s.o.	11 786	75	s.o.

¹ Provision réglementaire de 2018.

Demandes :

3.1 Veuillez fournir le tableau 3 révisé si la Régie devait maintenir les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques en vigueur, contrairement à la proposition du Distributeur.

Réponse :

1 Le détail demandé par l'intervenant constitue une charge de travail importante
2 qui dépasse le fardeau de preuve du Distributeur requis pour appuyer ses
3 propositions.

4 À titre informatif, le Distributeur mentionne, à la section 1 de la pièce HQD-3,
5 document 3 (B-0012), que cette modification engendrerait un impact tarifaire à
6 la hausse de 0,4 % pour l'année témoin 2018.

3.2 Veuillez indiquer les impacts (en pourcentage de hausse tarifaire et en revenus supplémentaires) sur les catégories de consommateurs indiquées dans la première colonne du tableau 3 si la Régie devait maintenir les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques en vigueur.

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 3.1.

Question no 4

Référence : (i) Pièce B-0045, HQD-12, document 3, page 15, tableau 8B.

Préambule :

Tableau 8B
Calcul des ajustements tarifaires différenciés et indices d'interfinancement
Année témoin 2018

Catégories de consommateurs	Coût de service (M\$)		Revenus avant hausse (M\$)		Provision réglementaire (M\$)		Ventes (GWh)	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
Domestiques	6 198,2	6 220,5	5 219,1	5 264,4	(13,4)	(14,2)	65 104	65 421
Généraux	3 357,3	3 424,7	4 200,9	4 203,8	(7,7)	(8,4)	50 660	51 320
Tarif G ¹	850,4	843,5	1 017,3	1 006,4	(2,2)	(2,4)	9 810	9 916
Tarif M ²	2 030,7	2 060,2	2 665,9	2 664,3	(4,2)	(4,4)	32 114	32 191
Tarif LG ³	476,2	521,1	517,8	533,1	(1,3)	(1,6)	8 736	9 213
Grands industriels	1 148,8	1 177,7	1 305,1	1 261,7	0,1	(0,6)	26 631	25 657
Total	10 704,3	10 822,9	10 725,1	10 729,9	(20,9)	(23,2)	142 396	142 398

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	30,1	(7,8)	22,3	25,3	19,3	44,6	(22,3)
Généraux	40,1	27,3	67,4	45,6	(43,4)	2,2	65,2
Tarif G	9,2	(16,1)	(6,9)	11,0	(22,0)	(11,0)	4,1
Tarif M	4,8	24,6	29,5	6,4	(8,2)	(1,9)	31,3
Tarif LG	26,0	18,8	44,8	28,2	(13,2)	15,0	29,8
Grands industriels	(42,0)	71,0	28,9	(47,8)	3,6	(44,2)	73,1
Total	28,2	90,5	118,6	23,1	(20,6)	2,5	116,1

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	1,1%	5 323,3	85,4	-0,4%	5 242,2	84,1
Généraux	1,1%	4 250,7	123,9	1,6%	4 269,0	124,4
Tarif G	1,1%	1 017,7	120,4	0,4%	1 010,5	119,6
Tarif M	1,1%	2 693,2	130,5	1,2%	2 695,6	130,6
Tarif LG ⁴	1,1%	539,8	103,4	5,6%	562,9	107,8
Grands industriels	0,8%	1 272,0	107,8	5,8%	1 334,8	113,1
Total	-	10 846,0	100,0	-	10 846,0	100,0

Demandes :

4.1 Veuillez fournir le tableau 8B révisé pour le cas où la Régie devait maintenir les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques en vigueur.

Réponse :

2 Le tableau R-4.1 présente la version du tableau 8B de la pièce HQD-12,
3 document 3 (B-0045) qui reflète l'impact du maintien des modalités de
4 disposition actuelles du compte de nivellement pour aléas climatiques sur le
5 calcul des ajustements tarifaires différenciés et indices d'interfinancement.

TABLEAU R-4.1 :
TABLEAU 8B REFLÉTANT LE MAINTIEN DES MODALITÉS
DE DISPOSITION ACTUELLES DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES
ANNÉE TÉMOIN 2018

Catégories de consommateurs	Coût de service (M\$)		Revenus avant hausse (M\$)		Provision réglementaire (M\$)		Ventes (GWh)	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
Domestiques	6 198,2	6 186,3	5 219,1	5 264,4	(13,4)	(14,2)	65 104	65 421
Généraux	3 357,3	3 416,0	4 200,9	4 203,8	(7,7)	(8,4)	50 660	51 320
Tarif G ¹	850,4	841,7	1 017,3	1 006,4	(2,2)	(2,4)	9 810	9 916
Tarif M ²	2 030,7	2 059,2	2 665,9	2 664,3	(4,2)	(4,4)	32 114	32 191
Tarif LG ³	476,2	515,1	517,8	533,1	(1,3)	(1,6)	8 736	9 213
Grands industriels	1 148,8	1 177,7	1 305,1	1 261,7	0,1	(0,6)	26 631	25 657
Total	10 704,3	10 780,0	10 725,1	10 729,9	(20,9)	(23,2)	142 396	142 398

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	30,1	(42,0)	(11,9)	25,3	19,3	44,6	(56,5)
Généraux	40,1	18,6	58,7	45,6	(43,4)	2,2	56,5
Tarif G	9,2	(17,9)	(8,7)	11,0	(22,0)	(11,0)	2,3
Tarif M	4,8	23,7	28,5	6,4	(8,2)	(1,9)	30,4
Tarif LG	26,0	12,9	38,9	28,2	(13,2)	15,0	23,8
Grands industriels	(42,0)	70,9	28,9	(47,8)	3,6	(44,2)	73,1
Total	28,2	47,5	75,7	23,1	(20,6)	2,5	73,2

Catégories de consommateurs	Reflète 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	0,7%	5 302,2	85,5	-1,1%	5 208,0	84,0
Généraux	0,7%	4 233,9	123,7	1,3%	4 260,3	124,4
Tarif G	0,7%	1 013,6	120,2	0,2%	1 008,7	119,6
Tarif M	0,7%	2 682,6	130,0	1,1%	2 694,6	130,6
Tarif LG ⁴	0,7%	537,7	104,2	4,5%	556,9	107,9
Grands industriels	0,4%	1 267,0	107,3	5,8%	1 334,8	113,1
Total	-	10 803,0	100,0	-	10 803,1	100,0

¹ Incluant tarifs G et à forfait et éclairage public et Sentinelle

² Incluant tarifs M et G9

³ Incluant tarifs LG et H

⁴ En incluant les revenus de 0,8 M\$ associés à l'introduction du mécanisme automatique de fixation de la PFM, l'ajustement tarifaire est de 0,9%

A = R-3980-2016, HQD-20, doc 4, tableau 1, colonne 5

B = Tableau 1, colonne 5

C = D-2016-033

D = HQD-1, document 4, tableau 3

E = R-3933-2015, HQD-20, doc 1, page 6

F = R-3980-2016, HQD-20, doc 1, page 6

G = R-3980-2016, HQD-12, doc 3, tableau 49, colonne 2

H = Tableau 49, colonne 2

I = ((H - G) * ((H - G) * (A / G * 100)) / 100

J = ((B/H*100) - (A/G*100) * H) / 100

K = (I) + (J)

L = ((H - G) * ((C+E) / G * 100)) / 100

M = ((D+F)/H*100 - (C+E)/G*100) * H / 100

N = (L) + (M)

O = (K) - (N)

P = Voir HQD-13, doc 2

Q = (1+(P)) * (D)

R = (Q / Total) / (B / Total) *

S = O / D

T = (1+(S)) * (D)

U = (T / Total) / (B / Total) *

4.2 Veuillez indiquer les impacts sur les catégories de consommateurs indiquées dans la première colonne du tableau 8B selon le cas où l'ajustement tarifaire 2018-2019 est effectué selon les modalités de disposition du compte de nivellement en vigueur.

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 4.1.

4.3 Veuillez indiquer les pourcentages d'ajustement tarifaire, les revenus après hausse et les indices d'interfinancement entre les catégories de consommateurs selon le format du tableau 8B dans le cas où la Régie devait maintenir les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques en vigueur.

Réponse :

2 Voir la réponse à la question 4.1.

Question no 5

Référence :

(i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 10, tableau 2.

Préambule :

(i) :

TABLEAU 2 :
REVENUS ADDITIONNELS REQUIS EN 2018 (M\$)¹

	2017 (reconnu)	2018 (témoin)	Écarts (2018-2017)	Évolution de la demande	Approvision- nement en électricité	Service de transport	Activités de distribution	Impacts climatiques
Revenus	11 693	11 817	125	151			-26	
Coût de service	11 693	11 933	241	102	176	101	5	-144
Achats d'électricité	5 812	6 059	247	102	176			-31
Service de transport	2 864	2 965	101			101		
Coûts de distribution et des services à la clientèle	3 017	2 910	-108				5	-113
Revenus additionnels requis	---	116	116	-49	176	101	31	-144

¹ Les totaux et sous totaux sont calculés à partir des données non arrondies.

Demandes :

5.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé les montants de 31 M\$ et de 113 M\$ indiqués dans la colonne intitulée « Impacts climatiques » du tableau 2 [référence (i)].

Réponse :

3 Le tableau R-5.1 présente le détail des impacts climatiques.

**TABLEAU R-5.1 :
DÉTAIL DES IMPACTS CLIMATIQUES (M\$)**

	2017	Année témoin 2018	Écarts
	D-2017-022	Proposition du Distributeur	
Compte de <i>pass-on</i>			
2015	9,0		
2016	-8,2	-21,0	-12,8
2017		-8,9	-8,9
	0,8	-29,9	-30,7
Nivellement pour aléas climatiques			
2010	30,6		-30,6
2011	26,1		-26,1
2012	77,5		-77,5
2013	-26,4		26,4
2014	7,2		-7,2
2015	49,6		-49,6
2016	-5,1	16,9	22,0
2017		29,8	29,8
Intérêts	0,0	0,0	0,0
	159,5	46,7	-112,8
Impact net	160,3	16,8	-143,5
Écart par rapport à 2017		-143,5	
Impact tarifaire		-1,3%	

5.2 Veuillez fournir le tableau 2 révisé, pour l'année témoin projetée 2018, en précisant les impacts de la proposition du Distributeur de modifier les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

5.3 Veuillez fournir le tableau 2 révisé, sans supposer l'acceptation par la Régie de la proposition du Distributeur de modifier les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques.

Réponse :

- 3 **Le tableau R-5.3 présente le détail des revenus additionnels requis en 2018**
4 **selon les modalités de disposition actuelles des soldes de 2016 et 2017 du**
5 **compte de nivellement pour aléas climatiques.**

TABLEAU R-5.3 :
REVENUS ADDITIONNELS REQUIS EN 2018 SANS MODIFICATION AUX MODALITÉS DE
DISPOSITION DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES (M\$)

	2017 (reconnu)	2018 (témoin)	Écarts (2018-2017)	Évolution de la demande	Approvision- nement en électricité	Service de transport	Activités de distribution	Impacts climatiques
Revenus	11 693	11 817	125	151				-26
Coût de service	11 693	11 890	198	102	176	101	5	-187
Achats d'électricité	5 812	6 059	247	102	176			-31
Service de transport	2 864	2 965	101			101		
Coûts de distribution et des services à la clientèle	3 017	2 867	-151				5	-156
Revenus additionnels requis	---	73	73	-49	176	101	31	-187

Amortissement des coûts du programme Conversion à l'électricité

Question no 6

Référence :

- (i) Pièce B-0012, HQD-3, document 3, page 8, ligne 9.

Préambule :

- (i) « Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'amortir cet actif sur une période de 10 ans de façon à assurer la cohérence avec le traitement réglementaire actuel des interventions en efficacité énergétique. ».

Demandes :

6.1 Veuillez expliquer les liens entre le programme Conversion à l'électricité et l'efficacité énergétique.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 9.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

6.2 Veuillez justifier l'opportunité d'assurer la cohérence avec le traitement réglementaire actuel des interventions en efficacité énergétique.

Réponse :

- 3 **Voir la réponse à la question 9.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

Question no 7

Référence :

- (i) Pièce B-0012, HQD-3, document 3, lignes 12 à 20.

Préambule :

- (i) « De l'avis du Distributeur, l'amortissement du programme sur une période de 10 ans permet de refléter, de façon prudente, l'horizon sur lequel les bénéfices attendus, soit les ventes additionnelles d'électricité, sont anticipés. De plus, considérant l'importance des investissements des clients qui choisissent de profiter de ce programme, le Distributeur estime qu'une période d'amortissement de 10 ans est prudente étant donné que la durée de vie moyenne estimée de ces investissements est évaluée à au moins 20 ans. La période d'amortissement proposée de 10 ans est donc conservatrice et permet de refléter non seulement le caractère durable des investissements réalisés mais également la pérennité de la présence du client. » (nos soulignés)

Demande :

7.1 Veuillez indiquer les avantages et les inconvénients des options d'amortir les coûts du programme *Conversion à l'électricité* sur 10, 15 et 20 ans respectivement.

Réponse :

1 **Le Distributeur considère qu'une période d'amortissement supérieure à**
2 **10 ans n'est pas souhaitable puisque le degré d'incertitude sur les bénéfices**
3 **anticipés et la pérennité de la présence du client s'accroît au-delà de cet**
4 **horizon.**

5 **Comme énoncé au préambule (i), le Distributeur réitère que la période**
6 **d'amortissement de 10 ans est prudente et conservatrice et permet de refléter**
7 **non seulement le caractère durable des investissements réalisés mais**
8 **également la pérennité de la présence du client.**

Question no 8

Référence :

- (i) Pièce B-0012, HQD-3, document 3, lignes 15 à 16.

Préambule :

- (i) « Quant aux modalités de disposition du compte d'écart demandé, le Distributeur propose de verser le solde du compte à ses revenus requis de 2018. »

Demande :

8.1 Veuillez justifier la proposition du Distributeur mentionnée à la référence (i).

Réponse :

9 **Considérant la faible matérialité du solde du compte, soit 3,2 M\$ créditeur, le**
10 **Distributeur ne juge pas approprié l'étalement de ce CER au-delà de l'année**
11 **témoin 2018.**

PRÉVISION DE LA DEMANDE

Question no 9

Références :

- (i) Pièce B-0015, HQD-4, document 2, page 7, lignes 15 à 22 ;
- (ii) Radio-Canada (6 septembre 2017)
<http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1054355/banque-canada-hausse-taux-directeur>

Préambule :

- (i) « Le resserrement des règles hypothécaires ne semble pas avoir trop affecté le marché immobilier au cours de la dernière année et les craintes de surchauffe de certains marchés, comme Toronto et Vancouver, ne devraient pas non plus se traduire par une baisse des mises en chantier au Québec. Toutefois, les taux hypothécaires pourraient graduellement augmenter à mesure que le gouvernement fédéral et la Banque du Canada resserreront les conditions de crédit. Le 12 juillet 2017, la Banque du Canada a relevé de 25 points le taux cible du financement à un jour pour le porter à 0,75 %. Le taux reste faible, mais c'est un premier changement en deux ans et surtout, une première hausse en sept ans.
Le Distributeur prévoit des ventes de 65 421 GWh au secteur résidentiel et agricole pour l'année témoin 2018. Le tableau 2 présente la prévision des ventes pour les années 2017 et 2018 et celle des principales variables économiques déterminantes pour ce secteur. Le tableau présente également les ventes prévues pour le nouveau tarif DP en vigueur depuis le 1er avril 2017. » (nos soulignés)
- (ii) « La Banque du Canada relève son taux directeur, qui passe de 0,75 % à 1 %. Elle l'avait haussé une première fois en juillet dernier d'un quart de point, ce qui représentait une première en sept ans. Et comme alors, c'est la croissance économique au pays qui dicte sa décision. »

Demandes :

9.1 Veuillez indiquer si le Distributeur tient compte de la possibilité d'une augmentation graduelle des taux d'intérêt et des taux hypothécaires dans sa prévision des ventes d'énergie.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur a invoqué la hausse du taux directeur de la Banque du Canada**
- 2 **du 12 juillet 2017 pour appuyer l'hypothèse d'une hausse graduelle des taux,**
- 3 **et ce, dans un contexte de conditions hypothécaires de moins en moins**
- 4 **favorables.**
- 5 **La hausse du taux directeur influence le taux de change, alors que le**
- 6 **resserrement des conditions hypothécaires a un impact sur les mises en**
- 7 **chantier résidentielles. Pour les fins de la prévision de la demande, le**
- 8 **Distributeur utilise la prévision de la SCHL pour les mises en chantier et les**
- 9 **prévisions de Global Insight et du Conference Board pour le taux de change.**

1 Bien que ces organismes invoquent les hausses de taux d'intérêt à venir, le
2 Distributeur ne connaît pas en détail leurs hypothèses retenues pour établir la
3 prévision de ces deux variables.

