

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

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION SUR LA DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS
D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2016-2017**

ÉVOLUTION DES EXCÉDENTS DE RENDEMENT

1. **Référence :** Pièce B-0022, p. 8 et 9.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 3, la prévision du bénéfice réglementé de l'année de base 2015 au montant de 334,3 M\$, soit un excédent de rendement de 27,5 M\$ par rapport au bénéfice réglementé reconnu dans la décision D-2015-018 au montant de 306,8 M\$.

La Régie présente au tableau suivant l'historique 2009 à 2015 des excédents de rendement.

(en M\$)	4/8 2015	RA 2014	10/2 2014	4/8 2014	2013	2012	2011	2010	2009
Ventes nettes des achats	25,2	51,3	56,3	60,0	71,0	33,1	37,6	78,3	-4,0
Revenus autres	-5,3	-7,2	-5,4	-1,6	-3,0	-7,1	6,9	20,9	35,0
Rabais MFR	-2,0								
Charges d'exploitation	-13,1	40,6	10,0	-11,6	127,7	26,4	7,6	19,6	34,4
Frais corporatifs	-0,7	3,1	2,3	2,3	5,8	3,5	8,3	12,5	9,8
Autres charges	11,6	15,9	3,3	-3,1	5,3	31,9	28,3	24,8	1,3
Capitaux empruntés	11,8	1,3	0,9	0,9	1,0	23,6	12,5	15,3	29,3
	27,5	105,0	67,4	46,9	207,8	111,4	101,2	171,4	105,8

Sources : Pièce B-0022, Rapports annuels 2009-2014. Section « Comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus ».

Demandes :

1.1 D'une façon générale, veuillez commenter le fait que, le Distributeur fait des excédents de rendement de façon récurrente depuis 2009.

Réponse :

- 1 **De façon générale, les excédents de rendement résultant des écarts entre les**
- 2 **prévisions et les résultats réels constatés sont attribuables, d'une part, à des**
- 3 **ajustements de stratégies et à des redéploiements de ressources dus à des**
- 4 **événements imprévisibles au moment du dépôt de la demande tarifaire.**
- 5 **D'autre part, des événements favorables ont permis de réaliser des gains**
- 6 **d'efficacité plus rapidement.**
- 7 **Une multitude de facteurs, tant internes qu'externes à l'entreprise, peuvent**
- 8 **influer sur le rendement réel réalisé. Ce dernier est notamment influencé par**
- 9 **les efforts d'amélioration et la rigueur de gestion déployés par le Distributeur.**
- 10 **Le Distributeur rappelle que les gains d'efficacité et les réductions de coûts**
- 11 **récurrents sont incorporés dans les revenus requis des années**

1 subséquentes. Ainsi, les clients bénéficient en 2016 de gains récurrents
2 cumulatifs de l'ordre de 398 M\$ intégrés au fil des ans sur la période 2008 à
3 2016. De façon particulière, le Distributeur a même incorporé aux revenus
4 requis de l'année témoin suivante, la portion importante des gains d'efficacité
5 récurrents reliés aux années 2012 et 2013 dès qu'ils ont été identifiés en cours
6 d'année.

7 Les éléments contribuant à l'excédent de rendement font l'objet d'explications
8 détaillées et de mise en contexte dans les rapports annuels du Distributeur.

9 Sans minimiser l'importance des excédents de rendement constatés au cours
10 des dernières années, il importe de les mettre en perspective. En effet, à
11 l'exception des années 2010 et 2013, les excédents de rendement du
12 Distributeur représentent 1 % ou moins des revenus requis autorisés pour
13 réaliser l'ensemble de ses activités et faire face aux aléas durant l'année
14 concernée. Le tableau R-1.1 présente la proportion des écarts de rendement
15 sur les revenus requis.

TABLEAU R-1.1 :
PROPORTION DES ÉCARTS DE RENDEMENT SUR LES REVENUS REQUIS

	4/8 2015	RA 2014	10/2 2014	4/8 2014	2013	2012	2011	2010	2009
Revenus requis autorisés (M\$)	11 692,0	11 302,7	11 302,7	11 302,7	11 000,2	10 728,4	10 702,2	10 334,2	10 666,5
Écarts ventes nettes des achats	0,2%	0,4%	0,5%	0,5%	0,7%	0,3%	0,3%	0,8%	0,0%
Autres écarts	0,0%	0,5%	0,1%	-0,1%	1,2%	0,7%	0,6%	0,9%	1,0%
Excédent de rendement	0,2%	0,9%	0,6%	0,4%	1,9%	1,0%	0,9%	1,7%	1,0%

16 Par ailleurs, la Régie a autorisé la mise en place d'un mécanisme de
17 traitement des écarts de rendement (MTÉR) qui permet un partage entre les
18 clients et le Distributeur des écarts de rendement constatés en fin d'année¹.
19 En vertu du Projet de loi 28 adopté le 20 avril 2015², le MTÉR devrait
20 s'appliquer dès le retour à l'équilibre budgétaire du gouvernement du Québec.

1.2 En particulier, veuillez élaborer sur les méthodes de prévision pour établir les revenus requis de l'année témoin projetée.

Réponse :

21 Au cours du premier semestre de l'année de base, le Distributeur établit ses
22 prévisions servant à la préparation du dossier tarifaire, au meilleur de sa
23 connaissance sur la base de l'information disponible. Ainsi, les données

¹ Décision D-2014-034, paragraphes 359 et 370.

² Projet de loi n° 28 (2015, chapitre 8) *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 4 juin 2014 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2015-2016.*

1 relatives à l'année témoin sont entièrement projetées. Elles s'appuient sur les
2 données réelles et prévisionnelles de l'année de base (4 mois réels et 8 mois
3 projetés) en tenant compte des orientations et des faits nouveaux connus au
4 moment d'établir les projections.

5 Le Distributeur souligne que les principales méthodes de prévision pour
6 établir les revenus requis sont expliquées dans les dossiers tarifaires. Chaque
7 rubrique des revenus requis est établie selon la méthode la plus appropriée
8 en fonction de la nature des coûts. Par exemple, la masse salariale est établie
9 en fonction des ETC prévus, le temps supplémentaire est basé sur des coûts
10 historiques et les services professionnels sont déterminés selon les projets
11 anticipés.

1.3 Veuillez préciser si les gains d'efficience anticipés sont considérés initialement dans l'année témoin projetée.

Réponse :

12 Le Distributeur le confirme. L'année témoin tient compte des gains
13 d'efficience anticipés dans l'année, tant les gains liés à la gestion courante
14 que ceux découlant d'actions structurantes.

PRÉSENTATION DE LA DEMANDE 2016-2017

2. **Références :**
- (i) Pièce B-0008, p. 6.
 - (ii) Pièce B-0039, p. 9, tableau 5.
 - (iii) Pièce B-0039, p.11, tableau 6.

Préambule :

- (i) « *Le déploiement de l'infrastructure de mesurage avancée va bon train de telle sorte qu'à la fin de 2015, la presque totalité des compteurs de nouvelle génération aura été installée. Le Distributeur devrait terminer l'installation des 3,8 millions de compteurs au cours de 2016.* »
- (ii) Le Distributeur présente au tableau 5, l'impact sur les revenus requis 2016 du projet LAD, en comparant sur une base annuelle et cumulative les données du dossier R-3933-2015 et celles du dossier R-3770-2011.
- (iii) Le Distributeur présente au tableau 6, les investissements, les mises en service et les stocks en équipements de mesurage du projet LAD, en comparant sur une base annuelle et cumulative les données du dossier R-3933-2015 et celles du dossier R-3770-2011.

Demandes :

2.1 Considérant le devancement de la fin du projet en 2016, veuillez compléter le tableau 5 en comparant, sur une base annuelle et cumulative, les données du dossier R-3933-2015 et celles du dossier R-3770-2011 de fin de projet.

Réponse :

1 **Le tableau R-2.1 compare, sur une base annuelle et cumulative, l'impact sur**
 2 **les revenus requis du projet LAD du dossier R-3933-2015 à celui du dossier**
 3 **R-3770-2011 à la fin du projet.**

**TABLEAU R-2.1 :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU PROJET LAD (M\$)**

	R-3933-2015								
	Années historiques 2010-2011	Année historique 2012	Année historique 2013	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016	Année 2017	Cumulatif
					D-2015-018	Année de base			
Charges d'exploitation	-	-	17,7	4,2	18,8	8,1	23,8	26,8	80,5
Charges d'exploitation	3,8	5,1	13,5	20,2	31,7	37,8	44,2	29,1	153,7
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-	-	(5,1)	(12,1)	(15,0)	(34,0)	(20,4)	(2,3)	(73,9)
Gains 2014 du projet LAD - Phases 2 et 3	-	-	-	-	(5,1)	-	-	-	-
Revenus autres que ventes d'électricité	(0,3)	-	-	-	-	-	-	-	(0,3)
Compte d'écarts-Projets majeurs ⁸	(3,5)	(5,1)	9,2	(3,9)	7,2	4,3	-	-	1,0
Autres charges	(0,1)	(0,9)	41,7	36,1	104,4	99,0	53,1	47,6	276,7
Amortissement	0,1	3,6	16,9	30,0	54,8	41,1	49,7	47,6	189,0
Amortissement des nouveaux actifs	0,1	1,0	5,8	24,2	51,1	46,1	62,6	64,5	204,3
Amortissement accéléré des anciens compteurs	-	2,6	11,1	5,8	3,7	(5,0)	(12,9)	(16,9)	(15,3)
Sorties d'actifs	-	0,2	20,1	32,3	22,7	31,7	3,4	-	87,7
Compte d'écarts-Projets majeurs	(0,2)	(4,6)	4,8	(26,2)	27,0	26,2	-	-	0,1
Amortissement et sorties d'actifs	(0,1)	(3,8)	4,0	(23,6)	22,1	23,6	-	-	0,1
Rendement de la base de tarification	(0,1)	(0,8)	0,8	(2,6)	4,9	2,6	-	-	(0,0)
Rendement de la base de tarification	0,1	0,8	7,3	26,9	40,2	42,3	48,2	47,6	173,1
Revenus			(0,8)	(2,3)	(1,8)	(4,6)	(5,5)	(5,7)	(11,1)
Revenus de mise en conformité ⁷			(0,8)	(1,9)	(0,6)	(2,3)	(2,8)	(2,9)	(2,9)
Option de retrait				(0,4)	(1,2)	(2,3)	(2,7)	(2,8)	(8,2)
Total - Charges nettes projet LAD	-	(0,1)	65,9	64,8	161,6	144,8	119,6	116,3	519,3
Répartition des gains supplémentaires 2015					(3,9)		(15,4)		
Total - Impact revenus requis					157,7		104,2		

¹ Voir le tableau 4 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0006), page 34, du dossier R-3770-2011.

² Voir le tableau 6 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0006), page 37, du dossier R-3770-2011. Les gains présentés au tableau 6 sont cumulatifs d'une année à l'autre.

Les gains annuels sont donc déterminés par différence. Du total des gains annuels, 0,4 M\$, 1,8 M\$, 0,4 M\$, 0,2 M\$, 0,0 M\$ et -0,4 M\$ de gain relatif aux revenus de mise en conformité étaient prévus respectivement pour 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 et 2017. La différence était prévue en gain relatif aux charges d'exploitation.

³ Voir le tableau 12 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0006), page 49, du dossier R-3770-2011.

⁴ Voir le tableau R-10.3 de la réponse à la question 10.3 de la demande de renseignement n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1 (B-0016), du dossier R-3770-2011.

⁵ Voir le tableau 8 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0006), page 42, du dossier R-3770-2011.

⁶ Le montant comprend 0,3 M\$ d'intérêts hors base relatifs au compte d'écarts.

⁷ Les revenus de mise en conformité sont inclus dans la prévision des ventes d'électricité. Ces revenus sont inclus dans les tableaux ci-dessus afin de présenter un portrait global du projet. De plus, ces revenus ne sont pas cumulatifs puisqu'ils ne sont pas considérés comme des revenus récurrents.

⁸ Le compte d'écarts-Projets majeurs aux charges d'exploitation inclut la portion des charges d'exploitation, des gains, des intérêts et des revenus de mise en conformité.