4 Par ailleurs, il est important de souligner que les interventions de la Banque
5 du Canada ont peu d'effet direct et instantané sur l'économie. Elles servent
6 surtout à empêcher l'économie de progresser trop rapidement et ainsi,
7 contrôler l'inflation à moyen terme. La hausse du taux directeur de l'ordre de
8 0,25 % a un impact marginal sur l'économie et l'effet de la fluctuation des taux
9 d'intérêt et du taux de change se fait sentir généralement après plus d'un an,
10 ce qui devrait amener peu d'impact sur l'année témoin 2018.

11 Lors de la prochaine mise à jour de la prévision, le Distributeur prendra en
12 compte les nouvelles prévisions des mises en chantier et du taux de change
13 de ces organismes. Ces derniers modifieront leurs prévisions en fonction de
14 plusieurs paramètres, dont les changements de taux d'intérêt et de taux
15 hypothécaires antérieurs et anticipés.

9.2 Dans l'affirmative, veuillez décrire la façon utilisée par le Distributeur pour en tenir compte.

Réponse :

16 Voir la réponse à la question 9.1.

9.3 Veuillez indiquer si le Distributeur a tenu compte ou non la hausse du taux d'intérêt du 12 juillet 2017 invoquée à la référence (i) dans sa prévision des besoins en énergie et en puissance. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

17 Voir la réponse à la question 9.1.

9.4 Veuillez indiquer si le Distributeur souhaite ou non modifier sa prévision de la demande en électricité suite à la hausse du taux d'intérêt du 6 septembre 2017 compte tenu qu'il discute de la hausse du taux d'intérêt de juillet 2017 dans sa prévision de la demande. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

18 Voir la réponse à la question 9.1.

Question no 10

Références :

- (i) R-4011-2017, Pièce B-0015, HQD-4, document 2, page 15, lignes 13 à 14 ;
- (ii) HQD, Dossier R-3980-2016, pièce B-0018, page 14 ;
- (iii) HQD, Dossier R-3980-2016, pièce B-0018, page 15, tableau 7 ;
- (iv) R-4011-2017, pièce B-0015, HQD-4, document 2, page 16, tableau 7

Préambule :

- (i) « La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision en énergie par usages. ».
- (ii) « La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision en énergie par usages. ».
- (iii) Le Distributeur indique à la référence (ii), dans le dossier tarifaire de l'an dernier, que les besoins en puissance à la pointe seront de 37 630 MW pour l'hiver 2016-2017.
- (iv) Dans le présent dossier, le Distributeur indique que les besoins en puissance à la pointe réels et normalisés sont respectivement de 36 579 MW et 37 769 MW pour l'hiver 2016-2017.

Demandes :

10.1 Veuillez indiquer les usages de l'électricité considérés dans votre prévision des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2016-2017, leurs consommations prévues en énergie (en GWh) et en puissance à la pointe (en MW).

Réponse :

- 1 **Pour la prévision 2016-2017 du dossier R-3980-2016, voir la réponse à la**
- 2 **question 11.1.**
- 3 **Pour la pointe normalisée 2016-2017 du présent dossier, voir la réponse à la**
- 4 **question 10.3.**

10.2 Pour chacun des usages considérés par le Distributeur, veuillez expliquer comment le Distributeur établit les liens entre les consommations en énergie et en puissance.

Réponse :

- 5 **Voir la réponse à la question 11.1.**

10.3 Veuillez expliquer votre méthode de calculs des valeurs de 36 579 MW et 37 769 MW indiquées à la référence (iv) pour l'hiver 2016-2017 à partir de la prévision en énergie par usages.

Réponse :

- 6 **Les valeurs de 36 579 MW et 37 769 MW ne découlent pas d'une prévision du**
- 7 **Distributeur.**

1 Les besoins en puissance réels de 36 579 MW correspondent à la valeur
2 maximale des besoins du Distributeur au cours de l'hiver 2016-2017. Cette
3 valeur est calculée par le Transporteur.

4 Quant aux besoins en puissance normalisés de 37 769 MW pour l'hiver
5 2016-2017, ils sont calculés selon la méthodologie de normalisation des
6 besoins en puissance décrite à la pièce HQD-1, document 2, annexe 2E,
7 section 1.4.2 (pages 140 et 141) du dossier R-3648-2007. Cette approche
8 s'appuie sur 315 simulations horaires de besoins du Distributeur en fonction
9 d'un ensemble de conditions climatiques historiques, soit celles de la période
10 1971 à 2015 selon sept variantes chronologiques. La pointe normalisée
11 correspond à la moyenne des 315 pointes d'hiver simulées découlant de
12 chaque année climatique spécifique.

13 Sur la base de la pointe normalisée ainsi obtenue, le Distributeur est en
14 mesure d'évaluer l'impact climatique sur les besoins en puissance de l'hiver
15 2016-2017, soit la différence entre la pointe normalisée et la pointe réelle.

10.4 Veuillez fournir, pour l'hiver 2016-2017, les besoins réels en énergie et en puissance.

Réponse :

16 Les besoins réels en puissance à la pointe de l'hiver 2016-2017 correspondent
17 à 36 579 MW.

18 Pour ce qui est des besoins réels en énergie, la somme des mois de décembre
19 2016 à mars 2017 est de 75,8 TWh.

10.5 Veuillez commenter sur la précision de votre prévision de besoin en puissance à la
pointe de l'hiver 2016-2017.

Réponse :

20 Au dossier R-3980-2016, le Distributeur prévoyait des besoins en puissance
21 de 37 630 MW à la pointe de l'hiver 2016-2017. Cette prévision s'appuyait sur
22 la méthodologie décrite en réponse à la question 11.1. La pointe normalisée
23 de l'hiver 2016-2017, établie a posteriori, est de 37 769 MW, soit un écart de
24 139 MW par rapport à la valeur prévue (+ 0,37%). Le Distributeur juge que cet
25 écart est plutôt faible pour une prévision réalisée un an à l'avance.

Question no 11

Référence :

(i) Pièce B-0015, HQD-14, document 2, page 15, lignes 13 à 16.

Préambule :

- (I) « La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision en énergie par usages. Sous des conditions climatiques normales, le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2017-2018 atteindront 37 853 MW, soit une hausse de 84 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2016-2017. ». (nos soulignés)

Demandes :

11.1 Veuillez fournir les usages de l'électricité considérés dans votre prévision des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2017-2018, leurs consommations prévues en énergie (en GWh) et en puissance (en MW) à la pointe.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne collige pas la consommation prévue en énergie par usages.**
2 **En pratique, le modèle de prévision des besoins en puissance s'appuie sur**
3 **des indices mensuels de croissance de la demande par usages. La**
4 **méthodologie de prévision des besoins en puissance est décrite dans la pièce**
5 **HQD-6, document 1 (B-0081) du dossier R-3864-2013, pages 17 et 18.**

6 **Plus précisément, les variables explicatives du modèle de prévision des**
7 **besoins en puissance sont :**

- 8 • **Indice composite – Degrés-jours Chauffage ;**
- 9 • **Indice composite – Nébulosité ;**
- 10 • **Indice composite – Vitesse du vent ;**
- 11 • **Indice composite – Degrés-jours Climatisation ;**
- 12 • **Demande au secteur industriel grandes entreprises ;**
- 13 • **Indices mensuels de la croissance des autres usages.**

14 **Les indices composites Degrés-jours Chauffage, Nébulosité et Vitesse du vent**
15 **correspondent à la combinaison des conditions climatiques pertinentes et de**
16 **l'indice de croissance du chauffage des locaux de l'ensemble des secteurs de**
17 **consommation. L'indice composite Degrés-jours Climatisation correspond à**
18 **la combinaison des conditions climatiques pertinentes et de l'indice de**
19 **croissance de la climatisation de l'ensemble des secteurs de consommation.**
20 **La composante Demande au secteur industriel grandes entreprises**
21 **correspond aux ventes prévues à ce secteur. Finalement, les indices**
22 **mensuels de la croissance des autres usages correspondent à l'ensemble de**
23 **la charge excluant le chauffage des locaux, la climatisation et la demande du**
24 **secteur industriel grandes entreprises. Ainsi, l'ensemble des indices**
25 **mensuels utilisés découlent implicitement des modèles de prévision des**
26 **ventes en énergie par usages et par secteurs de consommation.**

1 **Par la suite, comme illustré à la page 18 de la pièce HQD-6, document 1**
2 **(B-0081) susmentionnée, le Distributeur traduit la prévision des besoins en**
3 **puissance par usages globaux en une prévision de ces mêmes besoins en**
4 **usages finaux. Cette dernière correspond à la présentation usuelle de la**
5 **prévision des besoins en puissance dans le cadre des plans**
6 **d'approvisionnement et de leurs états d'avancement.**

11.2 Veuillez indiquer le degré de précision de votre prévision des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2017-2018.

Réponse :

7 **Le coefficient de détermination R^2 du modèle des besoins en puissance est de**
8 **99,2 %, comme indiqué au tableau 2A-11 de la pièce HQD-1, document 2.2**
9 **(B-0008) du dossier R-3986-2016. Évidemment, la précision du modèle de**
10 **prévision en puissance est tributaire de la performance de la prévision de la**
11 **demande en énergie par secteurs de consommation pour les mois d'hiver. Le**
12 **risque sur la prévision des besoins en puissance à l'horizon 1 an est quantifié**
13 **par les aléas sur la demande en puissance à la pointe d'hiver présentés dans**
14 **le cadre des plans d'approvisionnement et de leurs états d'avancement. À ce**
15 **sujet, voir le tableau 4 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0006) du dossier**
16 **R-3986-2016.**

17 **Par ailleurs, le tableau 2A-10 de la pièce HQD-1, document 2.2 (B-0008) du**
18 **dossier R-3986-2016 indique la performance prévisionnelle à la pointe d'hiver**
19 **depuis l'actualisation du modèle de prévision des besoins en puissance. À ce**
20 **jour, la performance pour une prévision à l'horizon 1 an montre un écart**
21 **moyen de 0,17 % avec une erreur-type de 0,59 %.**

11.3 Veuillez confirmer (ou infirmer) que votre méthodologie de prévision des besoins en puissance à la pointe pour l'hiver 2017-2018 est la même que celle utilisée pour 2016-2017.

Réponse :

22 **Le Distributeur le confirme.**

11.4 Sachant que la méthodologie de prévision des besoins à la pointe du Distributeur est en amélioration continue, veuillez indiquer les travaux les plus significatifs réalisés depuis le dépôt du dossier tarifaire de l'an dernier pour améliorer la précision de vos prévisions des besoins en énergie et en puissance respectivement.

Réponse :

23 **Comme indiqué en réponse à la question 11.2, la méthodologie de prévision**
24 **des besoins en puissance est performante mais elle est tributaire de la**

1 performance de la prévision de la demande en énergie. Plus précisément, la
2 performance de la prévision des besoins en puissance est dépendante des
3 indices de croissance de la charge sur lesquels s'appuie le modèle de
4 prévision, comme décrit en réponse à la question 11.1. Dans une optique
5 d'amélioration continue des modèles de prévision, le Distributeur affine
6 continuellement ces indices pour qu'ils représentent bien l'évolution de la
7 charge de la demande en puissance à la pointe d'hiver. L'adoption des
8 modèles à usages finaux pour les fins de la prévision de l'année témoin
9 depuis le dossier R-3980-2016 s'inscrit dans les travaux effectués et
10 envisagés pour améliorer la prévision des besoins à la pointe.

11.5 Veuillez indiquer les travaux envisagés par le Distributeur dans l'immédiat ou à court terme pour augmenter la précision de sa prévision des besoins en puissance à la pointe.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 11.4.**

11.6 Veuillez confirmer que différents besoins de puissance à la pointe peuvent découler de l'usage « Chauffage électrique », dépendant de l'introduction ou non de la tarification dynamique. Veuillez expliquer.

Réponse :

12 **Le Distributeur le confirme.**

11.7 Dans l'éventualité de l'implantation de la tarification dynamique, veuillez indiquer comment le Distributeur envisage-t-il de refléter les impacts de ce mode de tarification sur les usages de l'électricité et les besoins en puissance à la pointe du Distributeur.

Réponse :

13 **Cette demande est prématurée. L'analyse des résultats de la mise en place**
14 **d'options de tarification dynamique permettra au Distributeur d'évaluer quels**
15 **pourraient être les impacts de ces options sur ses besoins en puissance.**

11.8 Veuillez confirmer que différents besoins de puissance à la pointe peuvent découler de l'usage « Chauffage de l'eau », dépendant de l'introduction ou non du programme de gestion des chauffe-eau électriques. Veuillez expliquer.

Réponse :

16 **Le Distributeur le confirme.**

11.9 Si la réponse à la question précédente est affirmative, veuillez indiquer comment le Distributeur en tient compte dans sa prévision des besoins en puissance.

Réponse :

1 **Le programme *Charges interruptibles résidentielles – chauffe-eau* n'est pas**
2 **pris en compte à même la prévision de la demande. Les programmes de**
3 **gestion de la demande en puissance sont plutôt pris en compte dans le bilan**
4 **des approvisionnements en puissance, à la ligne Nouvelles interventions en**
5 **gestion de la demande en puissance (voir le tableau 5 de la pièce HQD-6,**
6 **document 1 [B-0022]).**

11.10 Veuillez indiquer si le Distributeur serait en mesure ou non de prévoir les puissances pendant les 300 heures les plus chargées du réseau à partir des usages de l'électricité. Veuillez expliquer.

Réponse :

7 **Le Distributeur ne dispose pas de cette information. Le Distributeur établit une**
8 **prévision horaire des besoins en puissance pour l'ensemble des usages de**
9 **l'électricité. Pour plus de détails, voir la pièce HQD-1, document 2, annexe 2E,**
10 **section 1.5 (pages 142-143) du dossier R-3648-2007.**

Question no 12

Référence :

(i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 7, lignes 1 à 8.