	R-3770-2011							Cumulatif
	Travaux préparatoires	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Charges d'exploitation	-	18,4	15,9	18,2	15,4	15,8	12,8	96,6
Charges d'exploitation	5,2 ¹	13,2 ¹	25,8 ¹	31,9 ¹	36,9 ¹	24,2 ¹	20,3 ¹	157,4
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-	(0,3) ²	(9,9) ²	(13,7) ²	(21,5) ²	(8,4) ²	(7,4) ²	(61,2)
Gains 2014 du projet LAD - Phases 2 et 3	-	-	-	-	-	-	-	-
Revenus autres que ventes d'électricité	-	-	-	-	-	-	-	-
Compte d'écarts-Projets majeurs ⁸	(5,2) ³	5,5 ^{3,6}	-	-	-	-	-	0,3
Autres charges	(0,2)	22,3	62,8	58,1	45,4	41,6	41,6	271,5
Amortissement	0,2	12,0	24,1	30,3	34,7	41,6	43,0	185,8
Amortissement des nouveaux actifs	0,2 ³	4,6 ⁵	20,5 ⁵	35,6 ⁵	47,5 ⁵	55,2 ⁵	57,2 ⁵	220,7
Amortissement accéléré des anciens compteurs	-	7,4 ⁴	3,6 ⁴	(5,3) ⁴	(12,8) ⁴	(13,6) ⁴	(14,2) ⁴	(34,9)
Sorties d'actifs	-	9,9 ⁴	38,7 ⁴	27,8 ⁴	10,7 ⁴	- ⁴	(1,4) ⁴	85,7
Compte d'écarts-Projets majeurs	(0,4) ³	0,4 ³	-	-	-	-	-	-
Amortissement et sorties d'actifs	(0,2)	0,2	-	-	-	-	-	-
Rendement de la base de tarification	(0,2)	0,2	-	-	-	-	-	-
Rendement de la base de tarification	0,2³	2,5⁵	13,8⁵	26,0⁵	34,2⁵	37,8⁵	38,0⁵	152,6
Revenus	-	(0,4)	(1,8)	(0,4)	(0,2)	-	0,4	0,4
Revenus de mise en conformité ⁷	-	(0,4) ²	(1,8) ²	(0,4) ²	(0,2) ²	- ²	0,4 ²	0,4
Option de retrait	-	-	-	-	-	-	-	-
Total - Charges nettes projet LAD	-	42,8	90,7	101,9	94,8	95,2	92,9	521,1

(Voir les notes à la page précédente.)

	Écart R-3933-2015 vs R-3770-2011			
	2016		2017	
	Annuel	Cumulatif	Annuel	Cumulatif
Charges d'exploitation	7,9	(30,0)	14,0	(16,1)
Charges d'exploitation	19,9	(12,6)	8,8	(3,7)
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	(12,0)	(17,8)	5,1	(12,7)
Gains 2014 du projet LAD - Phases 2 et 3	-	-	-	-
Revenus autres que ventes d'électricité	-	(0,3)	-	(0,3)
Compte d'écarts-Projets majeurs ⁸	-	0,7	-	0,7
Autres charges	11,4	(0,9)	6,0	5,2
Amortissement	8,1	(1,5)	4,6	3,1
Amortissement des nouveaux actifs	7,4	(23,7)	7,3	(16,4)
Amortissement accéléré des anciens compteurs	0,7	22,3	(2,7)	19,6
Sorties d'actifs	3,4	0,6	1,4	2,0
Compte d'écarts-Projets majeurs	(0,1)	0,1	-	0,1
Amortissement et sorties d'actifs	-	0,1	-	0,1
Rendement de la base de tarification	-	(0,0)	-	(0,0)
Rendement de la base de tarification	10,4	11,0	9,6	20,5
Revenus	(5,5)	(8,2)	(6,1)	(11,5)
Revenus de mise en conformité ⁷	(2,8)	(2,8)	(3,3)	(3,3)
Option de retrait	(2,7)	(5,4)	(2,8)	(8,2)
Total - Charges nettes projet LAD	24,2	(28,1)	23,4	(1,9)
Répartition des gains supplémentaires 2015	(15,4)			
Total - Impact revenus requis	8,8			

(Voir les notes à la page précédente.)

2.2 Considérant le devancement de la fin du projet en 2016, veuillez compléter le tableau 6 en comparant, sur une base annuelle et cumulative, les données du dossier R-3933-2015 et celles du dossier R-3770-2011 de fin de projet.

Réponse :

1 Le tableau R-2.2 compare, sur une base annuelle et cumulative, les
2 investissements, les mises en service et les stocks de mesurage du
3 projet LAD du dossier R-3933-2015 à ceux du dossier R-3770-2011 à la fin du
4 projet.

**TABLEAU R-2.2 :
INVESTISSEMENTS, MISES EN SERVICE ET STOCKS DE MESURAGE DU PROJET LAD (M\$)**

R-3933-2015								
	Année historique 2011 ¹	Année historique 2012 ¹	Année historique 2013 ¹	Année historique 2014	Année de base 2015	Année témoin 2016	Année 2017	Cumulatif
Investissements	38,8	41,2	174,5	275,0	259,3	53,2	-	842,0
Mises en service	9,5	3,7	187,2	282,3	306,3	53,2	-	842,0
Stocks de mesurage	1,9	4,6	15,0	34,8	8,8	-	-	65,1

R-3770-2011								
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Cumulatif
Investissements	36,7	86,6	247,1	205,1	146,0	69,7	48,8	840,0
Mises en service	7,1	106,0	251,0	208,2	147,9	70,3	49,4	840,0
Stocks de mesurage	-	-	-	-	-	-	-	-

Écart R-3933-2015 vs R-3770-2011				
	2016		2017	
	Annuel	Cumulatif	Annuel	Cumulatif
Investissements	(16,5)	50,8	(48,8)	2,0
Mises en service	(17,1)	51,4	(49,4)	2,0
Stocks de mesurage	-	65,1	-	65,1

Note 1: voir R-3905-2014, HQD-9, document 5 (B-0035), page 24, Tableau A-5

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

3. **Références :**
- (i) Pièce B-0013, p. 10, 21 et 25;
 - (ii) Pièce B-0013, p. 10;
 - (iii) Pièce B-0017, p. 3;
 - (iv) Pièce B-0030, p. 5.

Préambule :

- (i) Tableau 3 – Indicateurs d’efficacité privilégiés par le Distributeur.
Tableau A-1 – Composantes des indicateurs d’efficacité.
Tableau B-1 – Indicateurs d’efficacité spécifique.

(ii) « Les indicateurs 1 et 7, relatifs au coût total par abonnement, et l’indicateur 2, relatif au coût total par kWh normalisé, présentent une décroissance respective de 7,5 %, de 7,8 % et de 6,7 % entre 2015 et 2016. Cette décroissance est attribuable, d’une part, à la diminution du coût de retraite et, d’autre part, à la diminution de la dépense d’amortissement des compteurs remplacés en lien avec le projet LAD. Également, la disposition du compte d’écarts – Projets majeurs relatifs au projet LAD, en 2015, et du compte de frais reportés – US GAAP, en 2016, explique le reste de la décroissance.

La diminution de 5,9 % de l’indicateur du coût total par abonnement du processus SALC (indicateur 5) s’explique essentiellement par la diminution du coût de retraite ».

- (iii) Tableau 1 – Principaux paramètres économiques

- (iv) Tableau 1 – Évolution du ratio charges de services partagés par abonnement au Québec pour les années 2012 à 2016.

Demandes :

- 3.1 Veuillez compléter les trois tableaux de la référence (i) en y ajoutant les données pour les années historiques 2013 et 2014, de même que celles de l’année de base 2015. Pour ce faire, veuillez utiliser le tableau de la référence (iv) comme modèle et la référence (iii) comme source de données pour l’inflation pour l’année de base 2015.

Réponse :

- 1 **Les tableaux R-3.1-A, R-3.1-B et R-3.1-C présentent les indicateurs d’efficacité**
- 2 **privilégiés par le Distributeur, les composantes des indicateurs d’efficacité,**
- 3 **ainsi que les indicateurs d’efficacité spécifiques pour les années 2012 à 2016**
- 4 **comme demandé par la Régie.**

**TABLEAU R-3.1-A :
INDICATEURS D’EFFICACITÉ PRIVILÉGIÉS PAR LE DISTRIBUTEUR**

Description	Années historiques			2015		Année témoin	Variation moyenne	Variation annuelle
	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	2016	2012-2016	2015-2016
Indicateurs globaux du Distributeur								
1 - Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	539	512	520	547	544	506	-1,6%	-7,5%
2 - Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	1,29	1,24	1,27	1,35	1,34	1,26	-0,7%	-6,7%
3 - CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	282	266	259	277	278	275	-0,6%	-0,7%
4 - IEN (\$) par abonnement	2 123	2 155	2 182	2 241	2 226	2 218	1,0%	-1,0%
Indicateurs processus SALC								
5 - Coût total SALC (\$) par abonnement	100	99	111	101	102	95	-1,3%	-5,9%
6 - CEN SALC (\$) par abonnement	94	89	96	93	92	93	-0,3%	0,0%
Indicateurs processus Distribution								
7 - Coût total Distribution (\$) par abonnement	439	412	408	446	442	411	-1,6%	-7,8%
8 - CEN Distribution (\$) par abonnement	188	176	163	184	186	182	-0,8%	-1,1%

**TABLEAU R-3.1-B :
COMPOSANTES DES INDICATEURS D'EFFICIENCE**

Composantes	Années historiques			2015		Année témoin	Variation moyenne	Variation annuelle
	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	2016	2012-2016	2015-2016
Intrants (en M\$)								
Coût total des processus Distribution et SALC	2 208	2 119	2 173	2 309	2 296	2 151	-0,7%	-6,8%
Coût total du processus SALC	411	411	466	427	430	403	-0,5%	-5,6%
Coût total du processus Distribution	1 797	1 708	1 707	1 882	1 866	1 748	-0,7%	-7,1%
CEN des processus Distribution et SALC	1 155	1 102	1 084	1 169	1 173	1 172	0,4%	0,3%
CEN du processus SALC	386	370	401	392	387	396	0,7%	1,0%
CEN du processus Distribution	769	731	683	777	786	776	0,2%	-0,1%
IEN Distribution et SALC	8 697	8 927	9 121	9 455	9 389	9 437	2,1%	-0,2%
Inducteurs de coûts								
Nombre d'abonnements au Québec	4 096 267	4 141 990	4 179 850	4 218 580	4 217 450	4 255 050	1,0%	0,9%
Kilomètres de réseau (moyenne tension)	114 649	114 843	115 583	115 762	115 762	116 480	0,4%	0,6%
Ventes normalisées (GWh)	170 806	171 463	171 140	171 350	170 738	171 241	0,1%	-0,1%
Ventes normalisées qui transitent par le réseau de distribution (GWh)	116 274	116 641	115 402	116 732	116 357	117 760	0,3%	0,9%
Inflation (%) - avril 2015	1,5%	0,9%	2,0%	2,0%	0,5%	2,0%	1,7%	2,0%

**TABLEAU R-3.1-C :
INDICATEURS D'EFFICIENCE SPÉCIFIQUES**

Description	Années historiques			2015		Année témoin	Variation moyenne	Variation annuelle
	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	2016	2012-2016	2015-2016
Indicateurs globaux du Distributeur								
CEN Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	0,68	0,64	0,63	0,68	0,69	0,68	0,0%	0,0%
IEN (k\$) par km de réseau	76,2	77,7	78,9	81,7	81,1	81,0	1,5%	-0,9%
Indicateurs processus Distribution								
Coût total Distribution (k\$) par km de réseau	15,7	14,9	14,8	16,3	16,1	15,0	-1,1%	-8,0%
CEN Distribution (¢) par kWh normalisé transité par le réseau	0,66	0,63	0,59	0,67	0,68	0,66	0,0%	-1,5%

3.2 À la suite de la lecture de la référence (ii), veuillez préciser, pour l'année 2016, quels sont les gains d'efficacité qui proviennent directement d'actions de gestion courante ou d'actions structurantes de la part du Distributeur.

Réponse :

1 **Comme indiqué au tableau 1 de la pièce HQD-2, document 1 (B-0013), les**
 2 **gains d'efficacité pour l'année 2016 s'élèvent à 35,8 M\$ et découlent**
 3 **exclusivement d'actions structurantes reliées au projet LAD.**

3.3 En considérant la réponse à la question 3.1, veuillez reproduire les données des tableaux de la référence (i) en retirant tous les impacts découlant des modifications de méthodes comptables à la suite du passage des IFRS aux US GAAP.

Réponse :

4 **Les tableaux R-3.3-A, R-3.3-B et R-3.3-C présentent l'information relative aux**
 5 **indicateurs d'efficacité en supposant le maintien des IFRS.**

TABLEAU R-3.3-A :
INDICATEURS D'EFFICIENCE PRIVILÉGIÉS PAR LE DISTRIBUTEUR
EN SUPPOSANT LE MAINTIEN DES IFRS

Description	Années historiques			2015		Année témoin	Variation moyenne	Variation annuelle
	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	2016		
Indicateurs globaux du Distributeur								
1 - Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	539	512	520	547	544	544	0,2%	-0,5%
2 - Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	1,29	1,24	1,27	1,35	1,34	1,35	1,1%	0,2%
3 - CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	282	266	259	277	278	272	-0,9%	-1,8%
4 - IEN (\$) par abonnement	2 123	2 155	2 182	2 241	2 224	2 211	1,0%	-1,3%
Indicateurs processus SALC								
5 - Coût total SALC (\$) par abonnement	100	99	111	101	101	106	1,5%	5,0%
6 - CEN SALC (\$) par abonnement	94	89	96	93	92	92	-0,5%	-1,1%
Indicateurs processus Distribution								
7 - Coût total Distribution (\$) par abonnement	439	412	408	446	444	438	-0,1%	-1,8%
8 - CEN Distribution (\$) par abonnement	188	176	163	184	186	180	-1,1%	-2,2%

TABLEAU R-3.3-B :
COMPOSANTES DES INDICATEURS D'EFFICIENCE
EN SUPPOSANT LE MAINTIEN DES IFRS

Composantes	Années historiques			2015		Année témoin	Variation moyenne	Variation annuelle
	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	2016		
Intrants (en M\$)								
Coût total des processus Distribution et SALC	2 208	2 119	2 173	2 309	2 296	2 313	1,2%	0,2%
Coût total du processus SALC	411	411	466	427	425	450	2,3%	5,4%
Coût total du processus Distribution	1 797	1 708	1 707	1 882	1 872	1 863	0,9%	-1,0%
CEN des processus Distribution et SALC	1 155	1 102	1 084	1 169	1 173	1 156	0,0%	-1,1%
CEN du processus SALC	386	370	401	392	388	391	0,3%	-0,3%
CEN du processus Distribution	769	731	683	777	785	766	-0,1%	-1,4%
IEN Distribution et SALC	8 697	8 927	9 121	9 455	9 380	9 408	2,0%	-0,5%
Inducteurs de coûts								
Nombre d'abonnements au Québec	4 096 267	4 141 990	4 179 850	4 218 580	4 217 450	4 255 050	1,0%	0,9%
Kilomètres de réseau (moyenne tension)	114 649	114 843	115 583	115 762	115 762	116 480	0,4%	0,6%
Ventes normalisées (GWh)	170 806	171 463	171 140	171 350	170 738	171 241	0,1%	-0,1%
Ventes normalisées qui transitent par le réseau de distribution (GWh)	116 274	116 641	115 402	116 732	116 357	117 760	0,3%	0,9%
Inflation (%) - avril 2015	1,5%	0,9%	2,0%	2,0%	0,5%	2,0%	1,7%	2,0%

TABLEAU R-3.3-C :
INDICATEURS D'EFFICIENCE SPÉCIFIQUES
EN SUPPOSANT LE MAINTIEN DES IFRS

Description	Années historiques			2015		Année témoin	Variation moyenne	Variation annuelle
	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	2016		
Indicateurs globaux du Distributeur								
CEN Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	0,68	0,64	0,63	0,68	0,69	0,68	0,0%	0,0%
IEN (k\$) par km de réseau	76,2	77,7	78,9	81,7	81,0	80,8	1,5%	-1,1%
Indicateurs processus Distribution								
Coût total Distribution (k\$) par km de réseau	15,7	14,9	14,8	16,3	16,2	16,0	0,5%	-1,8%
CEN Distribution (¢) par kWh normalisé transité par le réseau	0,66	0,63	0,59	0,67	0,67	0,65	-0,4%	-3,0%

4. **Référence :** Pièce B-0013, p. 12 et 13.

Préambule :

« Ainsi, afin de couvrir toutes les facettes de son service à la clientèle, le Distributeur propose d'ajouter un indicateur mesurant l'utilisation de l'Espace client et des autres services offerts sur le Web. Ce nouvel indicateur mesure, par client, le nombre de formulaires Web reçus (par exemple, les formulaires d'adhésion au MVE, d'emménagement / déménagement ou de demande d'élagage), le nombre de contacts Web transactionnels (par exemple, l'ajout d'une page personnelle, le paiement de la facture par Internet ou la modification du montant relatif au MVE) et le nombre de courriels libres. Cet indicateur exclut cependant les contacts Web informationnels tels que le portrait de consommation offert dans l'Espace client ».

Demandes :

4.1 Veuillez présenter les résultats 2010-2015 de l'indicateur Nombre de contacts Web par client en le divisant de manière suivante :

- Nombre de courriels libres + formulaires Web par client;
- Nombre de contacts Web transactionnels + informationnels par client.

Réponse :

1 Le nombre de contacts Web par client selon le découpage demandé par la
2 Régie est présenté aux tableaux R-4.1-A et R-4.1-B. Les formules pour son
3 calcul et un exemple pour le premier semestre 2015 accompagnent les
4 tableaux.

TABLEAU 4.1-A :
NOMBRE DE COURRIELS LIBRES + FORMULAIRES WEB PAR CLIENT

	2010	2011	2012	2013	2014	2015*
Nombre de contacts Web par client	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,03

* Résultat au 30 juin 2015

Nombre de courriels libres + Nombre de contacts par formulaires Web
Nombre de clients résidentiels et commerciaux

45 640 + 57 402 contacts Web effectués
3 296 268 clients

0,03 contact Web par client au premier semestre 2015.

TABLEAU 4.1-B :
NOMBRE DE CONTACTS WEB TRANSACTIONNELS + INFORMATIONNELS PAR CLIENT

	2010	2011	2012	2013	2014	2015*
Nombre de contacts Web par client	0,35	0,48	0,55	0,63	0,79	0,76

* Résultat au 30 juin 2015

Nombre de contacts Web transactionnels + Nombre de contacts Web informationnels
Nombre de clients résidentiels et commerciaux

1 417 967 + 1 090 344 contacts Web effectués
3 296 268 clients

0,76 contact Web par client au premier semestre 2015.

4.2 Veuillez commenter la division de l'indicateur Nombre de contacts Web par client introduite à la question précédente.

Réponse :

1 **Le Distributeur déploie actuellement plusieurs initiatives visant à permettre**
2 **aux clients d'utiliser différents canaux de communication pour obtenir des**
3 **informations ou pour effectuer des transactions de façon autonome, et ce, au**
4 **moment qui leur convient. L'objectif est d'automatiser le maximum de**
5 **transactions sur le Web de manière à réduire les coûts du Distributeur.**

6 **Les contacts Web peuvent être répartis en deux catégories : ceux entièrement**
7 **automatisés et ceux nécessitant un traitement manuel.**

8 **Dans la première catégorie se trouvent les contacts Web transactionnels qui**
9 **peuvent contribuer à la diminution des appels, ce qui explique leur intégration**
10 **dans le calcul de l'indicateur. Les contacts Web informationnels font**
11 **également partie de cette catégorie. Bien que les informations disponibles**
12 **répondent aux besoins des clients, ces contacts Web ne contribuent pas à**
13 **diminuer les appels de façon significative. C'est pourquoi le Distributeur ne**
14 **les considère pas dans le calcul de l'indicateur qu'il propose.**

15 **Les courriels libres envoyés par les clients pour transmettre une question**
16 **entrent dans la deuxième catégorie de contacts. Ce type de contacts peut**
17 **nécessiter plusieurs interactions avec le Distributeur afin de préciser le**
18 **problème et le régler, ce qui allonge souvent le délai de traitement et multiplie**
19 **le nombre de contacts. Les formulaires Web, qui permettent de transférer**
20 **l'information de façon plus structurée, font également partie de la catégorie**
21 **des contacts nécessitant un traitement manuel. Cependant, l'information**

1 requisse étant mieux organisée, le traitement en est facilité. Ces deux types de
2 contacts sont inclus dans le calcul de l'indicateur puisqu'ils permettent de
3 mesurer les efforts déployés par le Distributeur pour améliorer son service à
4 la clientèle sur le Web.

5 Pour toutes ces raisons, il n'y a pas lieu de diviser l'indicateur Nombre de
6 contacts Web par client en deux composantes. La définition proposée par le
7 Distributeur contient l'ensemble des informations pertinentes en regard de
8 son objectif d'efficience.

9 Par ailleurs, il est à noter que l'offre de services électroniques continuera
10 d'évoluer dans le temps, ce qui amènera éventuellement des modifications à
11 l'indicateur du Nombre de contacts Web par client pour tenir compte de la
12 réalité des services Web.

5. **Références :** (i) Pièce B-0013, p. 15;
 (ii) Dossier R-3905-2014, pièce B-0081, p. 12.

Préambule :

(i) Tableau 4 – Indicateurs de qualité de service

(ii) « Pour ce qui est des indicateurs de qualité du service, certains d'entre eux font l'objet d'objectifs corporatifs alors que pour les autres, des résultats-cibles sont établis par le Distributeur. Le Distributeur ne peut présenter les informations demandées pour l'année témoin 2015 puisque les objectifs corporatifs sont en cours d'établissement et seront approuvés par le conseil d'administration d'Hydro-Québec à la fin du mois de décembre 2014. Les résultats-cibles du Distributeur pour 2015 seront fixés en début de l'année 2015 ».

Demandes :

5.1 Considérant la référence (ii), veuillez présenter, pour chacun des indicateurs inclus au tableau des références (i), les résultats-cibles que s'est fixés le Distributeur pour l'année de base 2015.

Réponse :

13 Tel qu'il est mentionné à la page 5 de la pièce HQD-2, document 1 (B-0013),
14 l'objectif que s'est fixé le Distributeur en regard des deux grands axes
15 d'analyse de l'efficience et de la performance s'énonce ainsi : contenir sous
16 l'inflation la croissance annuelle moyenne des indicateurs de coûts, sur une
17 période mobile de cinq ans, tout en conservant globalement le même niveau
18 de qualité de service.

19 Par ailleurs, trois indicateurs font partie des objectifs corporatifs 2015
20 présentés à la page 24 de la pièce HQD-8, document 2 (B-0027). Le tableau
21 R-5.1 fait état des cibles pour ces trois indicateurs.

**TABLEAU R-5.1 :
CIBLES DES INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE FAISANT PARTIE
DES OBJECTIFS CORPORATIFS 2015 DU DISTRIBUTEUR**

ISC – Global excluant les clients grande entreprise	7,2
Indice de continuité de service normalisé (minutes / client)	126
Taux de fréquence des accidents avec perte de temps et assistance médicale (par 200 000 heures travaillées)	4,04

1 **Pour ce qui est des résultats-cibles établis par le Distributeur pour certains**
2 **indicateurs, il s’agit d’objectifs internes spécifiques, de nature opérationnelle,**
3 **servant à orienter les actions d’amélioration du Distributeur, et non**
4 **d’engagements.**

5.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a fixé des résultats-cibles pour l’année témoin 2016.
Si oui, veuillez les présenter pour chacun des indicateurs.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 5.1.**

6. **Référence :** Pièce B-0013, p. 16.

Préambule :

« Au 30 juin 2015, l’IC brut du réseau de distribution de 91 minutes se situe dans la moyenne des cinq dernières années pour la même période. Depuis janvier, une seule journée d’évènement majeur est survenue. Toutefois, pour la période de janvier à juin 2015, le Distributeur a fait face à douze interruptions de plus d’une minute par client, lesquelles étaient sous le seuil de normalisation, comparativement à une interruption de plus d’une minute à la même période en 2014. C’est ce qui explique que l’IC normalisé du réseau de distribution de 73 minutes par client soit plus élevé que la moyenne des cinq dernières années pour la même période ».

Demande :

6.1 Veuillez préciser le seuil de normalisation de l’indice de continuité.

Réponse :

6 **La normalisation repose sur une approche inspirée de la méthode**
7 **mathématique (IEEE1366) qui a été développée afin de retirer les journées**
8 **d’évènement majeur (verglas, vents violents ou orages), soit les journées pour**
9 **lesquelles des mesures d’urgence d’exploitation ont été déployées.**

1 À la suite de consultations de plusieurs entreprises de distribution
2 d'électricité, il a été convenu que, lorsque l'IC journalier dépasse le seuil de
3 2,5 fois l'écart-type de la distribution des IC journaliers des cinq dernières
4 années, la journée est considérée comme une journée d'évènement majeur.
5 Cette méthode a l'avantage d'être simple d'application et assure une même
6 base de comparaison entre distributeurs. Chez le Distributeur, ce seuil est
7 toujours d'environ 3 heures. Par conséquent, lorsque l'IC journalier dépasse
8 3 heures, la journée est considérée comme une journée d'évènement majeur
9 et est retirée du calcul de l'IC normalisé.

10 Le seuil pour une journée d'évènement majeur était de 3,13 heures au 30 juin
11 2015.

7. **Références :** (i) Pièce B-0013, p. 22;
 (ii) Pièce B-0026, p. 5.

Préambule :

- (i) Tableau A-2 – Intrants aux indicateurs d'efficience.
(ii) Tableau 1 – Coûts de distribution et services à la clientèle (M\$).

Demande :

7.1 Considérant les composantes des coûts de distribution et services à la clientèle de même que des charges d'exploitation à la référence (ii), veuillez indiquer si le choix des intrants à la référence (i) demeure pertinent à ce jour ou si des modifications devraient être apportées.

Réponse :

12 **Le Distributeur est d'avis qu'avant de se prononcer sur la pertinence des**
13 **intrants servant à l'établissement des indicateurs d'efficience, une réflexion**
14 **plus approfondie serait nécessaire.**

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe³

8. **Références :** (i) Pièce B-0015, p. 11;
 (ii) Pièce B-0041, p. 20 et 21.

³ Dossier R-3925-2015, *Demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE) de Bécancour en périodes de pointe*, déposé à la Régie le 6 mai 2015.