Préambule :

(i) « Misant à la fois sur la fiabilité de son alimentation électrique de source renouvelable et ses tarifs avantageux, le Distributeur intensifie également ses activités de démarchage auprès d'entreprises de stockage de données en vue d'attirer les projets d'implantation de centres de données. Ses efforts portent fruits à en juger par la venue au Québec de plusieurs joueurs majeurs à l'échelle mondiale, notamment Microsoft, Amazon, Google et ServerMania. En outre, le Distributeur propose certaines mesures tarifaires qui permettront d'améliorer la compétitivité des entreprises en vue d'accroître ses ventes d'électricité. ».

Demande :

12.1 Veuillez indiquer, de la façon la plus claire et précise possible, comment le Distributeur tient compte dans ses prévisions de la demande en énergie et en puissance, de ses activités de démarchage auprès d'entreprises de stockage de données et des « *mesures tarifaires qui permettront d'améliorer la compétitivité des entreprises en vue d'accroître ses ventes d'électricité* » mentionnés à la référence (i). Veuillez élaborer et fournir des références pertinentes.

Réponse :

- 1 **La prévision de la demande du Distributeur tient compte de manière exogène**
2 **de la demande en énergie et en puissance découlant des efforts de**
3 **développement de marchés. L'estimation de ces impacts s'appuie sur une**
4 **évaluation du Distributeur des projets en cours, à l'étude et à venir pour les**
5 **prochaines années.**
- 6 **Pour l'année 2018, les efforts de développement des ventes contribuent à un**
7 **accroissement de 0,6 TWh par rapport aux ventes reconnues pour l'année**
8 **2017.**

COÛTS ÉVITÉS

Coûts évités en énergie en réseau principal

Question no 13

Référence :

- (i) Pièce B-0019, HQD-4, document 4, page 1, lignes 1 à 3.

Préambule :

- (i) « Le bilan offre - demande en énergie du Distributeur présente encore d'importants surplus jusqu'en 2027. Ainsi, sur cet horizon, aucun approvisionnement de long terme n'est requis. Les besoins en hiver seront comblés par des achats sur les marchés de court terme. »

Demandes :

13.1 Veuillez fournir le bilan offre – demande 2017-2027 le plus récent en détaillant les offres et la demande et en tenant compte des mises à jour des approvisionnements, notamment celles mentionnées à la section intitulée « Approvisionnements en électricité », pièce B-0022, HQD-6, document 1, pages 6 à 10.

Réponse :

- 9 **Les plus récents bilans en énergie et en puissance peuvent être consultés au**
10 **dossier R-3986-2016, à la pièce HQD-1, document 1 (B-0006), respectivement**
11 **aux pages 17 et 19.**
- 12 **La mise à jour de ces bilans sera déposée par le Distributeur d'ici le**
13 **1^{er} novembre prochain dans l'État d'avancement 2017 du Plan**
14 **d'approvisionnement 2017-2026 (l'« État d'avancement 2017 »).**

13.2 Veuillez expliquer les liens entre la gestion du compte de l'énergie différée avec le Producteur et la détermination des coûts évités en énergie en réseau principal.

Réponse :

1 **La détermination des coûts évités en énergie en réseau intégré n'est pas liée à**
2 **la gestion du compte d'énergie différée.**

13.3 Veuillez indiquer la gestion annuelle prévue du compte de l'énergie différée avec le Producteur et son solde annuel.

Réponse :

3 **Considérant la réponse à la question 13.2, le Distributeur souligne d'abord**
4 **que cette demande dépasse le cadre d'intervention de l'ACEF de Québec**
5 **déterminé par la Régie aux paragraphes 69 et 70 de la décision D-2017-105.**

6 **Pour s'assurer que le solde du compte d'énergie différée soit écoulé à la fin**
7 **des Conventions d'énergie différée, le Distributeur prévoit faire des rappels au**
8 **cours des années 2022 à 2027, là où les besoins en énergie seront les plus**
9 **importants.**

10 **Pour des informations additionnelles, le Distributeur réfère l'intervenant au**
11 **dossier R-3986-2016, à la pièce HQD-1, document 2.3 (B-0009), page 43,**
12 **tableau 3F-1.**

13.4 Veuillez expliquer les liens entre les surplus d'énergie du Distributeur et la détermination des coûts évités en énergie en réseau principal.

Réponse :

13 **Le signal de coût évité en énergie reflète les approvisionnements prévus pour**
14 **répondre à des besoins additionnels. Ainsi, le coût évité en énergie est établi**
15 **en considérant les prix sur les marchés de court terme pour la période**
16 **hivernale et le prix de l'électricité patrimoniale pour le reste de l'année, étant**
17 **donné les surplus en énergie.**

13.5 Veuillez indiquer les surplus prévus de l'électricité patrimoniale pour chacune des années de la période 2017-2027.

Réponse :

18 **Considérant la réponse à la question 13.4, le Distributeur souligne d'abord**
19 **que cette demande dépasse le cadre d'intervention de l'ACEF de Québec**
20 **déterminé par la Régie aux paragraphes 69 et 70 de la décision D-2017-105.**

21 **L'information a été déposée au dossier R-3986-2016, à la pièce HQD-1,**
22 **document 1 (B-0006), page 17, tableau 6. La mise à jour de ces données sera**
23 **déposée par le Distributeur d'ici le 1^{er} novembre prochain dans l'État**
24 **d'avancement 2017.**

13.6 Veuillez indiquer les applications, dans le présent dossier, des coûts évités en énergie en réseau principal établis par le Distributeur.

Réponse :

1 **Les coûts évités en énergie servent d'une part, à réaliser les tests de**
2 **rentabilité économique pour les programmes d'efficacité énergétique et,**
3 **d'autre part, à établir les stratégies tarifaires afin de donner un bon signal de**
4 **prix.**

Coûts évités en puissance en réseau principal

Question no 14

Référence :

(i) Pièce B-0019, HQD-4, document 4, page 5, lignes 15 à 17.

Préambule :

(i) « Le bilan offre - demande du Distributeur prévoit des besoins en puissance de long terme à compter de l'hiver 2023-2024, et ce, considérant une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW, comme mentionné dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026 ».

Demandes :

14.1 Veuillez mettre à jour le bilan offre – demande en puissance de la période 2017-2027 en précisant les quantités de contribution des marchés de court terme.

Réponse :

5 **La mise à jour de ce bilan sera déposée par le Distributeur d'ici le**
6 **1^{er} novembre prochain dans l'État d'avancement 2017.**

14.2 Veuillez expliquer les liens entre les besoins additionnels en puissance et les coûts évités en puissance en réseau principal.

Réponse :

7 **Le bilan en puissance permet de distinguer le signal de coût évité de court**
8 **terme du signal de coût évité de long terme. Dès lors que des besoins en**
9 **puissance de long terme apparaissent, c'est-à-dire que les besoins additionnels**
10 **dépassent 1 100 MW et ne peuvent donc plus être couverts par le marché de**
11 **court terme, le signal de coût évité reflète le coût de puissance de long terme.**

12 **Le Distributeur rappelle que, comme indiqué dans la pièce HQD-4, document 4**
13 **(B-0019) (référence i), le signal de coût évité de puissance de long terme reflète**
14 **le coût moyen des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de**
15 **long terme A/O 2015-01.**

Question no 15

Référence :

- (i) Pièce B-0019, HQD-4, document 4, page 5, lignes 19 à 25.

Préambule :

- (i) « À partir de l'hiver 2023-2024, 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 2017-2018 à 2022-2023, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation) ;
 - À compter de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité est de 110 \$/kW-an (\$ 2017, indexé à l'inflation). (notre souligné)

Demandes :

15.1 Veuillez indiquer les types d'approvisionnements de long terme en puissance et leurs prix estimés utilisés dans votre évaluation des coûts évités en puissance en réseau intégré.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 14.2.**

2 **Pour de plus amples informations, le Distributeur réfère l'intervenant au**
3 **dossier R-3939-2015, notamment aux contrats d'approvisionnement (pièces**
4 **HQD-2, documents 1 à 3 [B-0009 à B-0011]).**

15.2 Veuillez démontrer la justesse de la valeur de 110 \$/kW-an (\$ 2017, indexé à l'inflation) retenue par le Distributeur pour son évaluation du coût évité en puissance en réseau intégré.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 14.2.**

15.3 Veuillez expliquer pourquoi les coûts évités sont exprimés en \$/kW-hiver pour la période 2017-2023, et en \$/kW-an à compter de l'hiver 2023-2024.

Réponse :

6 **Voir la réponse, au dossier R-3980-2016, à la question 16.1 de la demande de**
7 **renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0072),**
8 **pages 40 et 41.**

15.4 Veuillez indiquer si l'implantation éventuelle de la tarification dynamique serait un facteur susceptible de diminuer le coût évité en puissance à partir de 2023-2024. Veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Seuls les résultats d'un nouvel appel d'offres modifieraient les coûts évités de**
2 **long terme. En revanche, la tarification dynamique pourrait s'avérer un facteur**
3 **susceptible d'écarter les besoins en puissance à la pointe annuelle et ainsi,**
4 **retarder le moment où il faudrait procéder à de nouveaux appels d'offres de**
5 **puissance.**

15.5 Veuillez indiquer si le Distributeur serait disposé à donner aux clients qui choisiront éventuellement l'option de tarification dynamique des crédits équivalents à 110 \$/kW-an à partir de 2023-2024. Veuillez expliquer.

Réponse :

6 **Cette question est prématurée.**
7 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
8 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

15.6 Veuillez indiquer si le Distributeur tient compte ou non de l'évolution du contexte énergétique depuis 2015 dans son évaluation de coût évité en puissance. Dans l'affirmative, veuillez préciser. Dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

Réponse :

9 **Le Distributeur tient compte de l'évolution du contexte énergétique dans son**
10 **évaluation des coûts évités en puissance. Le Distributeur suit notamment les**
11 **prix des produits de puissance de type UCAP observés au cours des**
12 **dernières années.**

15.7 Veuillez indiquer les applications, dans le présent dossier, des coûts évités en puissance en réseau principal établis par le Distributeur.

Réponse :

13 **Les coûts évités en puissance servent à réaliser les tests de rentabilité**
14 **économique, notamment pour les programmes de gestion de la demande en**
15 **puissance, et également à établir les stratégies tarifaires afin de donner un**
16 **bon signal de prix.**

Question no 16

Références :

- (i) Pièce B-0019, HQD-4, document 4, page 6, lignes 17 à 19 ;
- (ii) Pièce B-0019, HQD-4, document 4, page 11, tableau A-1.

Préambule :

- (i) « Ainsi, en 2018, pour un client résidentiel, le coût évité pour l'usage de climatisation est de 3,26 ¢/kWh, tandis qu'il est de 7,57 ¢/kWh pour le chauffage des locaux. ».
- (ii) Tableau A-1 montrant les coûts évités par usages pour la catégorie de clients au tarif D.

Demande :

16.1 Veuillez fournir les coûts évités pour l'usage de climatisation dans le même format que celui du tableau A-1 [référence (ii)].

Réponse :

- 1 **Le tableau R-16.1 présente les coûts évités pour l'usage climatisation d'un**
- 2 **client au tarif D selon le format demandé.**

**TABLEAU R-16.1 :
COÛTS ÉVITÉS DE L'USAGE CLIMATISATION POUR LE TARIF D**

(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante (10 ans)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Climatisation	3,51	3,26	3,32	3,37	3,44	3,50	3,56	3,63	3,69	3,76	3,83
<i>Fourniture - Transport</i>	3,51	3,26	3,32	3,37	3,44	3,50	3,56	3,63	3,69	3,76	3,83
<i>Transport - Charge locale</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Distribution</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Question no 17

Référence :

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 17, lignes 9 à 14.

Préambule :

- (i) « D'autre part, l'essor de la production distribuée, particulièrement celle à partir de l'énergie solaire, et du stockage d'énergie à faible coût, amènent le Distributeur à se repositionner quant à la valeur d'un kWh effacé à la marge et à la capacité du signal de prix à refléter la vérité des coûts. S'il est vrai que le coût évité total représente une bonne estimation de l'ajout ou de la perte d'un kWh de chauffage, on ne peut en dire autant d'un kWh de production distribuée. » (nous soulignons)

Demandes :

17.1 Veuillez indiquer les actions entreprises et envisagées par le Distributeur pour « *repositionner quant à la valeur d'un kWh effacé à la marge* » et leurs impacts sur les calculs des coûts évités par le Distributeur.

Réponse :

1 **La proposition du Distributeur de revoir la stratégie tarifaire pour le tarif D n'a**
2 **pas d'impact sur le calcul des coûts évités.**

3 **Voir la réponse à question 52.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

17.2 Veuillez indiquer dans quels documents soumis par le Distributeur dans le présent dossier on peut obtenir de l'information sur « la valeur d'un kWh effacé à la marge » et préciser cette valeur.

Réponse :

5 **Voir la réponse à question 53.3 de la demande de renseignements n° 3 de la**
6 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

Question no 18

Référence :

(i) Décision D-2017-105, page 8.

Préambule :

(i) « [22] Cependant, il sera loisible aux intervenants de questionner le Distributeur sur ce sujet en lien avec le projet pilote de tarification dynamique. En effet, l'Avis comporte une piste de solution recommandant une option volontaire de tarification dynamique – heures critiques accessible à toutes les catégories de consommateurs⁶. La Régie y précisait que pour être efficace et atteindre ses objectifs, la structure tarifaire des options de tarification dynamique doit s'appuyer sur une étude détaillée des coûts marginaux pendant les heures de plus grande charge. Cela pourrait donc nécessiter à terme un raffinement de la méthode d'établissement des coûts évités. » (nos soulignés)

Demandes :

18.1 En lien avec le projet de tarification dynamique, veuillez indiquer si le Distributeur envisage de réaliser des raffinements de sa méthode d'établissement des coûts évités.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
8 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

18.2 Dans l'affirmative, veuillez indiquer vos pistes de raffinement.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

18.3 Dans la négative, veuillez justifier.

Réponse :

- 3 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

STRATÉGIE TARIFAIRE

Projet-pilote « Option de tarification dynamique » pour les clientèles domestique et générale

Question no 19

Référence :

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, pages 7 à 8.

Préambule :

- (i) « En réponse aux pistes de solution touchant la mise en place d'options volontaires de tarification dynamique, le Distributeur entend réaliser les travaux nécessaires à l'introduction à l'hiver 2018-2019, sur une base expérimentale, d'options de tarification dynamique pour les clientèles domestique et générale, incluant les serres et les centres de ski. Ces options pourraient permettre aux consommateurs qui peuvent moduler leur consommation de réduire leur facture d'électricité. Pour ce faire, le Distributeur pourra compter sur l'expérience qu'il a acquise en cette matière, plus particulièrement dans le cadre du projet tarifaire Heure Juste. Les conditions et structures de ces nouvelles options devront cependant refléter le contexte énergétique qui a évolué depuis le projet Heure Juste. Tout en restant simples, elles devront permettre de répondre de façon efficace, par un signal de prix important en période de pointe, aux besoins de gestion du réseau. » (nos soulignés)

Demandes :

19.1 Veuillez décrire les travaux nécessaires à la réalisation du projet-pilote de tarification dynamique à l'hiver 2018-2019 et indiquer le début et la fin de chacun de ses travaux.

Réponse :

- 5 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
6 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

19.2 Veuillez indiquer le budget prévu pour la réalisation de ces travaux.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

19.3 Veuillez indiquer les caractéristiques du projet-pilote de tarification dynamique, en précisant la méthode et les moyens utilisés pour évaluer la réduction de la facture d'électricité des participants au projet-pilote et des coûts du Distributeur.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

19.4 Veuillez comparer les caractéristiques du projet-pilote de tarification dynamique de 2018 avec celles du projet Heure Juste.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
6 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

19.5 Veuillez indiquer les impacts potentiels de l'option de tarification dynamique sur les hausses tarifaires de 2018-2019 et des années suivantes.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
8 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

19.6 Veuillez préciser comment le Distributeur entend profiter de son expérience du projet tarifaire Heure Juste dans l'élaboration de la structure et des conditions de nouvelles options de tarif dynamique.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
10 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

19.7 Veuillez indiquer les travaux à réaliser pour la facturation des clients qui choisiront l'option de tarification dynamique compte tenu de l'implantation des compteurs communicants.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
12 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

19.8 Veuillez indiquer comment le Distributeur entend refléter le contexte énergétique actuel dans l'élaboration de nouvelles options de tarifs dynamiques.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

19.9 Veuillez indiquer comment les ménages à faible revenu seraient affectés par l'introduction de l'option de tarification dynamique.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

19.10 Veuillez indiquer la date probable de l'implantation à grande échelle de nouvelles options de tarification dynamique.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
6 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

19.11 Concernant l'introduction de la tarification dynamique, veuillez préciser les sujets que le Distributeur souhaite débattre dans le présent dossier et les autorisations que le Distributeur souhaite obtenir de la Régie avant et après les travaux expérimentaux (projet-pilote).

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
8 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

9 **Voir également la réponse à la question 19.12.**

19.12 Veuillez préciser comment la proposition du Distributeur décrite à la référence (i) cadre-t-elle avec la demande du Distributeur soumise à la pièce B-0002 intitulée « *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019* ».

Réponse :

10 **Le Distributeur ne fait pas de proposition formelle relative à la tarification**
11 **dynamique dans son dossier tarifaire 2018-2019. De ce fait, il n'en fait pas**
12 **mention dans sa demande présentée à la pièce B-0002.**

1 **Voir également la réponse à la question 51.1 de la demande de**
2 **renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

Possibilité d'ajustement tarifaire différenciée et Indices d'interfinancement

Question no 20

Référence :

(i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 9, tableau 1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 1 l'ajustement tarifaire différencié et les indices d'interfinancement.

Demandes :

20.1 Veuillez confirmer que les indices d'interfinancement présentés au tableau 1 se rapportent à l'année 2018.

Réponse :

3 **Le Distributeur le confirme.**

20.2 Veuillez fournir les indices d'interfinancement des catégories de consommateurs montrées au tableau 1 pour l'année réelle 2016 et l'année de base 2017. Veuillez fournir des explications pertinentes.

Réponse :

4 **En conformité avec les exigences du Guide de dépôt de la Régie, le**
5 **Distributeur fournit, dans le cadre de chaque dossier tarifaire, l'évaluation des**
6 **indices d'interfinancement pour l'année témoin compte tenu de la hausse**
7 **tarifaire proposée. Il présente également les indices, à la demande de la Régie,**
8 **lorsque la décision tarifaire est rendue.**

20.3 Veuillez fournir les indices d'interfinancement pour la période la plus longue possible.

Réponse :

9 **Le Distributeur ne calcule pas d'indices d'interfinancement pour les années**
10 **postérieures à l'année témoin. Quant aux données relatives aux indices**
11 **d'interfinancement des années témoins antérieures, le Distributeur réfère**
12 **l'intervenant aux pièces relatives à la répartition des coûts de chacun de ses**
13 **dossiers tarifaires.**

Données relatives aux consommations et aux factures d'électricité de la clientèle domestique**Question no 21****Référence :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 13, tableau 4.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 4 certaines données de consommation annuelle et de factures mensuelles par clients moyens, par types d'habitation, par segments de la clientèle domestique.

Demandes :

21.1 Veuillez fournir les consommations mensuelles et annuelles en énergie (en kWh) et en puissance (en kW), les consommations dans la première et la deuxième tranche d'énergie de chacune des catégories de consommateurs montrées à la référence (i), à l'exception de la catégorie « *consommations types mensuelles* ».

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 2.1.**

21.2 Veuillez fournir les calculs qui ont conduit aux résultats de factures mensuelles selon les tarifs actuels et les tarifs proposés par le Distributeur montrés au tableau 4 [référence (i)].

Réponse :

- 2 **Voir la réponse à la question 2.2**

21.3 Veuillez expliquer pourquoi la consommation annuelle de la « moyenne des clients DT » (23 878 kWh) est bien supérieure à celle de la « moyenne des clients D chauffés à l'électricité » (18 056 kWh).

Réponse :

- 3 **La consommation annuelle moyenne plus élevée de clients au tarif DT par**
4 **rapport à celle de clients au tarif D s'explique par le fait que les habitations au**
5 **tarif DT sont typiquement des résidences unifamiliales alors qu'il y a une**
6 **proportion importante de logements au tarif D.**

Stratégies tarifaires reliées à l'autoproduction**Question no 22****Référence :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 17, lignes 15 à 33.

Préambule :

- (i) « En effet, si la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de puissance et de réseaux (transport et distribution),

l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production. Il en résulte inévitablement que le prix de la 2e tranche d'énergie du tarif D surestime alors le crédit accordé à ce kWh évité. Le manque à gagner associé à l'autoproduction doit alors être récupéré auprès des autres consommateurs. Dans son Avis, la Régie fait d'ailleurs écho à ce problème.

Ainsi, l'autoproduction soulève d'importants défis pour les distributeurs d'électricité. Alors que la tarification usuelle de l'électricité permet une récupération adéquate des coûts, l'autoproduction se traduit par des pertes de revenus pour les distributeurs sans toutefois s'accompagner d'une réduction correspondante des coûts fixes.

Face à ce nouveau défi, le Distributeur réitère qu'il est impératif de revoir la stratégie tarifaire et d'être vigilant quant aux conséquences de l'accroissement du prix de la 2e tranche d'énergie du tarif D. Il propose ainsi d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2e tranche. Ce choix tient compte du fait que le Distributeur ne peut plus être certain d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée et assure ainsi la mise en œuvre d'une pratique plus équitable pour l'ensemble de sa clientèle. » (nos soulignés).

Demandes :

22.1 Veuillez expliquer pourquoi l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production.

Réponse :

1 **Voir la réponse à question 53.3 de la demande de renseignements n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

22.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne peut plus être certain d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 53.3 de la demande de renseignements n° 3 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

22.3 Veuillez fournir une estimation du nombre d'autoproduiteurs, de leurs volumes d'énergie vendues au Distributeur et de leurs profils de consommation présentement.

Réponse :

5 **Les autoproduiteurs ne vendent pas d'énergie au Distributeur. L'électricité**
6 **qu'ils injectent sur le réseau d'Hydro-Québec correspond à l'excédent entre**
7 **leur production et leur consommation, lequel est comptabilisé dans une**
8 **banque de surplus pour une utilisation future par ce même client.**

1 **En 2016, les 124 autoproducteurs à l'option de mesurage net ont injecté**
2 **295 MWh sur le réseau d'Hydro-Québec.**

3 **Le Distributeur ne dispose pas de l'information demandée quant aux profils de**
4 **consommation des autoproducteurs bénéficiant de l'option de mesurage net.**

22.4 Veuillez fournir les mêmes informations demandées dans la question précédente selon votre prévision ou estimation pour la prochaine décennie.

Réponse :

5 **Dans le cadre de la prévision de la demande, le Distributeur évalue l'impact de**
6 **la production distribuée sur les ventes d'électricité. Par contre, le Distributeur**
7 **n'effectue pas de prévision portant sur la portion de l'électricité injectée par**
8 **les autoproducteurs à l'option de mesurage net.**

22.5 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la quantité d'énergie achetée par le Distributeur chez les autoproducteurs en réseau intégré serait relativement petite présentement et dans la prochaine décennie.

Réponse :

9 **Comme mentionné en réponse à la question 22.3, le Distributeur n'achète pas**
10 **l'électricité produite par les autoproducteurs. L'électricité injectée est mise en**
11 **banque pour une utilisation future par le client.**

12 **La quantité d'électricité injectée est effectivement marginale actuellement.**
13 **Toutefois, comme présenté au tableau R-20.1 en réponse à la question 20.1**
14 **d'OC à la pièce HQD-15, document 9, le Distributeur constate une progression**
15 **du nombre de clients à l'option de mesurage net au cours des années.**

16 **La quantité d'électricité produite et injectée par les clients autoproducteurs**
17 **sur le réseau dépend de leur nombre, de la capacité de leur installation de**
18 **production et de leur niveau de consommation. Le Distributeur n'effectue pas**
19 **de prévision à cet effet et ne peut se prononcer sur l'importance relative de**
20 **l'électricité injectée pour la prochaine décennie.**

21 **Voir également la réponse à la question 22.4.**

22.6 Veuillez indiquer si le Distributeur connaît d'autres distributeurs qui conçoivent leurs tarifs domestiques en tenant compte de l'autoproduction. Dans l'affirmative, veuillez indiquer leurs noms et fournir des références pertinentes.

Réponse :

22 **Les enjeux liés à la production distribuée font actuellement l'objet de**
23 **discussions dans l'industrie de l'électricité. Au Québec, ce sujet a été abordé**

1 dans le cadre du dossier sur l'*Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer*
2 *les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel –*
3 *Perspectives 2030* (l'« Avis de la Régie ») entre autres par l'expert de la firme
4 Christensen Associates Energy Consulting, LLC (« CAEC ») qui y consacre le
5 chapitre 7 de son rapport. Voir la pièce HQD-2, document 1 (C-HQD-0005) du
6 dossier R-3972-2016.

7 Aux États-Unis, la National Association of Regulatory Utility Commissioners
8 (NARUC) a publié un manuel intitulé « Distributed Energy Resources Rate
9 Design and Compensation » qui vise à guider les autorités réglementaires
10 dans la conception des tarifs, notamment quant à la juste compensation des
11 distributeurs avec l'avènement de la production distribuée¹.

22.7 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur achète de l'électricité produite par les
autoproducteurs alors qu'il se trouve en situation de surplus énergétique d'ici la prochaine
décennie.

Réponse :

12 L'autoproduction correspond à la production d'électricité par, pour et chez le
13 client pour répondre à ses besoins. Cette activité est permise et prévue dans
14 la *Loi sur la Régie de l'énergie* (article 60, alinéa 2).

15 L'option de mesurage net offerte par le Distributeur permet de soutenir les
16 autoproducteurs en leur offrant la possibilité d'accumuler leur surplus de
17 production, s'il y a lieu, dans une banque de surplus en vue d'une utilisation
18 future. Cette option ne vise aucunement l'achat d'électricité par le
19 Distributeur.

22.8 Veuillez indiquer s'il serait envisageable que le Distributeur paye l'énergie produite
par les autoproducteurs en fonction uniquement de son coût variable. Veuillez expliquer.

Réponse :

20 Les modifications à l'option de mesurage net envisagées par le Distributeur
21 ne visent pas à modifier son objectif. En effet, l'option doit demeurer un
22 soutien à l'autoproduction et non devenir un moyen d'approvisionnement.

23 Selon le Distributeur, la valeur de l'électricité injectée doit refléter le coût évité
24 en énergie. C'est pourquoi il propose l'introduction d'une nouvelle option de
25 mesurage net applicable en réseaux autonomes (Option III) pour laquelle la
26 valeur de l'électricité injectée reflète le coût évité du carburant.

¹ <http://pubs.naruc.org/pub/19fdf48b-aa57-5160-dba1-be2e9c2f7ea0>

1 **Quant à la proposition pour les clients en réseau intégré, elle sera traitée**
2 **ultérieurement conformément à la décision D-2017-105 de la Régie.**

22.9 Veuillez indiquer s'il serait possible d'utiliser les coûts évités totaux (production, transport de la charge locale et distribution) comme cible pour les tarifs domestiques dont l'énergie consommée provient uniquement d'Hydro-Québec Distribution (sans aucune autoproduction). Veuillez commenter de la façon la plus détaillée possible.

Réponse :

3 **Le fait d'appliquer un tarif différent aux clients domestiques selon la source**
4 **d'énergie utilisée serait complexe à implanter et difficile à appliquer. En effet,**
5 **cette approche s'apparenterait à une forme encore plus poussée de**
6 **tarification selon l'usage. Le Distributeur ne considère pas qu'il s'agisse d'une**
7 **avenue prometteuse.**

22.10 Si l'on utilise le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2e tranche, est-ce exact que les consommations additionnelles et régulières sur plusieurs années en hiver seront financées par l'ensemble de la clientèle domestique du Distributeur (couverture des coûts de réseaux transport et distribution) ? Veuillez commenter et préciser qui payera pour les manques à gagner.

Réponse :

8 **Il n'y a pas de manque à gagner associé aux consommations additionnelles**
9 **pour la clientèle domestique. Globalement, la contribution de la catégorie de**
10 **consommateurs Domestiques aux coûts qu'elle génère représente environ**
11 **85 % (indice d'interfinancement) et la contribution de cette catégorie de**
12 **consommateurs à la croissance des coûts est déterminée par la hausse**
13 **tarifaire moyenne.**

14 **La structure du tarif détermine le partage des coûts entre les clients d'une**
15 **même catégorie de consommateurs. Le signal de prix de la 2^e tranche**
16 **d'énergie du tarif D vise à inciter le client à faire de bons choix énergétiques.**

22.11 Outre la stratégie tarifaire proposée à la référence (i), veuillez indiquer les mesures que le Distributeur prendrait pour être plus certain « *d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée* ».

Réponse :

17 **Voir les réponses aux questions 53.1 à 53.3 de la demande de renseignements**
18 **n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

Question no 23

Références :

- (i) HQD, Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 17 ;
- (ii) Régie de l'énergie, Décision D-2017-105, pages 5 à 6.

Préambule :

- (i) « Face à ce nouveau défi, le Distributeur réitère qu'il est impératif de revoir la stratégie tarifaire et d'être vigilant quant aux conséquences de l'accroissement du prix de la 2e tranche d'énergie du tarif D. Il propose ainsi d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2e tranche. Ce choix tient compte du fait que le Distributeur ne peut plus être certain d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée et assure ainsi la mise en œuvre d'une pratique plus équitable pour l'ensemble de sa clientèle. » (nos soulignés)

- (ii) « [16] La Régie retient en partie la proposition du RNCREQ. Pour ce qui est du réseau intégré, elle juge que le présent dossier tarifaire ne constitue pas le forum idéal pour examiner la proposition du Distributeur relativement au mesurage net. En effet, étant donné l'ajout de l'examen du mécanisme de réglementation incitative (MRI) au présent dossier tarifaire et l'importance des enjeux soulevés par les modifications proposées, la Régie juge qu'il est opportun de traiter de ce sujet dans le cadre d'un dossier distinct. **Ainsi, la Régie demande au Distributeur de déposer un dossier portant spécifiquement sur les modifications à apporter aux dispositions relatives à l'option de mesurage net en réseau intégré.** »

Demandes :

23.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que malgré le traitement des modifications à apporter aux dispositions relatives à l'option de mesurage net en réseau intégré dans un dossier à venir conformément à la décision D-2017-105, le Distributeur juge encore qu'il est impératif d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2e tranche. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur le confirme. Voir également la réponse à question 53.3 de la**
- 2 **demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15,**
- 3 **document 1.3.**

23.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la proposition du Distributeur de hausser uniformément les prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie pour la structure cible du tarif D et pour 2018-2019 s'explique essentiellement par sa préoccupation à l'égard de l'arrivée de l'autoproduction. Veuillez élaborer.