Préambule :(i) « *Entente avec TCE :*

Le contrat sera comptabilisé comme un contrat d'approvisionnement et les coûts seront constatés en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et les coûts autorisés par la Régie continuera d'être comptabilisé au compte de pass-on pour l'achat d'électricité. Puisqu'une prestation de service est attendue de TCE (la puissance), le passif financier et le compte d'écart comptabilisé en contrepartie de ce passif financier à la suite de l'amendement en 2014 de l'entente de suspension de 2009 seront renversés. »

(ii) « **COMPTE D'ÉCARTS - COÛTS LIÉS À LA SUSPENSION DE TCE :**

Dans sa décision D-2014-086⁴, la Régie autorise la création d'un compte d'écarts hors base afin d'y comptabiliser un montant correspondant à celui du passif financier lié à l'application de l'IAS 39 Instruments financiers : comptabilisation et évaluation, aux amendements à l'Entente de suspension des livraisons de la centrale TCE⁵, y compris l'actualisation et les variations subséquentes de ce passif. Ce faisant, elle reconnaît la récupération sur une base annuelle des coûts associés à cette entente, conformément aux montants facturés. Si la Régie approuve, dans le dossier R-3925-2015, les modifications proposées aux ententes visant l'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe, le passif financier et le compte d'écarts comptabilisé en contrepartie de ce passif financier seront renversés.

Le Distributeur rappelle que les coûts liés à la suspension des livraisons de la centrale TCE sont comptabilisés sur une base annuelle à titre de coûts d'approvisionnement et que tout écart entre les coûts réels et les coûts d'approvisionnement reconnus seront pris en compte dans les revenus requis par le biais du compte de pass-on. L'annexe C présente, sous pli confidentiel, le suivi du compte d'écarts relatif aux coûts liés à la suspension de TCE pour la période du 1er mai 2014 au 31 décembre 2018 en prenant pour hypothèse que le compte d'écarts serait renversé au 31 décembre 2015. » [nous soulignons]

Demandes :

8.1 Veuillez indiquer le traitement comptable réglementaire proposé, celui en vertu des IFRS et celui en vertu des US GAAP des coûts liés à l'entente avec TCE, si la Régie devait :

a) approuver la demande du Distributeur dans le cadre du dossier R-3925-2015;

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.1 a) de la demande de renseignement n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQTD-2, document 1.2 (B-0026) du dossier R-3927-2015.**

b) refuser la demande du Distributeur dans le cadre du dossier R-3925-2015.

⁴ Décision D-2014-086, paragraphe 53.

⁵ Entente de suspension de la production d'électricité de la centrale TCE de 2009, amendée en décembre 2013.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 4.1 b) de la demande de renseignement n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQTD-2, document 1.2 (B-0026) du dossier R-3927-2015.**

Veillez également présenter l'évolution du compte d'écart se terminant le 31 décembre 2016, pour chacune des situations, le cas échéant.

Réponse :

- 3 **Voir la réponse à la question 4.1 b) de la demande de renseignement n° 3 de la**
4 **Régie à la pièce HQTD-2, document 1.2 (B-0026) du dossier R-3927-2015, plus**
5 **particulièrement le tableau R-4.1 déposé sous pli confidentiel à la Régie.**

8.2 Si la Régie approuve, dans le dossier R-3925-2015, les modifications proposées aux ententes visant l'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe, veuillez expliquer pourquoi le passif financier et le compte d'écart comptabilisés en contrepartie de ce passif financier seront renversés (référence (ii)).

Réponse :

- 6 **Voir la réponse à la question 4.2 de la demande de renseignement n° 3 de la**
7 **Régie à la pièce HQTD-2, document 1.2 (B-0026) du dossier R-3927-2015.**

9. Référence : Pièce B-0015, p. 11.

Préambule :

« Entente avec Gaz Métro :

Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître les coûts liés à cette entente à titre de coût d'approvisionnement en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et les coûts d'approvisionnement autorisés par la Régie continuera d'être comptabilisé au compte de pass-on pour l'achat d'électricité. »

Demande :

9.1 Veuillez indiquer le traitement comptable réglementaire proposé, celui en vertu des IFRS et celui en vertu des US GAAP des coûts liés à l'entente avec Gaz Métro, si la Régie devait :

- a) approuver la demande du Distributeur dans le cadre du dossier R-3925-2015;

Réponse :

- 8 **Si la demande du dossier R-3925-2015 est approuvée par la Régie, le**
9 **Distributeur propose de reconnaître les coûts liés à cette entente à titre de**
10 **coût d'approvisionnement en fonction des factures reçues. Tout écart entre**

1 ces coûts et les coûts d’approvisionnement autorisés par la Régie sera
2 comptabilisé au compte de *pass-on* pour l’achat d’électricité.

3 En vertu des US GAAP et des IFRS, l’entente avec Gaz Métro est considérée
4 comme un contrat de location-acquisition.

b) refuser la demande du Distributeur dans le cadre du dossier R-3925-2015.

Réponse :

5 Si la demande du dossier R-3925-2015 est refusée, le Distributeur présume
6 que l’entente avec Gaz Métro sera résiliée.

Veillez également présenter l’évolution du compte d’écarts se terminant le 31 décembre 2016, pour chacune des situations, le cas échéant.

Réponse :

7 Il n’y a pas de compte d’écarts lié à l’entente avec Gaz Métro.

**Modification des modalités de disposition des soldes des comptes de *pass-on*
2013-2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015**

10. Référence : Pièce B-0016, p. 7.

Préambule :

Le Distributeur illustre au tableau 1 sa proposition. La Régie ajoute un scénario sous étude.

Tableau 1
Versement aux revenus requis 2016 (en M\$)

	Modalités de disposition en vigueur	Proposition du Distributeur	Scénario sous étude
Comptes de <i>pass-on</i>			
2013	11,3 ⁽¹⁾	56,4	11,3 ⁽¹⁾
2014	38,2 ⁽¹⁾	191,3	38,2 ⁽¹⁾
2015	127,8	127,8	127,8
Rendement sur le solde hors base	3,8	-	3,8
	181,1	375,5	181,1
Nivellement pour aléas climatiques 2015	-(2)	-186,6	-186,6
Impact net	181,1	188,9	-5,5

(1) Amortissement linéaire sur une période de cinq ans à compter de 2016.

(2) *Amortissement linéaire sur une période de cinq ans à compter de 2017.*

Le Distributeur indique que :

« Ce faisant, la proposition du Distributeur permet d'accélérer le processus de récupération des soldes du compte de pass-on, respectant le principe d'allouer les coûts à la génération de clients pour laquelle ils ont été encourus et réduisant les coûts de financement. En outre, ces modalités permettent de récupérer la totalité des soldes relatifs aux impacts climatiques des deux derniers hivers tout en ne générant pas d'impact significatif sur l'ajustement tarifaire de l'année 2016. »

Demandes :

10.1 Veuillez présenter, sous forme de tableau, les impacts tarifaires pour chacune des années 2015 à 2021, en comparant les modalités de disposition en vigueur des comptes de *pass-on* 2013, 2014 et 2015 et du compte de nivellement 2015 et celles proposées par le Distributeur dans le présent dossier tarifaire. Veuillez présenter séparément les informations suivantes :

- La charge d'amortissement (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comptes de pass-on et du compte de nivellement;
- Le rendement sur le solde hors base (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comptes de pass-on et du compte de nivellement.

Veuillez fournir le fichier Excel.

Réponse :

1 **Le tableau R-10.1 présente l'impact tarifaire des modalités actuelles de**
2 **disposition des soldes 2013, 2014 et 2015 du compte de *pass-on* et du solde**
3 **2015 du compte de nivellement par rapport à celui de la proposition du**
4 **Distributeur.**

TABLEAU R-10.1 :
IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE
DE PASS-ON ET DU COMPTE DE NIVELLEMENT -
ACTUELLES ET PROPOSÉES PAR LE DISTRIBUTEUR (M\$)

	prévu au 31/12/2015	prévu au 31/12/2016	Versé aux revenus requis					Total	
			2016	2017	2018	2019	2020		2021
Modalités actuelles									
<i>Pass-on</i> 2013 Amortissement	56,4		11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	-	56,4
Rendement sur le solde hors base			0,9	0,7	0,4	0,2	-	-	2,2
<i>Pass-on</i> 2014 Amortissement	191,3		38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	-	191,3
Rendement sur le solde hors base			3,0	2,2	1,5	0,7	-	-	7,4
<i>Pass-on</i> 2015 Amortissement	127,8		127,8						127,8
Nivellement 2015 Amortissement	(186,6)	(190,2)	-	(38,0)	(38,0)	(38,0)	(38,0)	(38,0)	(190,2)
Rendement sur le solde hors base			-	(2,9)	(2,2)	(1,5)	(0,7)	-	(7,4)
			181,2	11,4	11,2	11,0	10,8	(38,0)	187,5
Modalités proposées - Distributeur									
<i>Pass-on</i> 2013 Amortissement	56,4		56,4	-	-	-	-	-	56,4
Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
<i>Pass-on</i> 2014 Amortissement	191,3		191,3	-	-	-	-	-	191,3
Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
<i>Pass-on</i> 2015 Amortissement	127,8		127,8	-	-	-	-	-	127,8
Nivellement 2015 Amortissement	(186,6)		(186,6)	-	-	-	-	-	(186,6)
Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
			188,9	-	-	-	-	-	188,9
Impacts tarifaires									
<i>Pass-on</i> 2013 Amortissement			45,1	(11,3)	(11,3)	(11,3)	(11,3)	-	-
Rendement sur le solde hors base			(0,9)	(0,7)	(0,4)	(0,2)	-	-	(2,2)
<i>Pass-on</i> 2014 Amortissement			153,0	(38,3)	(38,3)	(38,3)	(38,3)	-	-
Rendement sur le solde hors base			(3,0)	(2,2)	(1,5)	(0,7)	-	-	(7,4)
<i>Pass-on</i> 2015 Amortissement			-	-	-	-	-	-	-
Nivellement 2015 Amortissement			(186,6)	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	3,6
Rendement sur le solde hors base			-	2,9	2,2	1,5	0,7	-	7,4
			7,7	(11,4)	(11,2)	(11,0)	(10,8)	38,0	1,4

10.2 Veuillez présenter, sous forme de tableau, les impacts tarifaires pour chacune des années 2015 à 2021, en comparant les modalités de disposition en vigueur des comptes de *pass-on* 2013, 2014 et 2015 et du compte de nivellement 2015 et celles du scénario sous étude par la Régie. Veuillez présenter séparément les informations suivantes :

- La charge d'amortissement (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comptes de *pass-on* et du compte de nivellement;
- Le rendement sur le solde hors base (sur une base annuelle et cumulative) pour chacun des comptes de *pass-on* et du compte de nivellement.

Veuillez fournir le fichier Excel.

Réponse :

1 Le tableau R-10.2 présente l'impact tarifaire des modalités actuelles de
2 disposition des soldes 2013, 2014 et 2015 du compte de *pass-on* et du solde
3 2015 du compte de nivellement par rapport à celui du scénario sous étude par
4 la Régie.

TABLEAU R-10.2 :
IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE
DE PASS-ON ET DU COMPTE DE NIVELLEMENT -
ACTUELLES ET SCÉNARIO SOUS ÉTUDE PAR LA RÉGIE (M\$)

	prévu au 31/12/2015	prévu au 31/12/2016	Versé aux revenus requis						Total
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Modalités actuelles									
<i>Pass-on</i> 2013 Amortissement	56,4		11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	-	56,4
Rendement sur le solde hors base			0,9	0,7	0,4	0,2	-	-	2,2
<i>Pass-on</i> 2014 Amortissement	191,3		38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	-	191,3
Rendement sur le solde hors base			3,0	2,2	1,5	0,7	-	-	7,4
<i>Pass-on</i> 2015 Amortissement	127,8		127,8						127,8
Nivellement 2015 Amortissement	(186,6)	(190,2)	-	(38,0)	(38,0)	(38,0)	(38,0)	(38,0)	(190,2)
Rendement sur le solde hors base			-	(2,9)	(2,2)	(1,5)	(0,7)	-	(7,4)
			181,2	11,4	11,2	11,0	10,8	(38,0)	187,5
Scénario sous étude par la Régie									
<i>Pass-on</i> 2013 Amortissement	56,4		11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	-	56,4
Rendement sur le solde hors base			0,9	0,7	0,4	0,2	-	-	2,2
<i>Pass-on</i> 2014 Amortissement	191,3		38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	-	191,3
Rendement sur le solde hors base			3,0	2,2	1,5	0,7	-	-	7,4
<i>Pass-on</i> 2015 Amortissement	127,8		127,8						127,8
Nivellement 2015 Amortissement	(186,6)		(186,6)	-	-	-	-	-	(186,6)
Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
			(5,4)	52,4	51,5	50,5	49,5	-	198,5
Impacts tarifaires									
<i>Pass-on</i> 2013 Amortissement			-	-	-	-	-	-	-
Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
<i>Pass-on</i> 2014 Amortissement			-	-	-	-	-	-	-
Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
<i>Pass-on</i> 2015 Amortissement			-	-	-	-	-	-	-
Nivellement 2015 Amortissement			(186,6)	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	3,6
Rendement sur le solde hors base			-	2,9	2,2	1,5	0,7	-	7,4
			(186,6)	41,0	40,3	39,5	38,8	38,0	11,0

10.3 Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires prévues pour la période 2016 à 2021 en considérant les différentes modalités présentées au tableau 1, soit :

- Les modalités de disposition en vigueur;
- La proposition du Distributeur;
- Le scénario sous étude par la Régie.

Veuillez commenter.

Réponse :

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

1 **Selon les modalités de disposition actuelles du compte de *pass-on* et du**
2 **compte de nivellement, les hausses tarifaires prévues seraient de 1,8 % en**
3 **2016, de 1,9 % en 2017 et de 2,4 % en 2018 puis de l'ordre de 2 % en 2019 et de**
4 **1 % pour les années 2020 et 2021.**

5 **Enfin, selon le scénario sous étude par la Régie de disposition des soldes**
6 **2013, 2014 et 2015 du compte de *pass-on* et du solde 2015 du compte de**
7 **nivellement, les hausses tarifaires prévues seraient de 0,1 % en 2016, de 3,4 %**
8 **pour les années 2017 et 2018 puis de l'ordre de 2 % en 2019 et de 1 % pour les**
9 **années 2020 et 2021.**

10.4 Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur si la Régie devait opter pour le scénario sous étude, dont l'impact net est de -5,5 M\$ sur les revenus requis 2016, présenté en préambule.

Réponse :

10 **Les modalités de disposition proposées par le Distributeur permettent de**
11 **recupérer la totalité des soldes 2013, 2014 et 2015 du compte de *pass-on* ainsi**
12 **que le solde 2015 du compte de nivellement représentant les impacts**
13 **climatiques des deux derniers hivers. Cette proposition, comparativement au**
14 **scénario sous étude par la Régie, permet une meilleure stabilité tarifaire au**
15 **cours des prochaines années.**

PRINCIPAUX PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0017, p. 3;
 - (ii) Dossier R-3905-2014, pièce B-0070, p. 42;
 - (iii) Statistique Canada, tableau 326-0020 - Indice des prix à la consommation (variation en pourcentage d'une année à l'autre), annuel (2002=100).

Préambule :

- (i) Tableau 1 – Principaux paramètres économiques
- (ii) « *Pour sa prévision du taux d'inflation au Canada, Hydro-Québec a utilisé la prévision de IHS-Global Insight publiée en février 2014. De plus, le taux d'inflation retenu par Hydro-Québec pour l'année témoin 2015 tient compte des orientations de la Banque du Canada visant à maintenir l'inflation à 2 % à long terme* ».
- (iii) La Régie produit le tableau suivant dans lequel est présenté l'historique des prévisions du taux d'inflation du Distributeur par année témoin, de même que les taux d'inflation réels au Canada et au Québec :

	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	Moyenne 10 ans
Prévision Inflation HQD ⁽¹⁾	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,00%
Taux d'inflation réel Canada	2,0%	0,9%	1,5%	2,9%	1,8%	0,3%	2,3%	2,2%	2,0%	2,2%	1,81%
Taux d'inflation réel Québec	1,4%	0,7%	2,1%	3,0%	1,2%	0,6%	2,1%	1,6%	1,7%	2,3%	1,67%

Note (1): Dossiers tarifaires 2005 à 2014, section « Principaux paramètres économiques »

Demandes :

11.1 Veuillez indiquer si le Distributeur utilise la prévision d'IHS-Global Insight pour sa prévision du taux d'inflation pour l'année témoin 2016. Le cas échéant, veuillez préciser les autres références utilisées par le Distributeur pour établir sa prévision.

Réponse :

1 Afin d'établir la prévision du taux d'inflation de l'année témoin 2016, le
2 Distributeur a retenu la cible de la Banque du Canada de 2 % d'inflation.
3 L'utilisation de cette prévision consiste donc à faire l'hypothèse que la
4 Banque du Canada posera les actions nécessaires dans le cadre de sa
5 politique monétaire pour atteindre sa cible⁶.

6 En complément, le Distributeur a analysé les prévisions de différents
7 organismes, dont celle d'IHS-Global Insight qui retient dans sa publication de
8 février 2015 une prévision d'inflation de 2,1 % en 2016. Les tableaux R-11.1-A
9 et R-11.1-B présentent, respectivement, le consensus (prévision moyenne des
10 divers organismes suivis par le Distributeur) de la prévision de l'inflation au
11 Canada et au Québec disponible au moment où le Distributeur retenait la
12 plupart de ses paramètres économiques. Selon le consensus en date du
13 1^{er} avril, l'inflation se situerait à 2,3 % pour 2016, autant au Canada qu'au
14 Québec.

⁶ <http://www.banqueducanada.ca/grandes-fonctions/politique-monetaire/inflation/>

TABLEAU R-11.1-A :
PRÉVISION DE L'INFLATION AU CANADA AU 1^{ER} AVRIL 2015

	publication	2015	2016
Conference Board	24 déc. 2014	1,2%	2,2%
IHS-GInsight	5 janv. 2015	0,7%	2,1%
Desjardins	14 janvier 2015	0,8%	2,9%
Banque de Montréal	5 janv. 2015	1,0%	2,2%
Banque TD	26 janv. 2015	0,4%	2,3%
Banque Royale	12 mars 2015	0,9%	2,8%
Banque Nationale	Hiver 2015	1,4%	2,2%
Banque Scotia	8 janvier 2015	1,4%	2,0%
VM Banque Laurentienne	19 fev. 2015	0,8%	2,3%
Banque CIBC	19 fev. 2015	1,3%	2,5%
Fonds monétaire intern.	19 janvier 2015	2,0%	2,0%
Consensus	au 1er avril 2015	1,1%	2,3%
Hydro-Québec (Finances)	9 mars 2015	0,5%	2,0%

TABLEAU R-11.1-B :
PRÉVISION DE L'INFLATION AU QUÉBEC AU 1^{ER} AVRIL 2015

	publication	2015	2016
Conference Board	6 février 2015	1,4%	2,2%
IHS-GInsight	13 janvier 2015	0,7%	2,1%
Desjardins	14 janvier 2015	0,7%	2,7%
Banque de Montréal	23 janvier 2014	0,8%	2,0%
Banque TD	26 janvier 2015	0,7%	2,2%
Banque Royale	12 mars 2015	1,0%	2,9%
Banque Nationale	Hiver 2015	1,3%	2,1%
Banque Scotia		n.d.	n.d.
VM Banque Laurentienne	24 mars 2015	1,0%	2,3%
Banque CIBC		n.d.	n.d.
Min. des finances Qc	26 mars 2015	1,4%	2,3%
Consensus	au 1er avril 2015	1,0%	2,3%
Hydro-Québec (Finances)		n.d.	n.d.

11.2 Veuillez préciser si le taux d'inflation de 2,0 % prévu par le Distributeur pour l'année témoin 2016 est principalement basée sur la cible de la Banque du Canada de maintenir le taux d'inflation du Canada aux alentours de 2,0 %.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 11.1.**

11.3 Veuillez présenter un tableau incluant les plus récentes prévisions des taux d'inflation 2015 et 2016 des organismes formant le Consensus. Veuillez présenter les données pour le Canada et le Québec.

Réponse :

2 **Les tableaux R-11.3-A et R-11.3-B présentent l'information demandée.**

**TABLEAU R-11.3-A :
PRÉVISION DE L'INFLATION AU CANADA AU 29 SEPTEMBRE 2015**

	publication	2015	2016
Conference Board	21 sept. 2015	1,3%	2,4%
IHS-GInsight	6 juillet 2015	1,4%	2,0%
Desjardins	18 sept. 2015	1,2%	1,8%
Banque de Montréal	28 août 2015	1,2%	1,9%
Banque TD	21 sept. 2015	1,0%	1,9%
Banque Royale	22 sept. 2015	0,2%	2,0%
Banque Nationale	sept. 2015	1,2%	1,7%
Banque Scotia	3 sept. 2015	1,5%	2,1%
VM Banque Laurentienne	22 sept. 2015	1,3%	1,8%
Banque CIBC	11 aout 2015	1,1%	2,2%
Fonds monétaire intern.	9 juillet 2015	0,9%	2,0%
Consensus	au 29 septembre 2015	1,1%	2,0%

**TABLEAU R-11.3-B :
PRÉVISION DE L'INFLATION AU QUÉBEC AU 29 SEPTEMBRE 2015**

	publication	2015	2016
Conference Board	16 juillet 2015	1,3%	2,2%
IHS-GInsight	13 juillet 2015	1,6%	2,1%
Desjardins	18 sept. 2015	1,1%	2,0%
Banque de Montréal	28 août 2015	1,4%	1,8%
Banque TD	9 juillet 2015	1,1%	2,1%
Banque Royale	septembre 2015	1,4%	2,0%
Banque Nationale	septembre 2015	1,1%	1,5%
Banque Scotia		n.d.	n.d.
VM Banque Laurentienne	2 septembre 2015	1,3%	1,8%
Banque CIBC		n.d.	n.d.
Min. des finances Qc	26 mars 2015	1,4%	2,3%
Consensus	au 29 septembre 2015	1,3%	1,9%

11.4 Considérant l'écart de 0,33 % entre le taux d'inflation moyen du Québec sur une période de dix ans (1,67 %) et le taux d'inflation privilégié par le Distributeur sur cette même période pour l'année témoin (2,00 %) tel que démontré à la référence (iii), veuillez justifier l'utilisation du taux d'inflation du Canada plutôt que celui du Québec, d'autant plus que les activités du Distributeur se déroulent au Québec.

Réponse :

1 **Au cours de la période 2005 à 2014, présentée par la Régie en préambule, en**
 2 **excluant l'année exceptionnelle de la récession de 2009, l'inflation moyenne**
 3 **s'établit à 1,8 % au Québec et à 2,0 % au Canada, soit près de la cible de la**
 4 **Banque du Canada. L'écart moyen de prévision pendant cette période est**
 5 **donc essentiellement dû à cette année exceptionnelle. En conséquence, la**
 6 **prévision de 2,0 % semble juste (non biaisée) pour la majorité des années.**

7 **Comme le Distributeur l'a mentionné au dossier R-3740-2010⁷, l'écart**
 8 **historique moyen des taux de croissance annuels des prix à la consommation**
 9 **a été inférieur à 0,1 % sur la période 1979 à 2009, donc peu significatif, et ne**
 10 **justifie pas l'usage de deux indices distincts. Ce constat se vérifie également**
 11 **pour la période 2005 à 2014, où l'écart a été en moyenne de 0,14 %, de signe**

⁷ Voir la réponse à la question 14.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.1 (B-0019) du dossier R-3740-2010.

1 positif ou négatif selon les années. Le Distributeur est d'avis qu'il n'est pas
2 souhaitable de prévoir l'inflation au Québec en utilisant un écart historique qui
3 n'est ni stable ni significatif.

4 Non seulement l'écart entre les deux prévisions est peu significatif, mais la
5 prévision d'inflation canadienne est reconnue et largement utilisée, tant par
6 l'ensemble des agents économiques que par Hydro-Québec, où elle est la
7 référence pour les échanges financiers, les calculs d'actualisation des
8 investissements et pour divers contrats de fournitures.

PRÉVISION DES VENTES

- 12. Références :**
- (i) Rapports annuels du Distributeur 2009 à 2014;
 - (ii) Rapport annuel du Distributeur 2014, pièce HQD-2, document 3, p.11;
 - (iii) Pièce B-0018, p. 12;
 - (iv) Pièce B-0018, p. 19.

Préambule :

- (i) La Régie présente un sommaire de l'historique de revenus nets des achats du Distributeur :

(en M\$)	4/8 2015	RA 2014	10/2 2014	4/8 2014	2013	2012	2011	2010	2009
Ventes nettes des achats	25,2	51,3	56,3	60,0	71,0	33,1	37,6	78,3	-4,0

Sources : Pièce B-0022, Rapports annuels 2009-2014. Section « Comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus ».

- (ii) « Tarifs D et DM : Les ventes réalisées normalisées sont conformes aux ventes reconnues. L'écart lié aux revenus nets des achats s'explique majoritairement par la démarcation des ventes publiées de 2014 qui augmente, pour cette année, les revenus publiés de 17 M\$. La variation du profil mensuel des revenus prévus par rapport au profil mensuel des revenus réels explique l'écart résiduel observé.

[...]

Tarifs G et M : Les ventes normalisées aux tarifs G et M sont légèrement inférieures à ce qui était prévu. L'écart lié aux revenus nets des achats au tarif M s'explique essentiellement par la variation du profil mensuel des revenus prévus par rapport au profil mensuel des revenus réels. » [nous soulignons]

- (iii) Tableau 5 – Évolution de la prévision des ventes pour 2015.
- (iv) Tableau A-1 – Prévision des ventes par catégories de consommateurs.

Demandes :

12.1 Veuillez expliquer la source des excédents de rendement associés aux ventes nettes des achats pour l'année de base 2015 et pour la période 2009 à 2014 (référence (i)). Veuillez quantifier.