Réponse :

- 1 **Malgré son statut de monopole sur la vente de l'électricité, le Distributeur est**
2 **en concurrence avec les autres sources d'énergie comme le mazout et le gaz**
3 **naturel pour les besoins de chauffage des clients tant résidentiels que**
4 **commerciaux. La position concurrentielle de l'électricité demeure un facteur**
5 **important à prendre en considération pour fixer les prix des tarifs d'électricité.**
- 6 **Comme le contexte énergétique est en constante évolution, la stratégie**
7 **tarifaire doit évoluer et s'adapter continuellement en mettant l'emphase sur**
8 **les éléments comportant le plus de risque pour le Distributeur et l'ensemble**
9 **de la clientèle.**
- 10 **Les travaux réalisés dans le cadre de l'Avis de la Régie ont mis en évidence**
11 **les enjeux entourant l'essor de la production distribuée. La proposition du**
12 **Distributeur de hausser uniformément les prix d'énergie du tarif D reflète cette**
13 **préoccupation.**
- 14 **Voir également la réponse à question 53.2 de la demande de renseignements**
15 **n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

23.3 Si la réponse à la question précédente est négative, veuillez indiquer les raisons de la proposition du Distributeur de hausser uniformément les prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie.

Réponse :

- 16 **Voir la réponse à la question 23.2.**

Structure cible du tarif D**Question no 24****Références :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 18, lignes 3 à 6 ;
- (ii) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 18, tableau 6 ;
- (iii) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 18, ligne 15 à 22.

Préambule :

- (i) «Le tableau 6 présente la structure tarifaire cible ajustée du tarif D qui tient compte de l'introduction d'un montant mensuel minimal de la facture et d'un ajustement uniforme des prix d'énergie. Cette structure cible génère les mêmes revenus que la structure tarifaire actuelle » ; (nos soulignés)
- (ii)

TABLEAU 6 :
STRUCTURE CIBLE AJUSTÉE POUR LE TARIF D
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)
TARIFS AU 1^{ER} AVRIL 2017

Composantes tarifaires	Prix		Écart
	actuel	cible	
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	-
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	33	40	7
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,82	5,99	2,9%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,92	9,17	2,9%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	20,00	20,00
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	60,00	60,00

(iii)

« Afin d'assurer une mise en œuvre graduelle de la structure cible du tarif D présentée dans le tableau 6, le déploiement pourrait se faire comme suit :

- hausser le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 36 kWh par jour en 2018 et à 40 kWh par jour en 2019 ;
- hausser uniformément les prix d'énergie ;
- atteindre en 3 ans un montant minimal de la facture d'environ 20 \$ par mois pour l'alimentation en monophasé et en 7 ans, celui de 60 \$ par mois pour l'alimentation en triphasé afin d'en étaler l'impact plus important. » (nos soulignés)

Demandes :

24.1 Veuillez préciser le sens de l'expression « à revenus équivalents » mentionnée à la référence (ii), tableau 6.

Réponse :

1 **Le Distributeur réfère l'intervenant à ses soulignés de la référence (i).**
2 **Autrement dit, la structure cible présentée à la référence (ii) génère des**
3 **revenus équivalents à ceux générés par la structure du tarif D au 1^{er} avril 2017.**

24.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les prix cibles de l'énergie montrés au tableau 6 ne prennent pas en compte les ajustements tarifaires dans les prochaines années, considérant l'affirmation du Distributeur à la référence (i). Veuillez expliquer.

Réponse :

4 **Le Distributeur le confirme. Voir la réponse à la question 24.1.**

24.3 Veuillez expliquer pourquoi il faut augmenter les prix de l'énergie – première et deuxième tranche - de 2,9 % [référence (ii)] compte tenu de l'affirmation du Distributeur à la référence (i).

Réponse :

1 **La hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie augmente la proportion de kWh**
2 **facturés au prix plus bas de la 1^{re} tranche. Puisque la structure cible doit**
3 **générer les mêmes revenus que la structure au 1^{er} avril 2017, il est nécessaire**
4 **de compenser cette perte de revenus en haussant les prix d'énergie.**

24.4 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les prix cibles de l'énergie indiqués au tableau 6 tiennent compte des montants minimaux de facture.

Réponse :

5 **Le Distributeur le confirme. L'ensemble des prix indiqués au tableau 6 de la**
6 **référence (ii), incluant les montants mensuels minimaux, permettent de**
7 **générer les mêmes revenus que ceux associés au tarif D au 1^{er} avril 2017.**

24.5 Veuillez indiquer si les écarts de 2,9% des prix de l'énergie dépendent ou non des hypothèses de hausses tarifaires pour les deux prochaines années. Dans l'affirmative, veuillez préciser vos hypothèses. Dans la négative, veuillez en expliquer les raisons.

Réponse :

8 **Non, voir les réponses aux questions 24.1 et 24.2.**

24.6 Veuillez préciser si les écarts identiques de 2,9% pour les prix de la première et de la deuxième tranche résultent d'une stratégie souhaitée par le Distributeur ou d'une pure coïncidence. Veuillez expliquer.

Réponse :

9 **Le Distributeur réfère l'intervenant à la référence (i) dans laquelle il est**
10 **clairement indiqué que la structure cible tient compte d'un ajustement**
11 **uniforme des prix d'énergie.**

24.7 Veuillez fournir :

- le nombre de clients qui seront touchés par l'introduction du montant minimal mensuel dans les prochaines années ;
- les montants annuels de factures minimales ;
- et les revenus obtenus grâce à l'implantation de la facture minimale.

Réponse :

1 Le Distributeur dispose des informations demandées uniquement pour la
2 structure cible de la référence (ii) de même que pour le tarif D proposé au
3 1^{er} avril 2018, tel qu'il est détaillé au tableau 2 de la pièce HQD-13, document 2
4 (B-0047).

5 Comme présenté en réponse à la question 54.2 de la demande de
6 renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3, le
7 Distributeur évalue à 438 817 le nombre de clients susceptibles de payer un
8 montant minimal de la facture au moins une fois durant l'année selon la
9 structure cible. Les revenus annuels associés au montant mensuel minimal de
10 20 \$ en monophasé et de 60 \$ en triphasé de cette structure cible sont
11 respectivement de 44,8 M\$ et 10,9 M\$. Il est à noter qu'une partie de ces
12 revenus auraient autrement été récupérés au moyen de la redevance et du
13 prix de la 1^{re} tranche d'énergie.

14 Le nombre de clients susceptibles de payer un montant minimal de la facture
15 selon le tarif D proposé au 1^{er} avril 2018 est de 230 424 et les revenus annuels
16 associés au montant mensuel minimal de 15,18 \$ en monophasé et de 18,27 \$
17 en triphasé sont respectivement de 16,9 M\$ et 0,6 M\$.

Question no 25

Références :

- (réf. i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 17, lignes 27 à 30 ;
- (ii) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 18, lignes 10 à 14 ;
- (iii) HQD, dossier R-3933-2015, pièce HQD-16, document 1.4, page 102.

Préambule :

- (i) « Face à ce nouveau défi, le Distributeur réitère qu'il est impératif de revoir la stratégie tarifaire et d'être vigilant quant aux conséquences de l'accroissement du prix de la 2e tranche d'énergie du tarif D. Il propose ainsi d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2e tranche. » (nos soulignés)
- (ii) « Malgré une hausse uniforme des prix d'énergie, le caractère progressif du tarif demeure, contribuant à alléger la facture électrique des petits consommateurs, dont les ménages à faible revenu, tout en maintenant l'incitatif à faire de meilleurs choix énergétiques. De plus, en attribuant une juste valeur au kWh à la marge, au prix de la 2e tranche d'énergie, le Distributeur atténue le transfert de coûts associé à l'autoproduction. » (nous soulignons)
- (iii) « Bien que davantage de kWh de chauffage puissent être facturés au prix de la 1^{re} tranche, il n'en demeure pas moins que la deuxième 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. » (nos soulignés)

Demandes :

25.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le Distributeur abandonne son objectif d'aligner le prix de la deuxième tranche vers le coût évité de long terme pour le chauffage des locaux, tel que l'indique son affirmation à la référence (iii). Veuillez préciser.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 52.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

25.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le coût évité total de long terme pour le chauffage des locaux, incluant les composantes fourniture & transport, transport de la charge locale et distribution, ne serait plus considéré par le Distributeur comme une « *juste valeur du kWh à la marge* ». Veuillez préciser.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 53.3 de la demande de renseignements n° 3 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

Question no 26**Références :**

- (i) Dossier R-3980-2016, HQD, pièce B-0052, HQD-14, document 2, pages 20 à 21 ;
- (ii) Régie de l'énergie, D-2017-022 (R-3980-2016), page 171.

Préambule :

- (i) « 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.

(...)

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

- (ii) « [648] Entre une hausse deux fois plus rapide en 2e tranche (67 % en 2e tranche d'énergie – 33 % en 1re tranche d'énergie) et une hausse uniforme (50 % - 50 %), une solution intermédiaire consiste à continuer de hausser davantage le prix de la 2e tranche afin d'aider les petits consommateurs, dont les MFR, mais en partageant les hausses annuelles dans une proportion moindre.

[649] **La Régie maintient donc le concept de hausse différenciée du prix des tranches d'énergie, mais ralentit le rythme de croissance de la 2e tranche à 1,5 fois plus qu'en 1re tranche, soit à 60 % en 2e tranche et 40 % en 1re tranche.** » (nos soulignés)

Demande :

Dans le dossier tarifaire de l'an dernier, le Distributeur a invoqué la concurrence avec le gaz pour justifier sa proposition de hausser de façon uniforme les prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie du tarif D. Comme on peut le voir au préambule (ii), la Régie n'a pas retenu cet argument du Distributeur dans sa décision D-2017-022.

26.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que, pour le Distributeur, la position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz ne serait plus un facteur pertinent pour justifier sa proposition dans le présent dossier de hausser de façon uniforme les prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie pour les tarifs domestiques. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 23.2.**

Ajustement des composantes du tarif D pour 2018-2019

Question no 27

Références :

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 22, lignes 1 à 9 ;
- (ii) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 21, figure 3 ;
- (iii) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 22, figure 4.

Préambule :

- (i) **3.1.3. Proposition au 1^{er} avril 2018**

Compte tenu des propositions ci-dessus, la hausse tarifaire au tarif D se décline comme suit :

- gel de la redevance (40,64 ¢ par jour) ;
- hausse du seuil de la 1re tranche d'énergie de 33 à 36 kWh par jour ;
- hausse uniforme des prix d'énergie ;
- introduction d'un montant mensuel minimal de 15,18 \$ pour l'alimentation en monophasé et de 18,27 \$ pour l'alimentation en triphasé.

- (ii) Figure 3 : Impact annualisé moyen par tranche de consommation pour les clients au tarif D ;
- (iii) Figure 4 : Dispersion de l'impact annualisé par segment de clientèle au tarif D.

Demandes :

27.1 Veuillez indiquer les impacts en pourcentage de hausse tarifaire des propositions du Distributeur décrites à la référence (i) pour le tarif D pour 2018-2019 par tranche de consommation et par segment de clientèle (scénario de hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie de 33 à 36 kWh par jour en avril 2018). Veuillez utiliser les mêmes tranches de consommation et segments de clientèle que ceux présentés aux références (ii) et (iii).

Réponse :

1 **Le tableau R-27.1 présente les prix et les impacts associés à la proposition du**
2 **Distributeur au 1^{er} avril 2018 ainsi que ceux des 3 scénarios demandés. Les**
3 **scénarios A et B présentent respectivement un seuil de la 1^{re} tranche**
4 **d'énergie à 37 kWh/jour et à 38 kWh/jour combiné à une hausse uniforme des**
5 **prix d'énergie alors que scénario C présente un seuil de la 1^{re} tranche à**
6 **36 kWh/jour combiné à une hausse deux fois plus élevée du prix de la**
7 **2^e tranche d'énergie que celui de la 1^{re} tranche. Il en ressort que les scénarios**
8 **A, B et C génèrent une dispersion plus grande des impacts que celle associée**
9 **à la stratégie proposée par le Distributeur.**

10 **La hausse plus marquée du seuil de la 1^{re} tranche aux scénarios A et B doit**
11 **nécessairement être compensée par une hausse plus importante des deux**
12 **prix d'énergie. Ces plus fortes hausses du prix de la 1^{re} tranche provoquent**
13 **des impacts tarifaires plus élevés pour les petits consommateurs qui ne**
14 **bénéficient pas pleinement de la hausse plus importante du seuil de la**
15 **1^{re} tranche en raison de leur plus faible consommation. Ces scénarios**
16 **génèrent également des impacts tarifaires plus importants pour les grands**
17 **consommateurs, dont les exploitations agricoles, pour qui l'impact de la**
18 **hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie est marginale compte tenu de leur**
19 **consommation élevée déjà fortement facturée en 2^e tranche.**

20 **Compte tenu de la hausse moindre du prix de la 1^{re} tranche par rapport aux**
21 **autres scénarios, le scénario C permet d'épargner davantage les petits**
22 **consommateurs, dont les clients MFR. Toutefois, comme la hausse du prix de**
23 **la 2^e tranche est tout aussi élevée que celle des scénarios A et B, le**
24 **scénario C provoque des impacts tout aussi importants pour les grands**
25 **consommateurs au tarif D, dont les exploitations agricoles.**

26 **Le Distributeur est d'avis que sa proposition demeure le scénario le plus**
27 **centré puisqu'il permet de limiter les impacts pour les petits et pour les**
28 **grands consommateurs du tarif D.**

27.2 Veuillez indiquer les impacts sur les ménages à faible revenu et sur différents segments de la clientèle au tarif D si on modifie le scénario présenté à la référence (i) pour des seuils de la première tranche fixés à **37 et 38 kWh par jour en 2018 respectivement** (au lieu d'un seuil de 36 kWh par jour).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 27.1.**

27.3 Veuillez indiquer les impacts sur les ménages à faible revenu et sur différents segments de la clientèle au tarif D si on modifie le scénario indiqué à la référence (i) en **ajustant le prix de la deuxième tranche deux fois plus important que celui de la première tranche** selon la pratique adoptée par la Régie ces dernières années (au lieu d'une hausse uniforme des prix proposée par le Distributeur dans le présent dossier).

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 27.1.**

27.4 Veuillez indiquer les impacts sur les ménages à faible revenu et sur différents segments de la clientèle au tarif D si on modifie le scénario de la référence (i) en **gelant les revenus associés au tarif D au niveau actuel et en augmentant le seuil de la première tranche d'énergie à 37 kWh par jour en 2018.**

Réponse :

3 **La demande dépasse le cadre d'analyse du présent dossier puisqu'elle**
4 **suppose un gel du tarif D au 1^{er} avril 2018 alors que la hausse demandée au**
5 **1^{er} avril 2018 est de 1,1 %.**

6 **Avec les informations fournies en réponse à la question 27.1, l'intervenant**
7 **dispose de suffisamment d'éléments pour être en mesure d'apprécier l'impact**
8 **de la hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie à 37 kWh par jour.**

Question no 28

Référence :

(i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 21, lignes 1 à 6.