Réponse :

1 **La principale source des écarts de revenus nets des achats est l'incertitude**
2 **inhérente au contexte d'affaires du Distributeur. Les ventes d'électricité et les**
3 **revenus qui en découlent sont soumis à des aléas climatiques et**
4 **économiques ainsi qu'à des événements fortuits chez les clients du secteur**
5 **industriel grandes entreprises.**

6 **Le Distributeur rappelle qu'il a amorcé l'amélioration des modèles de**
7 **prévision de la demande au cours des dernières années et les résultats**
8 **présentés aux rapports annuels reflètent ces améliorations. D'une part, pour**
9 **le secteur industriel, le Distributeur établit sa prévision sur des indicateurs**
10 **économiques mieux adaptés pour prévoir les variations de production et de**
11 **charge. D'autre part, pour les secteurs résidentiel, commercial et**
12 **institutionnel, il a mis en place un outil par secteur pour expliquer de manière**
13 **plus précise les variations attribuables au climat, à l'économie et aux**
14 **comportements des clients.**

15 **Le Distributeur tient à préciser qu'à l'exception de 2010 et 2013, les écarts de**
16 **prévision des revenus normalisés, excluant les contrats spéciaux, sont**
17 **inférieurs à 1 %. Ces écarts de prévision sont somme toute faibles compte**
18 **tenu du fait qu'ils cumulent l'écart de prévision des ventes et celui des**
19 **revenus.**

20 **Le Distributeur présente dans les paragraphes qui suivent les explications**
21 **des écarts de revenus nets des achats observés au tableau de la référence (i) :**

- 22 • **Pour 2015, selon l'année de base, l'écart de revenus nets des achats**
23 **s'explique essentiellement par -19 M\$ provenant de l'écart des ventes**
24 **entre l'année de base et la décision D-2015-018 et par +43 M\$**
25 **provenant de la variation des profils de revenus.**
- 26 • **Pour 2014, l'écart de revenus nets des achats s'explique par l'écart**
27 **de -14 M\$ provenant des ventes réelles et par +65 M\$ provenant de la**
28 **variation des profils de revenus.**
- 29 • **Pour 2013, l'écart de revenus nets des achats s'explique surtout par**
30 **l'écart de +20 M\$ provenant des ventes réelles et par +54 M\$ provenant**
31 **de la variation des profils de revenus.**
- 32 • **Pour 2012, l'écart de revenus nets des achats s'explique par l'écart**
33 **de -13 M\$ provenant des ventes réelles et par +46 M\$ provenant de la**
34 **variation des profils de revenus.**

- 1 • Pour 2011, l'écart de revenus nets des achats s'explique
2 essentiellement par +35 M\$ provenant de la variation des profils de
3 revenus ; l'écart des ventes réelles n'a pas d'impact sur les revenus
4 nets des achats.
- 5 • Pour 2010, l'écart de revenus nets des achats s'explique surtout par
6 l'écart de +71 M\$ provenant des ventes réelles et par +2 M\$ provenant
7 de la variation des profils de revenus.
- 8 • Pour 2009, l'écart de revenus nets des achats s'explique
9 essentiellement par l'écart de -32 M\$ provenant des ventes réelles et
10 par +31 M\$ provenant de la variation des profils de revenus.

11 Les éléments qui peuvent influencer les profils mensuels de revenus sont
12 multiples. Au secteur industriel, des ventes inférieures aux ventes prévues
13 peuvent se traduire, chez les clients, par une moins grande utilisation de
14 l'énergie par rapport à la puissance créant ainsi une augmentation du revenu
15 moyen par kWh. La variation de la répartition par secteurs industriels des
16 revenus réels par rapport aux revenus prévus peut aussi occasionner des
17 fluctuations dans les revenus compte tenu des disparités entre les secteurs et
18 de l'importance des volumes de ventes à ces secteurs. Cet impact est aussi
19 important aux tarifs G, G9 et M, qui sont répartis entre les secteurs
20 commercial, institutionnel et industriel.

21 Au secteur résidentiel, la démarcation des revenus de l'année précédente,
22 intégrée aux résultats du mois de janvier, explique en partie la variation des
23 profils mensuels de revenus. De plus, au tarif DT, la persistance des
24 températures froides durant l'hiver peut modifier le comportement de la
25 clientèle et engendrer des variations du profil de revenus.

12.2 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez préciser, pour les années 2009 à 2015
inclusivement, la portion (en dollars et en pourcentage) des ventes nettes des achats
qui est attribuable à la variation du profil mensuel des revenus prévus par rapport au
profil mensuel des revenus réels.

Réponse :

26 Voir la réponse à la question 12.1.

12.3 Veuillez déposer le tableau 5 (référence (iii)) en présentant les revenus des ventes en
M\$ pour chacune des catégories de consommateurs, plutôt qu'en GWh. Veuillez
expliquer les principaux écarts.

Réponse :

27 Le tableau R-12.3 présente l'évolution des revenus prévus pour 2015.

**TABLEAU R-12.3 :
ÉVOLUTION DE LA PRÉVISION DES REVENUS POUR 2015**

Catégorie de consommateurs	Revenus (M\$)			
	Année 2015 (D-2015-018)	Année de base		Écart
		2015 publiée	2015 normalisée	
D et DM	4 985	5 287	4 991	5
G et à forfait (T1, T2, T3)	979	1 000	966	(13)
G-9	139	133	133	(6)
M	2 399	2 427	2 411	12
LG	492	502	493	1
L	1 419	1 419	1 419	0
H	1	1	1	0
DT	182	202	195	13
Éclairage public et sentinelle	63	62	62	(1)
Contrats spéciaux	868	899	899	30
	11 528	11 932	11 569	41
DA marginal	-	0	0	0
MA marginal	-	1	1	1
LP	-	0	0	0
LA marginal	-	12	12	12
	-	13	13	13
Réseaux autonomes - D et DM	17	17	17	0
Réseaux autonomes - G et à forfait	9	9	9	(0)
Réseaux autonomes - G-9	1	0	0	(0)
Réseaux autonomes - M	6	7	7	0
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	1	1	1	0
	34	34	34	0
Total Distributeur	11 561	11 979	11 616	55

(1) Revenus prévus de janvier à décembre.

(2) Revenus publiés de janvier à avril et prévus de mai à décembre.

(3) Revenus publiés normalisés de janvier à avril et prévus de mai à décembre.

1 **Aux tarifs D et DM, l'écart positif de 5 M\$ est attribuable à la diminution des**
 2 **ventes prévues (-15 M\$) et à une variation du profil des revenus réels par**
 3 **rapport à ceux prévus (20 M\$).**

4 **Au tarif DT, l'écart positif de 13 M\$ est attribuable à la persistance des**
 5 **températures froides durant l'hiver qui a modifié le comportement de la**
 6 **clientèle.**

7 **L'écart consolidé entre la prévision des ventes aux tarifs G, G9 et M de l'année**
 8 **de base et celle acceptée dans la décision D-2015-018 se chiffre à -8 M \$. Il**
 9 **s'explique par une diminution des ventes (-16 M\$) ainsi que par la variation**
 10 **des profils de revenus et la répartition par secteurs (+8 M\$).**

11 **Aux contrats spéciaux, la mise à jour du taux de change et du prix de**
 12 **l'aluminium dans la formule de prix compense l'écart de ventes négatif.**

1 **Les autres tarifs ne présentent pas d'écarts significatifs.**

12.4 Veuillez déposer le tableau A-1 (référence (iv)) en présentant les revenus des ventes en M\$ pour chacune des catégories de consommateurs, plutôt qu'en GWh. Veuillez expliquer les croissances 2014-2015 et 2015-2016.

Réponse :

2 **Le tableau R-12.4 présente la prévision des revenus par catégories de**
3 **consommateur pour les années de base et témoin.**

TABLEAU R-12.4 :
PRÉVISION DES REVENUS PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEUR

Catégorie de consommateurs	Revenus (M\$)					
	Année historique	Année de base		Année témoin	Croissance	
	2014 normalisée	2015 publiée	2015 normalisée	2016	2014-2015	2015-2016
D et DM	4 766	5 287	4 991	5 148	225	157
G et à forfait (T1, T2, T3)	977	1 000	966	983	(11)	17
G-9	126	133	133	130	7	(3)
M	2 290	2 427	2 411	2 490	121	79
LG	475	502	493	520	18	27
L	1 415	1 419	1 419	1 396	4	(23)
H	1	1	1	1	0	0
DT	188	202	195	176	8	(19)
Éclairage public et sentinelle	58	62	62	65	4	2
Contrats spéciaux	811	899	899	899	88	1
	11 106	11 932	11 569	11 807	462	239
DA marginal	0	0	0	-	0	(0)
MA marginal	2	1	1	-	(1)	(1)
LP	0	0	0	-	(0)	(0)
LA marginal	23	12	12	-	(11)	(12)
	26	13	13	-	(12)	(13)
Réseaux autonomes - D et DM	17	17	17	17	1	(0)
Réseaux autonomes - G et à forfait	9	9	9	9	(0)	0
Réseaux autonomes - G-9	0	0	0	1	0	0
Réseaux autonomes - M	7	7	7	6	(0)	(0)
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	1	1	1	1	(0)	(0)
	34	34	34	34	0	(0)
Total Distributeur	11 166	11 979	11 616	11 841	450	225

(1) Revenus publiés normalisés de janvier à décembre.

(2) Revenus publiés de janvier à avril et prévus de mai à décembre.

(3) Revenus publiés normalisés de janvier à avril et prévus de mai à décembre.

4 **La croissance des revenus provient de la croissance des ventes, comme**
5 **présenté à la référence (iv), et des ajustements tarifaires autorisés en 2015 et**
6 **déposés en 2016, incluant les variations de profils de revenus.**

7 **Aux contrats spéciaux, la croissance des revenus en 2015 provient**
8 **essentiellement des variations de prix, incluant l'impact du taux de change et**
9 **du prix de l'aluminium.**

- 13. Références :**
- (i) Pièce B-0018, p.19, tableau A-1;
 - (ii) Pièce B-0018, p.20, tableau A-2;
 - (iii) Dossier R-3854-2013, pièce B-0011, p. 19, tableau A-1.

Préambule :

À partir des références, la Régie produit un tableau sommaire de l'historique des ventes réelles normalisées du Distributeur pour les tarifs de gestion de la consommation (GWh) :

	4/8 2015	2014	2013	2012	2011	2010
DA marginal	4	3	0	0	0	0
MA marginal	25	44	0	0	0	0
LP marginal	-	1	-	-	-	-
LA marginal	258	482	495	186	123	185
Total	287	531	495	186	123	185

Demandes :

13.1 Veuillez définir les tarifs DA marginal, MA marginal et LA marginal. Veuillez préciser les sources des définitions.

Réponse :

1 **Afin d'alléger la présentation dans ses tableaux, le Distributeur utilise une**
 2 **nomenclature simplifiée lorsqu'il fait référence aux options de gestion de la**
 3 **consommation.**

- 4 • **DA marginal : option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de**
 5 **photosynthèse (section 6 du chapitre 2 des Tarifs d'électricité).**
- 6 • **MA marginal : option d'électricité additionnelle pour la clientèle de**
 7 **moyenne puissance (section 8 du chapitre 4 des Tarifs d'électricité).**
- 8 • **LA marginal : option d'électricité additionnelle pour la clientèle de**
 9 **grande puissance (section 3 du chapitre 6 des Tarifs d'électricité).**

13.2 Pour les années 2013, 2014 et 2015, veuillez préciser les revenus (M\$) du Distributeur provenant des ventes aux tarifs DA marginal, MA marginal et LA marginal.

Réponse :

10 **Le tableau R-13.2 présente l'information demandée.**

TABLEAU R-13.2 :
REVENUS AUX CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS DA MARGINAL,
MA MARGINAL ET LA MARGINAL

M\$	2013	2014	2015 ¹
DA marginal		0,2	0,2
MA marginal		2	1
LA marginal	22	23	12

¹ revenus publiés de janvier à avril seulement.

13.3 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne présente aucune prévision des ventes pour ces tarifs dans les dossiers tarifaires.

Réponse :

1 Le Distributeur n'effectue pas de prévision pour l'option d'électricité
2 additionnelle aux tarifs D, M, L et LG puisque les ventes additionnelles
3 peuvent difficilement être modélisées distinctement. En effet, l'électricité
4 additionnelle dépend de facteurs comme les périodes de restriction aux fins
5 de gestion du réseau, le prix de l'électricité représentant le coût moyen des
6 approvisionnements et le nombre d'adhérents qui peut varier mensuellement
7 puisque l'engagement n'est fixé que pour une période de consommation.

8 Aux fins de la prévision de la demande, l'électricité additionnelle fait partie
9 intégrante de la consommation des secteurs résidentiel, commercial,
10 institutionnel et industriel. Le Distributeur effectue la prévision des ventes de
11 ces secteurs en fonction de la demande des clients découlant des conditions
12 économiques et climatiques prévues. Les ventes à l'option d'électricité
13 additionnelle se retrouvent donc dans la prévision des ventes aux tarifs D, M,
14 L ou LG.

COÛTS ÉVITÉS

14. Références : (i) Pièce B-0021, p. 5;
(ii) État d'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement 2014-2023, p. 16.

Préambule :

(i) « Le bilan offre - demande en énergie du Distributeur présente des déficits en période d'hiver et des surplus en période d'été. De plus, des approvisionnements de long terme sont requis à compter de 2024 afin de combler des besoins fermes, notamment en hiver.

Ainsi, pour la période d’hiver, le signal de prix reflète le coût des achats en hiver sur les marchés de court terme et pour la période d’été, il correspond au prix de l’électricité patrimoniale ».

(ii) Tableau 4-1 – Bilan en énergie (en TWh).

Demandes :

14.1 Veuillez mettre à jour et déposer le tableau à la référence (ii). Veuillez également y ajouter les données de l’année 2024.

Réponse :

1 **Le bilan en énergie du Distributeur est présenté au tableau R-14.1. Comme**
 2 **mentionné à la page 5 de la pièce HQD-4, document 4 (B-0021), des**
 3 **approvisionnements de long terme sont requis à compter de 2024 afin de**
 4 **combler des besoins fermes, notamment en hiver.**

**TABLEAU R-14.1 :
 BILAN EN ÉNERGIE (TWH)**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Besoins	189,4	184,9	186,1	187,0	188,3	191,0	193,0	194,8	196,2	198,2
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
HQP - Base et cyclable	4,1	3,3	3,3	3,3	3,4	4,1	4,5	4,6	4,6	4,5
TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres contrats de long terme	10,2	11,7	13,2	14,7	14,7	14,8	14,7	14,7	14,7	14,7
▪ Éolien	8,3	9,6	10,4	11,4	11,4	11,5	11,4	11,4	11,4	11,5
▪ Biomasse et petite hydraulique	1,9	2,1	2,8	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Achats d'énergie	3,5	0,3	0,3	0,3	0,5	0,6	1,1	1,7	2,2	3,1
Surplus	(7,3)	(9,2)	(9,6)	(10,2)	(9,2)	(7,3)	(6,1)	(5,1)	(4,3)	(2,9)

5 **Le coût évité de l’énergie à long terme correspond au prix moyen de**
 6 **l’électricité des contrats issus du quatrième appel d’offres d’énergie éolienne**
 7 **A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d’équilibrage.**

14.2 Veuillez commenter et justifier le choix des différents coûts évités en énergie à la lumière du bilan mis à jour.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 14.1.**

- 15. Références :**
- (i) Pièce B-0021, p. 5;
 - (ii) Dossier R-3925-2015, pièce B-0014, p. 12;
 - (iii) Dossier R-3925-2015, pièce B-0038, p. 8;
 - (iv) Dossier R-3925-2015, pièce B-0038, p. 9.

Préambule :

(i) « *Le bilan offre - demande du Distributeur présente des déficits en puissance sur l'ensemble de l'horizon de planification. Pour l'horizon de court terme, le signal de prix reflète le coût des approvisionnements de court terme du Distributeur. Pour l'horizon de long terme, il correspond désormais au coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'A/O 2015-01* ».

(ii) « *L'entente avec TCE permet au Distributeur de sécuriser un approvisionnement en puissance de 570 MW à long terme à un coût fixe [de 51 \$/kW-an qui est] beaucoup plus faible que celui d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins de pointe et même pour la moitié du coût des projets retenus dans le cadre de l'A/O 2015-01 (106 \$/kW-an)* ».

(iii) « *Le coût de 90 \$/kW-an est celui utilisé aux fins du calcul des coûts évités du Distributeur présentés à la pièce HQD-4, document 4 du dossier R-3905-2014 (B-0018), ce qui correspond au coût d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins de pointe. Celui-ci était de 80 \$/kW-an en 2008, comme indiqué à la référence (iii), et a été indexé à 2 % annuellement.*

À la lumière des données récentes portant sur le coût de ces équipements, il apparaît évident que le coût de 90 \$/kW-an est sous-estimé. D'une part, le prix de la puissance pour le dernier bloc retenu par le Distributeur dans le cadre de l'A/O 2015-01 est de 126,60 \$/kW-an. D'autre part, un balisage des coûts en capital des équipements de production d'électricité pour des besoins de pointe (turbines à gaz de différentes tailles et de différentes configurations) a été réalisé par la firme Merrimack Energy Group Inc. et présente des coûts unitaires variant de 114 à 149 \$/kW-an ». [notes de bas de page omises]

(iv) Tableau R-2.4 – Coûts des contrats conclus à la suite de l'A/O 2015-01.

Demandes :

15.1 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur a choisi d'utiliser comme coût évité de long terme en puissance le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'A/O 2015-01, qui est de 106 \$/kW-an, plutôt que le coût d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins de pointe, qui varierait entre 114 et 149 \$/kW-an selon les plus récentes estimations (référence iii).

Réponse :

1 **Le Distributeur a mentionné à plusieurs reprises au cours des dernières**
2 **années que le résultat d'un appel d'offres de puissance de long terme servirait**
3 **à actualiser le signal de coût évité de la puissance à long terme (au même titre**
4 **que le signal de coût évité de l'énergie à long terme est basé sur les résultats**
5 **du dernier appel d'offres éolien de 450 MW, l'A/O 2013-01).**

1 En attendant de connaître les coûts que devrait engager à long terme le
2 Distributeur pour répondre à la croissance des besoins de puissance, depuis
3 2008, le signal de coût évité était évalué à partir du coût générique d'une
4 turbine à gaz de type « peaker ». C'est sur cette base que la Régie a approuvé
5 un signal de coût évité de 45 \$/kW-an (\$ 2014) dans la décision D-2015-018
6 (dossier R-3905-2014).

7 Avec l'octroi à Hydro-Québec Production de contrats d'approvisionnement
8 issus de l'A/O 2015-01 pour l'acquisition de 500 MW de puissance garantie, le
9 Distributeur dispose maintenant d'une évaluation des coûts de puissance
10 qu'il doit engager (ou éviter) à long terme.

11 Le Distributeur détermine ainsi que le signal de coût évité de la puissance à
12 long terme correspond au coût moyen de la combinaison d'offres qui
13 minimise les coûts de l'A/O 2015-01, soit 106 \$/kW-an. Le Distributeur ne peut
14 établir le signal de coût évité sur la base du prix d'un des trois blocs retenus
15 dans le cadre de l'A/O 2015-01, dont les niveaux relèvent notamment de la
16 stratégie des soumissionnaires participant à l'appel d'offres. D'ailleurs, pour
17 l'établissement du signal de coût évité de l'énergie à long terme, le
18 Distributeur considère le coût moyen des projets retenus et non le prix offert
19 par un soumissionnaire pour un projet en particulier.

20 Le projet d'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe porte, quant
21 à lui, sur un amendement à un contrat d'approvisionnement existant, négocié
22 de gré à gré. Le coût de ce projet ne peut donc pas être utilisé comme signal
23 de coût évité de la puissance à long terme puisqu'il s'agit d'une situation
24 unique et qu'un tel scénario ne pourra pas être reproduit dans le futur.

25 Le recours à un coût générique d'une turbine à gaz de type « peaker »
26 (maintenant évalué entre 114 \$ et 149 \$/kW-an) constitue toujours une solution
27 alternative à la détermination d'un signal de coût évité de puissance.
28 Toutefois, selon le Distributeur, ce signal demeure moins approprié que le
29 signal de prix découlant du plus récent appel d'offres de puissance.

15.2 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur a choisi d'utiliser comme
coût évité de long terme en puissance le coût moyen de la puissance des soumissions
retenues dans le cadre de l'A/O 2015-01, qui est de 106 \$/kW-an, plutôt que le coût
total fixe de l'entente entre TCE et le Distributeur, qui est de 51 \$/kW-an (référence ii).

Réponse :

30 Voir la réponse à la question 15.1.

15.3 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur a choisi d'utiliser comme
coût évité de long terme en puissance le coût moyen de la puissance des soumissions
retenues dans le cadre de l'A/O 2015-01, qui est de 106 \$/kW-an, plutôt que le prix de

la puissance pour le premier bloc retenu par le distributeur dans le cadre de l'A/O 2015-01, qui est de 60 \$/kW an (référence iv).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 15.1.**

16. Référence : Pièce B-0021, p. 6.

Préambule :

« Tel qu'il a été précisé aux sections 1.1.1 et 1.1.3, le coût évité de la fourniture est différent selon la saison (hiver, été) et entre les périodes de pointe et hors pointe. Ce coût évité est calculé par usages et catégories de clients, en tenant compte de la répartition de ceux-ci selon quatre périodes (pointe d'hiver, hors pointe d'hiver, pointe d'été, hors pointe d'été), ainsi qu'en appliquant les pertes en énergie associées aux catégories de clients.

Compte tenu de la structure actuelle, le coût évité d'un usage tel que la climatisation, qui n'est présente qu'en période d'été, est significativement plus bas que celui d'un usage présent toute l'année ou, encore, en grande partie en hiver ».

Demande :

16.1 Veuillez indiquer si le Distributeur considère la structure actuelle des coûts évités comme étant toujours adéquate. Veuillez élaborer.

Réponse :

2 **Le Distributeur considère qu'il est toujours adéquat de définir les signaux de**
3 **coûts évités de la fourniture en prenant en compte, notamment, les saisons,**
4 **les périodes de pointe et hors pointe, de même que les caractéristiques de**
5 **consommation de sa clientèle puisqu'il s'agit, vus d'aujourd'hui, de facteurs**
6 **déterminants dans l'évaluation des coûts futurs d'approvisionnement pour sa**
7 **clientèle.**

CHARGES D'EXPLOITATION

17. Référence : Pièce B-0026, p. 6 et 7.

Préambule :

« Le facteur d'évolution combiné des charges de 2,8 % (26,7 M\$) en 2016, comparativement à 2,9 % en 2015. En 2016, ce facteur est composé d'un taux de 3,8 % découlant de l'évolution des salaires (soit 3 % pour l'ajustement économique et 0,8 % pour le facteur de projection) et d'un taux à l'inflation de 2 % pour les autres charges.

Le Distributeur a pris acte des préoccupations de la Régie et de certains intervenants concernant le calcul des progressions salariales. Ainsi, dans le but de raffiner ses paramètres salariaux et de tenir compte des caractéristiques de l'effectif, en ce qui a trait aux promotions, aux départs à la retraite, aux nouvelles embauches et aux progressions salariales des employés, le Distributeur a travaillé de concert avec la vice-présidence - Ressources humaines d'Hydro-Québec. Ces travaux ont permis de revoir la méthode d'établissement du taux des progressions salariales. Ainsi, sur la base de la moyenne historique des trois dernières années, un facteur de projection des salaires a été établi. Celui-ci s'ajoute à l'ajustement économique et mesure l'évolution de la masse salariale. Comme indiqué précédemment, ce facteur de projection est établi à 0,8 %. Il regroupe les éléments susceptibles d'influencer la croissance et la décroissance de la masse salariale. Sans ce raffinement, le taux de progression salariale, calculé sur la même base que lors des dossiers tarifaires précédents, serait de 1,0 %. » [nous soulignons]

Demandes :

17.1 Veuillez expliquer comment a été établi le 3 % pour l'ajustement économique. Veuillez quantifier.

Réponse :

1 L'ajustement économique de 3 % établi pour l'année 2016 consiste en la
2 moyenne de l'ajustement économique de chaque groupe d'emplois pondéré
3 en fonction de la masse salariale de base. Cet ajustement économique totalise
4 12,4 M\$ en 2016.

5 Pour les groupes d'emplois syndiqués, cet ajustement réfère aux taux
6 négociés dans le cadre du renouvellement des conventions collectives. Pour
7 les groupes d'emplois non syndiqués, il s'agit d'une projection anticipée pour
8 l'année 2016.

17.2 Veuillez expliquer de façon détaillée la nature des travaux qui ont permis de revoir la méthode d'établissement du taux des progressions salariales.

Réponse :

9 En réponse aux préoccupations de la Régie dans le cadre du dossier tarifaire
10 2015-2016, la méthodologie pour le calcul du taux de progression salariale a
11 été raffinée en collaboration avec les experts en rémunération de l'entreprise.

12 Ainsi, un facteur de projection reposant sur l'ensemble des éléments
13 susceptibles d'influencer la croissance et la décroissance de la masse
14 salariale a été calculé en fonction des données salariales réelles des années
15 2012, 2013 et 2014. Ce facteur mesure l'effet des progressions salariales et
16 des autres éléments qui influencent l'évolution de la masse salariale annuelle
17 dont les mouvements de personnel (par exemple les promotions) et l'impact
18 des départs à la retraite et des nouvelles embauches.

17.3 Veuillez fournir le calcul du facteur des progressions salariales de 0,8 % en fournissant notamment la moyenne historique des trois dernières années.