Préambule :

(i) « La figure 4 présente la dispersion de l'impact annualisé des modifications proposées sur les différents segments de clientèle. Bien que la dispersion des impacts peut être importante, il n'en demeure pas moins que l'impact médian est légèrement en dessous de zéro pour l'ensemble des segments, sauf les clients agricoles. Tel qu'indiqué précédemment, l'impact maximal plus important pour ces clients est associé au montant minimal de la facture, correspond cependant à une hausse maximale de la facture annuelle de 73 \$.

» (nos soulignés)

Demandes :

28.1 Veuillez indiquer les raisons qui expliquent des impacts importants de la facture minimale chez les clients agricoles.

Réponse :

1 **La proportion des clients susceptibles de payer un montant minimal de la**
2 **facture au moins une fois durant l'année est plus importante chez la clientèle**
3 **agricole (22 %) que chez la clientèle résidentielle (12 %). Comme présenté au**
4 **tableau R-54.2 en réponse à la question 54.2 de la demande de**
5 **renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3, une plus**
6 **grande proportion de ces clients agricoles (66 %) que de ces clients**
7 **résidentiels (60 %) consomment annuellement moins de 5 000 kWh, les**
8 **rendant plus susceptibles d'avoir des impacts plus importants, en**
9 **pourcentage, en raison du montant minimal de la facture.**

10 **Le Distributeur tient toutefois à rappeler que ces impacts relatifs élevés ne**
11 **correspondent pas à des impacts élevés en termes monétaires. Voir la**
12 **réponse à la question 28.2.**

28.2 Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé la « hausse maximale de la facture annuelle de 73 \$ » mentionnée à la référence (i).

Réponse :

13 **La hausse maximale de la facture annuelle de 73 \$ correspond à l'impact**
14 **annuel maximal en dollars des clients agricoles présentés à la figure 4 de la**
15 **référence (iii).**

16 **Au tarif D proposé au 1^{er} avril 2018, cette hausse annuelle de 73 \$ serait celle**
17 **d'un client alimenté en triphasé qui ne consommerait pas tout au long de**
18 **l'année et qui aurait donc à payer, à chaque période de consommation, le**
19 **montant mensuel minimal plutôt qu'uniquement la redevance d'abonnement**
20 **[(18,17 \$ ÷ 30 x 365) – (0,4064 \$ x 365) = 72,73 \$].**

Stratégie tarifaire - Tarif DP

Question no 29

Référence :

(i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, pages 25 à 26.

Préambule :

(i) « Le déploiement pourrait ainsi se faire comme suit :
(...)
· hausser uniformément les deux prix d'énergie ;
(...) « (nous soulignons).

Demande :

La structure cible proposée par le Distributeur pour le tarif DP montrée au tableau 7, pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 24, indique une diminution du prix actuel de la 1^{ère} tranche de 9,2 % et un gel du prix de la 2^{ème} tranche.

29.1 Veuillez expliquer pourquoi il faut hausser uniformément les deux prix d'énergie tel que l'indique la référence (i).

Réponse :

1 **Le Distributeur présente les structures cibles à titre illustratif seulement.**
2 **Celles-ci servent uniquement à isoler l'impact des modifications apportées à**
3 **la structure même du tarif, toutes choses égales par ailleurs. Autrement dit,**
4 **elles permettent de déterminer les clients touchés par la révision des tarifs**
5 **dans un contexte de gel tarifaire. Ainsi, dans un tel contexte, la hausse des**
6 **revenus associés à la facturation de la puissance au tarif DP doit être**
7 **compensée par une baisse des revenus associés à la facturation de l'énergie.**

8 **Chaque année, le Distributeur soumet un dossier tarifaire dans lequel il**
9 **demande un ajustement tarifaire afin de récupérer ses revenus requis. La**
10 **mise en œuvre de la structure cible doit nécessairement tenir compte de cet**
11 **ajustement tarifaire de même que de différents facteurs conjoncturels et**
12 **tarifaires. Parmi ces facteurs se trouve la volonté du Distributeur de maintenir**
13 **le signal de prix, en évitant notamment de baisser un prix d'énergie. C'est**
14 **pour cette raison que, malgré la baisse théorique du prix de la 1^{ère} tranche**
15 **d'énergie de la structure cible à revenus constants, la proposition du**
16 **Distributeur pour 2018-2019 est de hausser uniformément les prix d'énergie**
17 **du tarif DP.**

Question no 30**Références :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 26, lignes 8 à 10 ;
- (ii) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 37, lignes 9 à 13.

Préambule :

- (i) « La figure 5 illustre la distribution des impacts annualisés de la structure cible pour le tarif DP, à revenus équivalents, avant optimisation tarifaire, en supposant une période de déploiement de 12 ans comme présenté à la section précédente. »
- (ii) « Alors, outre le fait que les clients pourraient faire une meilleure gestion de leurs charges, l'optimisation tarifaire permet de réduire considérablement leurs impacts tarifaires. Cette optimisation tarifaire est d'autant plus intéressante pour les clients domestiques que ces derniers ont accès, comme l'indique le tableau 10, à plus de tarifs que les clients aux tarifs généraux. »

Demandes :

30.1 Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par « *optimisation tarifaire* ».

Réponse :

1 **L'optimisation tarifaire consiste à déterminer le tarif le plus avantageux parmi**
2 **tous les tarifs auxquels un abonnement est admissible, c'est-à-dire le tarif**
3 **permettant au client de minimiser sa facture d'électricité.**

30.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que « *l'optimisation tarifaire* » représente le choix de la catégorie tarifaire par un client, sans aucun lien avec les actions du Distributeur. Veuillez expliquer.

Réponse :

4 **L'optimisation tarifaire représente un choix de tarif et non un choix de**
5 **catégorie tarifaire. Bien que le Distributeur procède dans certaines**
6 **circonstances à des transferts proactifs entre les tarifs en vertu des**
7 **articles 2.8, 2.21 et 3.8 des Tarifs, les clients demeurent responsables du**
8 **choix de leur tarif. À preuve, les clients peuvent revenir à leur tarif initial s'ils**
9 **estiment que le changement de tarif effectué en vertu de ces dispositions ne**
10 **leur convient pas.**

Question no 31

Référence :

(i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 39, lignes 9 à 12.

Préambule :

(i) « Il importe de souligner que le tarif DP cible demeure le tarif optimal pour 82 % des clients actuellement au tarif DP alors que le tarif D cible s'avère avantageux pour 10 % d'entre eux. Ainsi, l'un ou l'autre des tarifs domestiques demeurent avantageux à terme pour 92 % des clients domestiques dont la PMA est de 50 kW ou plus. »

Demandes :

31.1 Considérant que, selon le Distributeur, le tarif DP cible est avantageux pour 82 % des clients actuellement au tarif DP, veuillez confirmer (ou infirmer) que le tarif DP cible n'aura pas d'impacts négatifs appréciables sur les autres clients domestiques du Distributeur. Veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

11 **Comme présenté à la pièce HQD-13, document 2 (B-0047), page 39, le tarif DP**
12 **cible demeure le tarif optimal pour 82 % des clients comparativement aux**
13 **autres tarifs disponibles.**

1 **Le Distributeur confirme que le tarif DP cible n'aura pas d'impacts**
2 **appréciables sur les autres clients du Distributeur. Bien que des transferts de**
3 **clients aient lieu à chaque année entre différents tarifs pour des raisons**
4 **d'optimisation ou de conditions d'admissibilité, le Distributeur récupère ses**
5 **revenus requis auprès de l'ensemble de la clientèle.**

Question no 32**Référence :**

(i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, pages 24 à 25.

Préambule :

(i) « Il faut rappeler que l'objectif d'inciter à une meilleure gestion de la puissance a mené à la facturation annuelle de la puissance aux tarifs domestiques, à la prise en compte de la puissance apparente dans l'établissement de la puissance à facturer et à l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la PFM aux tarifs domestiques. D'ailleurs, en approuvant la facturation annuelle de la puissance, la Régie a reconnu, à juste titre, l'importance pour le Distributeur que les clients gèrent leurs appels de puissance en tout temps et non pas seulement à la pointe du réseau, de façon à réduire la pression tant sur les coûts de fourniture que sur ceux de transport et de distribution. » (nos soulignés)

Demande :

32.1 Veuillez expliquer en quoi une meilleure gestion de la consommation en puissance hors pointe du réseau des clients au tarif DP réduit la pression sur le coût de transport de la charge locale, considérant que le Transporteur facture le Distributeur en fonction uniquement de sa puissance à la pointe.

Réponse :

6 **La facturation de la puissance a deux objectifs. Elle vise à récupérer, au**
7 **moyen d'une composante tarifaire fixe, les coûts fixes, notamment de**
8 **transport et de distribution, engagés par le Distributeur pour répondre en tout**
9 **temps à la demande de clients. Elle vise également à encourager les clients à**
10 **gérer en tout temps leurs appels de puissance. Cette gestion en continu de la**
11 **puissance contribue à contenir les coûts de réseau du Distributeur et permet**
12 **aux clients de réduire leur facture d'électricité.**

13 **Le Transporteur facture le Distributeur sur la base d'une prévision de la pointe**
14 **maximale de la charge locale, qui tient compte de l'utilisation planifiée du**
15 **réseau.**

16 **Dans les faits, les efforts de gestion de la puissance en continu par les clients**
17 **contribuent à contenir les besoins planifiés en puissance (élaborés pour**
18 **rencontrer différents aléas climatiques) et conséquemment les besoins**
19 **d'investissement autant sur les réseaux de transport que de distribution.**

1 Les clients assujettis à l'un ou l'autre des tarifs intégrant une composante
2 puissance sont facturés, été comme hiver, en fonction de leur appel de
3 puissance propre, qu'ils soient ou non présents à la pointe du réseau. C'est
4 donc l'utilisation mensuelle réelle du réseau qui détermine la part des coûts
5 assumés par chacun des clients. À l'instar de ces autres clients, il est
6 approprié d'appliquer, pour des raisons d'équité, aux clients du tarif DP la
7 même facturation de la puissance afin de les inciter à mieux gérer leurs
8 appels de puissance tout au long de l'année.

Question no 33

Références :

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 23, lignes 1 à 4 ;
- (ii) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 24, lignes 4 à 17.

Préambule :

- (i) « Bien qu'elle ait accepté la proposition du Distributeur d'introduire le nouveau tarif DP pour les abonnements domestiques facturés pour la puissance, la Régie a réservé sa décision quant à deux éléments de la structure cible, soit le seuil de facturation de la puissance et le seuil de la 1re tranche d'énergie. » (nos soulignés)

- (ii) « Afin de compenser l'impact de l'amélioration du signal de prix en puissance, le Distributeur a proposé, dans le dossier R-3980-2016, une hausse significative, à terme, de la consommation admissible au prix le plus bas du tarif DP, ce qui a pour effet de favoriser les clients affichant de forts facteurs d'utilisation (« FU »). Ainsi, le seuil de la 1re tranche d'énergie passerait de 1 200 kWh à 12 600 kWh par mois, ce qui correspond à une consommation de 50 kW à un FU de 35 %, soit le FU moyen des clients au tarif DP. Finalement, la structure cible pour le tarif DP prévoyait une élimination de la redevance et l'introduction d'un montant mensuel minimal de la facture. Ces modifications constituent une réallocation des revenus des composantes redevance et énergie vers la composante puissance, accroissant la proportion des revenus récupérés par la composante puissance de 8 % à 28 %. Cette proportion demeure néanmoins inférieure à celle du tarif M mais comparable à celle du tarif G-9. Le tableau 7 présente une mise à jour de la structure cible du tarif DP qui tient compte des données de référence du présent dossier tarifaire. (nos soulignés)

Demandes :

33.1 Outre la mise à jour des données présentée dans le présent dossier, veuillez démontrer que le seuil de facturation de la puissance et le seuil de la 1re tranche d'énergie proposés par le Distributeur sont appropriés.

Réponse :

9 Le Distributeur réfère l'intervenant aux explications présentées à la
10 section 3.2 de la pièce HQD-13, document 2 (B-0047).

Stratégie tarifaire – Tarif DT

Question no 34

Référence :

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 46, lignes 5 à 7.

Préambule :

- (i) « Bien que l'effritement du parc biénergie résidentielle ne soit pas à un niveau aussi important que ceux atteints à la suite des hivers rigoureux 2013-2014 et 2014-2015, il s'est poursuivi en 2016. »

Demandes :

34.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a étudié ou non les raisons de l'effritement du parc biénergie résidentielle pour la période 2013 - 2016. Dans l'affirmative, veuillez en indiquer les résultats. Dans la négative, veuillez en expliquer les raisons.

Réponse :

- 1 **L'information demandée est présentée au *Rapport annuel 2016 du Distributeur***
2 **à la pièce HQD-7, document 3, section 4.**

34.2 Veuillez indiquer s'il serait vrai ou non, selon le Distributeur, que le vieillissement des systèmes au mazout est un facteur dominant de l'effritement du parc bi-énergie résidentiel. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

- 3 **L'information demandée est présentée au *Rapport annuel 2016 du Distributeur***
4 **à la pièce HQD-7, document 3, section 4.**

Question no 35

Référence :

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 46, lignes 17 à 19.

Préambule :

- (i) « Au 1er avril 2017, la Régie a approuvé une baisse des prix d'énergie du tarif DT, ce qui a permis d'accroître l'économie réalisée par le client disposant d'un système de chauffage biénergie d'environ 50 \$ par rapport au tarif D. »

Demandes :

35.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a évalué ou non l'efficacité de l'augmentation de l'économie de 50 \$ par client bi-énergie. Dans l'affirmative, veuillez en indiquer les résultats. Dans la négative, veuillez en expliquer les raisons.

Réponse :

- 5 **Un sondage est actuellement en cours à ce sujet.**

35.2 Veuillez indiquer s'il serait plus efficace de subventionner le rajeunissement des systèmes bi-énergie. Veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Non, la proposition du Distributeur d'abaisser les prix d'énergie du tarif DT**
2 **visé à fidéliser l'ensemble de la clientèle biénergie et non seulement ceux**
3 **dont le système biénergie nécessite un remplacement.**

**Stratégie tarifaire – Tarif de développement économique
(Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 49)**

Question no 36

Référence :

(i) Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 49, lignes 10 à 13.

Préambule :

(i) « À cette fin, le Distributeur propose, dans le cas de l'expansion d'une installation existante, d'abaisser le seuil relatif à la puissance à ajouter de 1 000 kW à 500 kW et, en conséquence, de modifier le critère de la puissance minimale à ajouter à au moins 10 % de la puissance facturée historique plutôt que 20 %. »

Demande :

36.1 Veuillez indiquer de la façon la plus précise possible les impacts de vos propositions mentionnées à la référence (i) sur les coûts à être supportés par la clientèle domestique du Distributeur. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

4 **L'analyse de rentabilité du TDÉ, présentée à la pièce HQD-13, document 2**
5 **(B-0047), section 5.2, montre que le coût à la marge du Distributeur est**
6 **inférieur au TDÉ pour un client au tarif L. Ainsi, aucun coût ne sera supporté**
7 **par la clientèle domestique. Par ailleurs, au terme de l'application du TDÉ, les**
8 **clients seront sujets aux tarifs réguliers et contribueront à l'interfinancement**
9 **au même titre que les autres clients.**

**Stratégie tarifaire – Introduction d'un tarif de relance industrielle
(pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 49)**

Question no 37

Référence :

(i) Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 49, lignes 20 à 24.

Préambule :

- (i) « Le Distributeur propose d'offrir un tarif encourageant l'utilisation de capacités de production existantes, mais inutilisées, chez la clientèle industrielle de grande puissance, ainsi que la conversion à l'électricité de procédés industriels. Ces accroissements de charge provenant de la clientèle industrielle généreront des revenus additionnels pour le Distributeur, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle. » (nos soulignés)

Demande :

37.1 Veuillez démontrer, chiffres à l'appui, que l'introduction d'un tarif de relance industrielle serait au bénéfice de l'ensemble de la clientèle du Distributeur, y compris sa clientèle domestique.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 2.9 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-15,**
2 **document 2.**

**Stratégie tarifaire – Admissibilité à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage
de photosynthèse (pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 51)**

Question no 38

Référence :

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 51, lignes 22 à 24.

Préambule :

- (i) « Le Distributeur intègre dans ses propositions la piste de solution de la Régie émise dans son Avis, d'abaisser de 400 kW à 300 kW le seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse (« OÉA »), et ce, dès 2018. »

Demande :

38.1 Veuillez démontrer que la proposition du Distributeur mentionnée à la référence (i) n'engendra pas de coût additionnel à sa clientèle domestique.

Réponse :

- 3 **La proposition du Distributeur répond à une piste de solution émise par la**
4 **Régie dans son Avis. En permettant à davantage d'exploitants de serres de**
5 **bénéficier de l'option, la diminution du seuil pourrait contribuer à la**
6 **croissance des ventes d'électricité. Toutefois, à court terme, le transfert de la**
7 **consommation d'un tarif régulier à l'option d'électricité additionnelle pourrait**
8 **occasionner un manque à gagner puisque le prix applicable à l'option**
9 **d'électricité additionnelle est inférieur aux prix moyens des tarifs D et M.**

**Stratégie tarifaire – Suivis demandés par la Régie – Électricité additionnelle pour
l'éclairage de photosynthèse
(pièce B-0047, HQD-13, document 2, pages 54 à 55)**

Question no 39

Références :

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 54, lignes 29 à 30 ;
- (ii) Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 55, lignes 14 à 18.

Préambule :

- (i) « Aux fins du suivi, les données de référence 2016 sont utilisées » ; (nous soulignons)

- (ii) « Toutefois, en tenant compte des 4 abonnements qui avaient une consommation historique importante et qui ont par la suite cessé leurs opérations entièrement, l'augmentation globale de la consommation et le manque à gagner attribuables à l'option sont de l'ordre de 7,8 GWh et 0,9 M\$ respectivement. »

Demande :

39.1 Veuillez fournir une estimation du manque à gagner pour 2017 et 2018 respectivement.

Réponse :

1 **Le Distributeur effectue un suivi des clients à l'option d'électricité**
2 **additionnelle pour l'usage de photosynthèse. Le manque à gagner est calculé**
3 **à partir des données de consommation réelles des clients. Dans le cadre du**
4 **présent dossier, les données de 2016 sont donc utilisées.**

5 **Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir l'information demandée pour**
6 **2017 et 2018, car il n'effectue pas de prévision du manque à gagner, qui**
7 **dépendra du niveau de consommation des clients, de la croissance de leur**
8 **consommation ainsi que du nombre de clients facturés à l'option.**

**Stratégie tarifaire – Suivis demandés par la Régie – Tarif de développement
économique
(pièce B-0047, HQD-13, document 2, pages 55 à 56)**

Question no 40

Références :

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 55, lignes 21 à 23 ;

Préambule :

- (i) « Dans sa décision D-2016-033, la Régie demandait au Distributeur de poursuivre le suivi du TDÉ. À ce jour, le Distributeur a conclu des ententes avec 15 clients. Six de ces clients, principalement des centres de données, bénéficient actuellement du TDÉ. »

Demandes :

40.1 Veuillez fournir la puissance totale appelée par les clients au tarif TDÉ depuis le début jusqu'à présent.

Réponse :

1 **La somme des puissances maximales appelées de tous les clients facturés au**
2 **TDÉ est de 3 MW pour 2016 et de 17 MW pour 2017 (de janvier à juillet**
3 **inclusivement). La croissance reflète l'augmentation du nombre de clients**
4 **facturés au TDÉ ainsi que l'augmentation de la charge de chacun.**

40.2 Veuillez indiquer si leurs besoins en puissance sont pris en compte ou non dans la prévision des besoins en puissance du Distributeur. Veuillez expliquer.

Réponse :

5 **Oui, le Distributeur considère les capacités actuelles des clients bénéficiant**
6 **du TDÉ, ainsi qu'une prévision des ajouts de puissance pour les prochaines**
7 **années.**

Question no 41

Référence :

(i) Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 48, paragraphe 4.2.

Préambule :

(i) **« 4.2. Mesures contribuant à la compétitivité des tarifs industriels**

Le Distributeur propose certaines mesures tarifaires qui rejoignent les pistes de solutions de la Régie formulées dans son Avis. Ces pistes visent essentiellement à accorder plus de souplesse tarifaire à la clientèle industrielle et à favoriser l'implantation d'un plus grand nombre de projets d'expansion d'activités industrielles au Québec. Elles devraient contribuer, d'une part, à l'écoulement des surplus énergétiques et, d'autre part, à l'amélioration de la compétitivité des entreprises industrielles québécoises. ».

Demande :

41.1 Dans le cas où la Régie accepte les mesures proposées par le Distributeur pour contribuer à la compétitivité des tarifs industriels et à l'écoulement des surplus énergétiques tel que l'indique le préambule, est-ce que le Distributeur devrait modifier ou non sa prévision des besoins en énergie et en puissance de 2018 et les années suivantes ? Veuillez expliquer.

Réponse :

8 **L'entrée en vigueur des mesures proposées par le Distributeur au 1^{er} avril**
9 **2018 aura peu d'impacts sur ses besoins en énergie et en puissance de**
10 **l'année témoin 2018. Pour les années 2019 et suivantes, la prévision de la**

1 demande qui sera déposée dans le cadre de l'État d'avancement 2017 tiendra
2 compte des mesures proposées par le Distributeur.

**MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU (PIÈCE B-0051,
HQD-14, DOCUMENT 1)**

Montant accordé aux associations de consommateurs

Question no 42

Référence :

(i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 4, lignes 24 à 27.

Préambule :

(i) « Les travaux du comité amène le Distributeur à proposer un montant de 600 000 \$ pour l'année témoin 2018. Ce montant additionnel serait indexé pour les années suivantes. Le Distributeur attend une proposition relative à la répartition du montant de la part des participants du comité représentant les associations de consommateurs. »

Demandes :

42.1 Veuillez indiquer si le montant de 600 000 \$ pour l'année témoin 2018 et l'indexation pour les années suivantes devraient être approuvés par la Régie ou non. Veuillez expliquer.

Réponse :

3 **Considérant que la compensation financière découle de la décision**
4 **D-2017-022 au paragraphe 805 et que ce montant est inclus au budget de la**
5 **Stratégie pour la clientèle à faible revenu, la compensation financière des**
6 **associations de consommateurs, de même que son indexation, est approuvée**
7 **par la Régie.**

42.2 Veuillez indiquer la date approximative de la distribution du montant aux différentes associations pour 2018.

Réponse :

8 **Comme mentionné en réponse à la question 1.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la**
9 **pièce HQD-15, document 2, le Distributeur est en attente d'une proposition**
10 **des associations de consommateurs pour la répartition du montant global**
11 **pour l'année 2018. Chaque association devra ensuite signer une entente et**
12 **faire parvenir une facture respectant les termes de cette entente. Le paiement**
13 **sera fait par la suite.**

Projet-pilote « Entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu »

Question no 43

Référence :

- (i) Régie de l'énergie, D-2017-022 (R-3980-2016), page 171.

Préambule :

- (i) « [769] Le Distributeur a présenté, en juin 2016, aux associations de consommateurs les résultats d'une analyse de données de Statistique Canada relative à l'utilisation du taux d'effort dans le projet d'entente. À la suite de cette analyse, le Distributeur compte :
- « . proposer une nouvelle base pour la qualification des clients se situant à 50 % et moins des seuils de faible revenu;
. modifier le niveau de soutien actuel. En ce moment, le soutien maximal est établi en fonction d'un pourcentage de la consommation. Les résultats de l'analyse de données révèlent que le soutien maximal devrait également considérer un certain pourcentage du revenu brut. Cette modification du soutien qui viendrait bonifier le niveau de soutien actuel maximal est présentement en discussion avec les associations de consommateurs »³⁶⁷.
(nos soulignés)
- Note de bas de page no 367 : (HQD), pièce B-0056, page 6.

Demandes :

L'an dernier, dans le cadre du dossier R-3980-2016, le Distributeur a indiqué qu'il envisage d'utiliser, outre la consommation, le revenu brut pour déterminer le niveau de soutien maximal. [voir préambule (i)].

43.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le Distributeur utilise le revenu brut, outre la consommation, pour déterminer le niveau de soutien maximal dans le projet-pilote « Entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu ».

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

43.2 Veuillez expliquer en détail la méthode utilisée par le Distributeur pour déterminer le niveau de soutien et sa valeur maximale.

Réponse :

2 **L'entente de paiement plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu est**
3 **offerte aux clients dont le revenu est situé à 50 % ou moins du seuil de faible**
4 **revenu de Statistique Canada. Une fois l'admissibilité du client déterminée, la**
5 **valeur du soutien maximal sera établie en comparant les trois montants**
6 **suivants :**

- 1 1. Le soutien à la consommation, actuellement offert dans une entente
2 personnalisée B pouvant atteindre jusqu'à 50 % de la consommation
3 mensuelle du client ;
4 2. Le soutien à la consommation, qui serait offert dans une entente plus
5 généreuse soit 5 % du revenu brut mensuel du client ;
6 3. La redevance d'abonnement.
7 Le soutien maximal est le plus généreux du premier ou deuxième montant,
8 sans toutefois être inférieur à la redevance.

Question no 44

Référence :

- (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 5, lignes 8 à 10.

Préambule :

- (i) « Afin de cibler adéquatement la clientèle admissible à cette offre plus généreuse, le Distributeur a établi, à la suite d'une analyse de données, un seuil d'admissibilité à 50% et moins du seuil de faible revenu établi par Statistique Canada. » (nos soulignés)

Demandes :

44.1 Veuillez fournir le seuil de faible revenu établi par Statistique Canada qui a été utilisé par le Distributeur dans la conception de son projet-pilote « Entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu ».

Réponse :

- 9 Le Distributeur a utilisé 50 % et moins du seuil de faible revenu de Statistique
10 Canada avant impôt pour l'année 2015, pour l'agglomération de 500 000
11 habitants et plus, par taille de ménage. Plus précisément, le seuil
12 d'admissibilité au projet pilote par taille de ménage est de :
13 • 12 300 \$ et moins pour un ménage d'une personne seule ;
14 • 15 313 \$ et moins pour un ménage de deux personnes ;
15 • 18 825 \$ et moins pour un ménage de trois personnes.

44.2 En réponse à la question précédente, veuillez préciser s'il s'agit de revenu brut ou de revenu net et s'il se rapporte à un ménage ou à un seul consommateur.

Réponse :

- 16 Voir la réponse à la question 44.1.

44.3 Veuillez préciser si le Distributeur utilise le revenu brut ou le revenu net d'un ménage ou d'un seul consommateur dans sa détermination de l'admissibilité respectivement aux :

- Ententes de paiement « générales » ;
- Ententes de paiement pour les MFR ;
- Ententes de paiement plus généreuses pour la clientèle à très faible revenu.

Veillez fournir des explications pertinentes.

Réponse :

1 **Le Distributeur utilise le revenu brut depuis plusieurs années pour faciliter la**
2 **détermination de l'admissibilité aux ententes de paiement MFR, incluant le**
3 **projet pilote de l'entente MFR plus généreuse. Le revenu du ménage n'est pas**
4 **un critère d'admissibilité aux ententes de paiement dites grand public.**

5 **Dans le calcul du revenu net, certaines déductions, inscrites sur les preuves**
6 **de revenus, ne pouvaient être admises pour la détermination du revenu du**
7 **client. Par exemple, une déduction pour le paiement d'une autre dette ou pour**
8 **la participation à un programme d'épargne devait être ajoutée au revenu net**
9 **afin d'établir le revenu du ménage.**

10 **L'utilisation du revenu brut pour l'admissibilité aux ententes MFR élimine ces**
11 **complications. De plus, le seuil basé sur les revenus bruts permet d'accueillir**
12 **plus de clients MFR que celui basé sur les revenus nets. L'utilisation du**
13 **revenu brut a été mise en place avec le concours des participants à la Table**
14 **de travail sur le recouvrement.**

44.4 Veillez indiquer si le Distributeur utilise ou non le revenu brut (ou le revenu net) d'un client dans diverses étapes de l'établissement d'une entente de paiement autres que la détermination de l'admissibilité aux ententes de paiement. Dans l'affirmative, veuillez préciser ces étapes et fournir des explications pertinentes.

Réponse :

15 **Le Distributeur utilise le revenu brut pour le calcul du soutien financier d'une**
16 **entente MFR plus généreuse dans le cadre du projet pilote comme expliqué en**
17 **réponse à la question 43.2. Il est à noter que dans la catégorie de revenus de**
18 **50 % du seuil de faible revenu et moins, les revenus net et brut moyens sont**
19 **très similaires comme le montre le tableau R-44.4. De plus, utiliser le même**
20 **revenu que pour l'admissibilité évite l'ajout d'une autre donnée.**

**TABLEAU R-44.4 :
COMPARAISON DU REVENU AVANT ET APRÈS IMPÔT POUR LES MÉNAGES
AYANT UN REVENU DE 50 % ET MOINS DU SEUIL DE FAIBLE REVENU²**

	Revenu avant impôt (Brut)	Revenu après impôt (Net)	Ratio Brut / Net
Revenu Moyen	8 687 \$	8 816 \$	99%

44.5 Veuillez indiquer si l'utilisation du revenu net d'un ménage MFR pourrait ou non améliorer l'efficacité des programmes d'aide aux MFR du Distributeur. Veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Voir les réponses aux questions 44.3 et 44.4.**

Question no 45

Référence :

(i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 5, lignes 12 à 15.

Préambule :

(i) « Dans le cadre de ce projet pilote, le Distributeur offre ce type de versement à un échantillon de clients MFR à très faible revenu (groupe test) et compare la proportion d'encaissement attendue de cette entente avec celui de l'entente personnalisée B offerte à un groupe témoin de clients similaires. »

Demandes :

45.1 Veuillez fournir le nombre de clients faisant partie du groupe test et celui du groupe témoin (Projet-pilote « Entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu »).

Réponse :

2 **Pour le projet pilote Entente plus généreuse pour la clientèle à très faible**
3 **revenu, les groupes test et témoin comprennent 54 ménages chacun.**

45.2 Veuillez indiquer si les résultats du projet-pilote mentionné à la référence (i) peuvent être ou non considérés comme statistiquement fiables ou probants.

Réponse :

4 **À ce stade du projet pilote, le nombre de participants dans les deux groupes**
5 **permet des résultats statistiquement fiables. Un échantillon de 54 cas sur une**

² Analyse du Bureau d'études sociographiques – Données source : Enquête sur les dépenses des ménages 2010 de Statistique Canada.

- 1 **population potentielle de 11 500 ententes de paiement plus généreuse donne**
2 **une marge d'erreur de $\pm 10\%$ avec un niveau de confiance de 95 %.**

Question no 46**Référence :**

- (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 5, lignes 16 à 19.

Préambule :

- (i) « Lors de la constitution des groupes test et témoin, le Distributeur a constaté que ce segment de clients présente souvent une faible consommation d'électricité qui rend l'entente personnalisée B, avec un versement minimum de 50 % du MVE, plus avantageuse que l'offre testée. » (nos soulignés)

Demandes :

46.1 Veuillez fournir une estimation des consommations mensuelles moyennes des groupes de clients test et témoin mentionnés à la référence (i).

Réponse :

- 3 **Le Distributeur n'utilise pas la consommation en kW/h dans le cadre du projet**
4 **pilote. Le terme consommation d'électricité fait référence au montant de la**
5 **consommation annuelle du client en dollars.**

46.2 Veuillez fournir une estimation des factures mensuelles et annuelles moyennes des groupes de clients test et témoin mentionnés à la référence (i).

Réponse :

- 6 **L'information demandée est présentée au tableau R-46.2.**

TABLEAU R-46.2 :
CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ (\$)
DES PARTICIPANTS DU PROJET PILOTE ENTENTE MFR PLUS GÉNÉREUSE

Factures moyennes	Groupe Test	Groupe Témoin
Factures annuelles moyennes	1 767 \$	1 823 \$
Factures mensuelles moyennes	147 \$	152 \$

Question no 47**Référence :**

- (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 5, lignes 21 à 27.

Préambule :

- (i) « Les résultats au 14 juillet 2017 sont trop préliminaires pour tirer des conclusions probantes quant à l'efficacité de l'entente plus généreuse. En effet, le groupe test a payé 75 % des sommes attendues à ce jour, alors que

le groupe témoin, avec une entente personnalisée B en a payé 76 %. Un projet-pilote comme celui-ci nécessite une formation des employés affectés au groupe test. Cette formation ne peut avoir lieu qu'en période creuse de téléphonie afin de minimiser l'impact sur la réponse téléphonique, ce qui implique un certain délai de démarrage du projet-pilote. »

Demandes :

47.1 Veuillez indiquer la date approximative de la mise en place de l'entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu en supposant le succès du projet-pilote.

Réponse :

1 **Les résultats au 2 octobre 2017 sont similaires à ceux présentés à la pièce**
2 **HQD-14, document 1 (B-0051). En effet, le groupe test a payé 71 % des**
3 **sommes attendues à ce jour, alors que le groupe témoin, avec une entente**
4 **personnalisée B, en a payé 70 %.**

5 **Malgré que les résultats du projet pilote ne soient pas concluants, le**
6 **Distributeur est d'avis que cette entente pourrait réduire le taux d'effort (poids**
7 **du versement de l'entente de paiement sur le revenu brut) des clients s'y**
8 **qualifiant et, par conséquent, est ouvert à sa mise en place. L'entente MFR**
9 **plus généreuse pourrait être offerte à partir d'avril 2018.**

47.2 Compte tenu des résultats du projet-pilote jusqu'à présent, veuillez indiquer vos recommandations à la Régie relativement à la possibilité d'offrir des ententes plus généreuses pour la clientèle à très faible revenu.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 47.1.**

Projet-pilote « Radiation graduelle de la dette »

Question no 48

Référence : (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 6, lignes 4 à 7.

Préambule :

(i) « À titre de projet pilote, le Distributeur procède, depuis février 2017, pour un échantillon de clients (groupe test), à la radiation graduelle de la dette et compare la proportion d'encaissement de l'entente à celui d'un groupe témoin de clients qui bénéficient déjà de la radiation de la dette selon le mode actuel. »

Demandes :

48.1 Veuillez fournir le nombre de clients faisant partie du groupe test et celui du groupe témoin (Projet-pilote « Radiation graduelle de la dette »).

Réponse :

1 **Pour le projet pilote Radiation graduelle de la dette, les groupes test et témoin**
2 **comprennent 100 ménages chacun.**

48.2 Veuillez indiquer si les résultats du projet-pilote mentionné à la référence (i) peuvent être ou non considérés comme statistiquement fiables ou probants.

Réponse :

3 **Le nombre de participants dans les deux groupes permet des résultats**
4 **statistiquement fiables. Un échantillon de 100 cas sur une population de**
5 **48 000 ententes de paiement personnalisées donne une marge d'erreur de**
6 **± 10 % avec un niveau de confiance de 95 %.**

Question no 49

Référence : (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 7, lignes 1 à 10.

Préambule :

(i) « La deuxième source d'impact financier est liée à la méthode de l'effacement graduel de la dette qui permet des radiations de portions de la dette même lorsque l'entente n'est pas respectée jusqu'à son terme. Cet impact n'est pas ponctuel comme celui du chevauchement des deux méthodes. En effet, le Distributeur estime que les ententes non respectées pourraient, selon leur durée, générer des radiations supplémentaires moyennes d'une valeur de 20 % des radiations brutes d'une entente se rendant à terme. Cela modifie significativement la valeur moyenne annuelle des radiations brutes MFR présentées au tableau 4 de la pièce HQD-8, document 1 du présent dossier. Puisqu'il y a un nombre important de clients dont l'entente ne se rend pas à terme, le montant total à radier pour les ententes non respectées représente 35 % de celui des ententes respectées. » (nos soulignés)

Demandes :

49.1 Veuillez justifier votre affirmation à la référence (i) à l'effet que l'effacement graduel de la dette générerait « des radiations supplémentaires moyennes d'une valeur de 20 % des radiations brutes d'une entente se rendant à terme ».

Réponse :

7 **Le Distributeur estime que la somme des radiations d'une entente de**
8 **paiement personnalisée non respectée représenterait environ 350 \$ en**
9 **moyenne ou 20 % de celle d'une entente de paiement respectée dont le total**
10 **est estimé à environ 1 790 \$.**

49.2 Veuillez préciser si la valeur de 20 % des radiations brutes d'une entente se rendant à terme indiquée à la référence (i) est supportée ou non par les résultats du projet-pilote mené par le Distributeur. Veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Le projet pilote étant en cours depuis moins d'un an, il n'est pas possible**
2 **d'utiliser les données relatives aux ententes de paiement respectées et non**
3 **respectées du projet pilote pour établir l'impact financier. L'estimation repose**
4 **sur des hypothèses et des données historiques des ententes personnalisées.**

49.3 Veuillez fournir une estimation du nombre de clients dont l'entente ne se rend pas à terme.

Réponse :

5 **Environ 59 % des ententes de paiement personnalisées ne se rendent pas à**
6 **terme.**

49.4 Veuillez fournir les calculs de la valeur de 35% indiquée à la référence (i) et en indiquer sa précision. Veuillez expliquer.

Réponse :

7 **Le Distributeur estime que le montant total à radier en lien avec les ententes**
8 **de paiement non respectées à la suite de la mise en place de l'entente plus**
9 **généreuse représenterait 35 % de celui des ententes de paiement respectées.**
10 **Cette valeur est obtenue en divisant le montant des radiations brutes pour les**
11 **ententes non respectées de l'année témoin 2018 soit 3,7 M\$ par celui des**
12 **ententes respectées de 10,5 M\$.**

Question no 50

Référence : (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 7, tableau 1.

Préambule :

**Tableau 1 :
Radiations brutes avec l'introduction de l'effacement graduel de la dette (M\$)**

	Année témoin	Année estimée
Statu quo	2018	2019
Méthode actuelle (A)	39,2	42,0
Introduction de l'effacement graduel de la dette		
Méthode actuelle	39,2	21,0
Effacement graduel de la dette		
Ententes respectées	10,5	32,3
Ententes non respectées	3,7	11,5
Radiations totales (B)	53,4	64,8
Impact financier de l'effacement graduel de la dette		
sur les radiations brutes (B - A)	14,2	22,8
sur la DMC	1,7	3,2

Demandes :

50.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) qu'à terme, selon les hypothèses du Distributeur, les impacts financiers de l'effacement graduel de la dette par rapport au mode actuel, seraient de 22,8 M\$ sur les radiations brutes et de 3,2 M\$ sur la DMC. Veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Comme expliqué à la pièce HQD-14, document 1 (B-0051), la mise en place**
 2 **d'un processus d'effacement graduel de la dette comporte des impacts**
 3 **financiers importants provenant de deux sources. La première source est liée**
 4 **au chevauchement des deux méthodes de radiation pendant la période de**
 5 **transition. Le tableau 1 en référence (i) illustre l'impact durant la période de**
 6 **transition 2018-2019.**

7 **La deuxième source d'impacts financiers est liée à la méthode qui permet des**
 8 **radiations de portions de la dette même lorsque l'entente de paiement est non**
 9 **respectée. Cet impact à la hausse sur les radiations n'est pas ponctuel et se**
 10 **poursuivra au-delà de 2019.**

50.2 Veuillez fournir le tableau 1 révisé selon le taux de radiation des ententes actuelles, sans les 20% de radiations supplémentaires mentionnés à la pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 7, lignes 1 à 10.

Réponse :

- 1 **La méthode de radiation graduelle ne permet pas de cibler les ententes de**
2 **paiement respectées seulement.**

50.3 Compte tenu des résultats du projet-pilote jusqu'à présent et de l'évaluation des impacts présentés par le Distributeur, veuillez indiquer vos recommandations à la Régie relativement à l'effacement graduel de la dette.

Réponse :

- 3 **Les résultats au 2 octobre 2017 sont similaires à ceux présentés à la pièce**
4 **HQD-14, document 1 (B-0051). Si les résultats finaux demeurent inchangés, le**
5 **Distributeur juge que les coûts associés au projet ne seraient pas justifiés**
6 **considérant qu'il n'y aurait pas de hausse significative du taux**
7 **d'encaissement de l'entente de paiement personnalisée.**

Centre d'accompagnement interne à Hydro-Québec

Question no 51

Références :

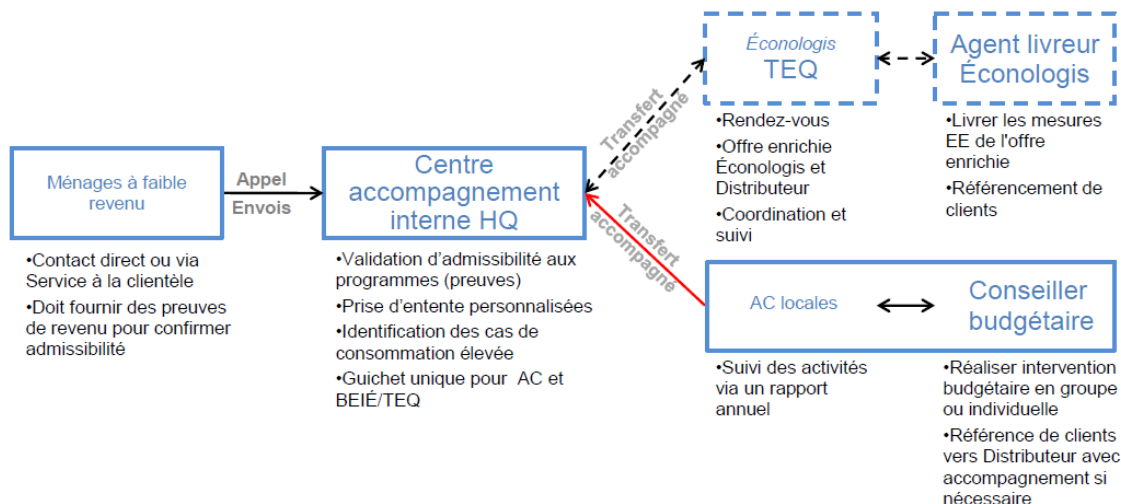
- (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 8, lignes 1 à 5 ;
- (ii) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 9, figure 3.

Préambule :

- (i) « Afin de répondre à la demande de la Régie de mettre en place, à l'interne, un centre d'accompagnement pour les MFR pour coordonner ses interventions auprès de cette clientèle, le Distributeur est à finaliser son modèle d'implantation. Pour ce faire, il a présenté aux associations de consommateurs, en avril 2017, un modèle initial de fonctionnement illustré à la figure 2. » (nous soulignons)

(ii)

**FIGURE 3 :
MODÈLE RÉVISÉ DU CENTRE D'ACCOMPAGNEMENT INTERNE**



Demandes :

51.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que, selon la référence (i), le Centre d'Accompagnement interne d'HQ aura uniquement un rôle de coordination des services offerts aux clients MFR et que l'établissement des ententes de paiement et la résolution des problèmes des clients MFR seront traités par d'autres agents d'Hydro-Québec hors du Centre d'accompagnement. Veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Le centre d'accompagnement interne du Distributeur ne sera pas uniquement**
 2 **un centre de coordination. Les représentants du centre d'accompagnement**
 3 **vérifieront l'admissibilité du client, offriront les ententes de paiement**
 4 **personnalisées, détecteront les clients ayant un potentiel en efficacité**
 5 **énergétique et assureront l'offre de service de transfert accompagné vers**
 6 **TEQ.**

51.2 Veuillez confirmer que le futur Centre d'Accompagnement interne d'HQ pour les MFR aura comme fonctions :

- Validation d'admissibilité aux programmes (preuves) ;
- Prise d'ententes personnalisées ;
- Identification des cas de consommation élevée ;
- Guichet unique pour AC (Association de consommateurs ?) et BEIÉ/TEQ.

Réponse :

7 **Le Distributeur le confirme. Voir également la réponse à la question 51.1.**

51.3 Veuillez mettre à jour, le cas échéant, les fonctions ou rôles du Centre d'Accompagnement interne d'HQ pour les MFR.

Réponse :

1 **Voir les réponses aux questions 51.1 et 51.2.**

51.4 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le futur Centre d'Accompagnement interne d'HQ pour les MFR sera le guichet unique pour coordonner tous les services offerts aux clients à faible revenu d'Hydro-Québec, y compris les ententes reliées à la clientèle à *très faible revenu* et à l'effacement graduel de la dette. Veuillez expliquer.

Réponse :

2 **Advenant la mise en place des projets mentionnés, le Distributeur le confirme.**

Question no 52

Référence :

(i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 9, lignes 3 à 8.

Préambule :

(i) « La mise en oeuvre du centre d'accompagnement nécessite un apport supplémentaire en ressources humaines. À cet effet, le Distributeur prévoit ajouter 5 ETC (représentants recouvrement) en 2018 pour déterminer l'admissibilité des clients aux programmes d'efficacité énergétique du TEQ et effectuer les transferts assistés. Le Distributeur précise cependant que l'arrimage et l'interopérabilité de ce modèle avec le TEQ sont à développer. Des échanges entre le Distributeur et le TEQ sont en cours sur ce sujet. ». (nos soulignés)

Demande :

52.1 Veuillez indiquer si le Centre d'accompagnement regroupe d'autres employés d'Hydro-Québec pour s'occuper de la coordination des services aux MFR qui ne nécessitent pas de transferts accompagnés avec TEQ. Dans l'affirmative, veuillez en indiquer l'effectif approximatif. Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

3 **Le centre d'accompagnement regroupe les représentants désignés pour**
4 **l'admissibilité aux programmes, l'offre des ententes personnalisées et**
5 **l'évaluation de la consommation d'électricité en vue d'offrir un service de**
6 **transfert en efficacité énergétique vers TEQ.**