Réponse :

1 **Le facteur de projection de chaque année se calcule comme suit :**
2 **Taux d'augmentation du salaire moyen de l'année par rapport au salaire**
3 **moyen de l'année précédente**
4 **moins : Taux d'augmentation économique moyenne**
5 **Le tout pondéré en fonction de la masse salariale de chaque groupe**
6 **d'emplois.**
7 **L'augmentation économique moyenne réelle prise en compte dans le calcul**
8 **correspond aux taux négociés pour les populations syndiquées et au taux**
9 **approuvé par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec dans le cadre du**
10 **mandat salarial des populations non syndiquées.**
11 **Le facteur de projection salariale de 0,8 % correspond donc à la moyenne des**
12 **résultats de 2012 (0,6 %), 2013 (1,1 %) et 2014 (0,8 %).**

17.4 Veuillez indiquer quels sont « *les éléments susceptibles d'influencer la croissance et la décroissance de la masse salariale* » qui ont été considérés dans la révision du taux des progressions salariales.

Réponse :

13 **Voir la réponse à la question 17.2.**

17.5 Veuillez quantifier l'impact (en M\$) sur les revenus requis 2016, entre le taux des progressions salariales de 0,8 % en 2016 et celui de 1 % en 2015.

Réponse :

14 **L'impact sur les revenus requis de 2016 d'utiliser un facteur de projection**
15 **salariale de 0,8 % plutôt que de 1 % comme pour 2015 est de -1,7 M\$.**

18. Références : (i) Pièce B-0026, p. 25, tableau A-1;
(ii) Pièce B-0026, p. 9.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau A-1, l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation liées aux activités de base.

TABLEAU A-1 :
ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION
LIÉES AUX ACTIVITÉS DE BASE (M\$)

	Année témoin 2016
Enveloppe des charges d'exploitation - D-2015-018 (selon tableau 2 - incluant redressement)	970,5
Élément de conciliation	
- Rendement des fournisseurs	-11,1
Autres ajustements - impacts US GAAP	
- APRA	11,0
- Charge de désactualisation	<u>1,9</u>
	12,9
Charges d'exploitation 2015 pour établissement de l'enveloppe, redressées en US GAAP	972,3
Démarche de planification	
Facteur d'évolution combiné des charges de 2,8 %	26,7
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-35,8
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	<u>6,3</u>
	-2,8
Élément de conciliation	
+ Rendement des fournisseurs	10,2
Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2016	979,7

- (ii) Le Distributeur indique qu'il n'est pas en mesure de remettre des gains d'efficacité supplémentaires de 1,5 % liés aux actions de gestion courante pour l'année témoin 2016.

Demandes :

18.1 Veuillez refaire le calcul de l'enveloppe de l'année témoin 2016, avec un gain d'efficacité de 1,5 % liées aux actions de gestion courante. Veuillez présenter le même niveau de détail que le tableau A-1.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-18.1 détaille le calcul de l'enveloppe 2016 des charges**
 2 **d'exploitation liées aux activités de base avec un gain d'efficacité de 1,5 %**
 3 **relatif aux actions de gestion courante.**

**TABLEAU R-18.1 :
ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION
LIÉES AUX ACTIVITÉS DE BASE (M\$)**

	Année témoin 2016
Enveloppe des charges d'exploitation - D-2015-018	970,5
Élément de conciliation	
- Rendement des fournisseurs	-11,1
Autres ajustements - impacts US GAAP	
- APRA	11,0
- Charge de désactualisation	<u>1,9</u>
	12,9
Charges d'exploitation 2015 pour établissement de l'enveloppe, redressées en US GAAP	972,3
Démarche de planification	
Facteur d'évolution combiné des charges de 2,8 %	26,7
Gains d'efficience - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,6
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-35,8
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	<u>6,3</u>
	-17,4
Élément de conciliation	
+ Rendement des fournisseurs	10,2
Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2016	965,1

18.2 Veuillez refaire le calcul de l'enveloppe de l'année témoin 2016, en considérant comme point de départ l'année de base 2015 :

- Avec un gain d'efficience de 1,5 % liées aux actions de gestion courante;
- Sans un gain d'efficience de 1,5 % liées aux actions de gestion courante.

Veuillez présenter le même niveau de détail que le tableau A-1.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-18.2 détaille le calcul de l'enveloppe 2016 des charges**
 2 **d'exploitation liées aux activités de base, avec et sans un gain d'efficience de**
 3 **1,5 % relatif aux actions de gestion courante, en considérant l'année de base**
 4 **2015 comme point de départ.**

TABLEAU R-18.2 :
ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION EN
CONSIDÉRANT L'ANNÉE DE BASE 2015 COMME POINT DE DÉPART (M\$)

	Année témoin 2016 (sans gain d'efficacité)	Année témoin 2016 (avec gain d'efficacité de 1,5 %)
Enveloppe des charges d'exploitation - Année de base 2015	971,5	971,5
Élément de conciliation - Rendement des fournisseurs	-7,9	-7,9
Charges d'exploitation 2015 pour établissement de l'enveloppe, redressées en US GAAP	963,6	963,6
Démarche de planification		
Facteur d'évolution combiné des charges de 2,7 %	26,4	26,4
Gains d'efficacité - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	0,0	-14,5
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-20,4	-20,4
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	6,4	6,4
	12,4	-2,1
Élément de conciliation + Rendement des fournisseurs	10,2	10,2
Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2016	986,2	971,7

18.3 Veuillez refaire le calcul de l'enveloppe de l'année témoin 2016, en considérant comme point de départ l'année historique 2014 :

- Avec un gain d'efficacité de 1,5 % liées aux actions de gestion courante;
- Sans un gain d'efficacité de 1,5 % liées aux actions de gestion courante.

Veuillez présenter le même niveau de détail que le tableau A-1.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-18.3 détaille le calcul de l'enveloppe 2016 des charges**
- 2 **d'exploitation liées aux activités de base, avec et sans un gain d'efficacité de**
- 3 **1,5 % relatif aux actions de gestion courante, en considérant l'année**
- 4 **historique 2014 comme point de départ.**

TABLEAU R-18.3 :
ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION EN
CONSIDÉRANT L'ANNÉE HISTORIQUE 2014 COMME POINT DE DÉPART (M\$)

	Année de base 2015	Année témoin 2016 (sans gain d'efficacité)	Année témoin 2016 (avec gain d'efficacité de 1,5 %)
Enveloppe des charges d'exploitation ¹	949,3	941,8	941,8
Élément de conciliation			
- Rendement des fournisseurs	-7,0	-7,9	-7,9
Autres ajustements - impacts US GAAP			
- APRA	11,0		
- Charge de désactualisation	<u>1,9</u>		
	12,9	0,0	0,0
Charges d'exploitation 2015 pour établissement de l'enveloppe, redressées en US GAAP	955,2	933,9	933,9
Démarche de planification			
Facteur d'évolution combiné des charges de 2,7 % / 2,8 %	26,0	25,8	25,8
Gains d'efficacité - Actions de gestion courante (cible de 1,5 %)	-14,3	0,0	-14,0
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-39,4	-20,4	-20,4
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	<u>6,4</u>	<u>6,2</u>	<u>6,2</u>
	-21,3	11,6	-2,4
Élément de conciliation			
+ Rendement des fournisseurs	7,9	10,2	10,2
Enveloppe des charges d'exploitation	941,8	955,7	941,7

¹ L'enveloppe de l'année de base 2015 a été recalculée à partir de l'année historique 2014.

- 19. Références :** (i) Pièce B-0026, p. 12, tableau 4.
(ii) Pièce B-0026, p. 35, tableaux C-1, C-2 et C-3.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 4, le détail du coût de retraite présenté à titre d'activité de base avec facteurs d'indexation particuliers.

Tableau 4
Coût de retraite (M\$)

Description	Réel 2014				D-2015-018				
	Réel 2014 avant la disposition des comptes d'écart 2012 et 2013 et excluant le compte d'écart 2014	Disposition du solde résiduel du compte d'écart 2012 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écart 2013 (incluant les intérêts)	Compte d'écart 2014	Réel 2014	D-2015-018 avant la disposition des comptes d'écart 2013 et 2014	Disposition du solde résiduel du compte d'écart 2013 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écart 2014 (incluant les intérêts)	D-2015-018
Coût de retraite									
Masse salariale	91,8	-9,9	45,8	17,0	144,7	107,1	9,0	-19,0	97,1
Charges de services partagés	27,6	-5,3	13,0	6,9	42,2	33,2	1,9	-6,7	28,4
Coûts capitalisés	-23,5	2,7	-9,2	-2,1	-32,1	-25,1	-2,4	4,5	-23,0
Total - Coût de retraite	95,9	-12,5	49,6	21,8	154,8	115,2	8,5	-21,2	102,5

Année de base 2016					Année témoin 2018			
Année de base 2016 avant la disposition des comptes d'écart 2013 et 2014 et excluant le compte d'écart 2016	Disposition du solde résiduel du compte d'écart 2013 (Incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écart 2014 (Incluant les intérêts)	Compte d'écart 2016	Année de base 2016	Année témoin 2018 avant la disposition des comptes d'écart 2014 et 2016	Disposition du solde résiduel du compte d'écart 2014 (Incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écart 2016 (Incluant les intérêts)	Année témoin 2018
88,8	9,0	-19,0	18,3	97,1	52,5	1,4	-18,5	35,4
25,8	1,9	-6,7	7,4	28,4	15,2	-0,4	-7,5	7,3
-22,9	-2,4	4,5	-2,2	-23,0	-13,5	-2,3	2,2	-13,6
91,7	8,5	-21,2	23,5	102,5	54,2	-1,3	-23,8	29,1

- (ii) Le Distributeur présente respectivement aux tableaux C-1 et C-3, les composantes du coût de retraite et du coût des avantages postérieurs à l'emploi autres que la retraite (APRA). Il présente également au tableau C-2, les hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite.

Demandes :

19.1 Veuillez déposer la mise à jour du tableau 4, advenant le cas où la Régie devait refuser la demande conjointe du Transporteur et du Distributeur dans le cadre du dossier R-3927-2015 (US GAAP). Veuillez expliquer les écarts importants entre l'année témoin 2016 et le montant reconnu en 2015.

Réponse :

1 **Le tableau R-19.1 présente la mise à jour en IFRS du tableau 4 de la pièce**
 2 **HQD-8, document 1 (B-0026). Le coût de retraite IFRS estimé pour 2016 est en**
 3 **hausse par rapport à celui autorisé pour 2015. Cette hausse est**
 4 **principalement due à la baisse des taux d'intérêt à long terme sur les marchés**
 5 **financiers, plus particulièrement le taux d'actualisation.**

**TABLEAU R-19.1 :
COÛT DE RETRAITE (M\$)**

Description	Réal 2014					D-2015-018				Année de base 2015					Année témoin 2016			
	Réal 2014 avant la disposition des comptes d'écarts 2012 et 2013 et excluant le compte d'écarts 2014	Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2012 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2013 (incluant les intérêts)	Compte d'écarts 2014	Réal 2014	D-2015-018 avant la disposition des comptes d'écarts 2013 et 2014	Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2013 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2014 (incluant les intérêts)	D-2015-018	Année de base 2015 avant la disposition des comptes d'écarts 2013 et 2014 et excluant le compte d'écarts 2015	Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2013 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2014 (incluant les intérêts)	Compte d'écarts 2015	Année de base 2015	Année témoin 2016 avant la disposition des comptes d'écarts 2014 et 2015	Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2014 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2015 (incluant les intérêts)	Année témoin 2016
Coût de retraite																		
Masse salariale	91,8	-9,9	45,8	17,0	144,7	107,1	9,0	-19,0	97,1	134,5	9,0	-19,0	-27,4	97,1	135,3	1,4	27,7	164,4
Charges de services partagés	27,6	-5,3	13,0	6,9	42,2	33,2	1,9	-6,7	28,4	39,1	1,9	-6,7	-5,9	28,4	39,3	-0,4	6,0	44,9
Coûts capitalisés	-23,5	2,7	-9,2	-2,1	-32,1	-25,1	-2,4	4,5	-23,0	-34,7	-2,4	4,5	9,6	-23,0	-34,9	-2,3	-9,7	-46,9
Total - Coût de retraite	95,9	-12,5	49,6	21,8	154,8	115,2	8,5	-21,2	102,5	138,9	8,5	-21,2	-23,7	102,5	139,7	-1,3	24,0	162,4

19.2 Veuillez déposer la mise à jour des tableaux C-1, C-2 et C-3 avec les données de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016, en vertu des IFRS.

Réponse :

- 1 **Les tableaux R-19.2-A, R-19.2-B et R-19.2-C présentent la mise à jour en IFRS**
 2 **des tableaux C-1, C-2 et C-3 de la pièce HQD-8, document 1 (B-0026).**

**TABLEAU R-19.2-A :
 COMPOSANTES DU COÛT DE RETRAITE (M\$)**

	Réel 2014 IFRS	D-2015-018 IFRS	Année de base 2015 IFRS	Année témoin 2016 IFRS
Coût des services rendus	345	419	442	472
Frais d'administration	7	7	8	8
Intérêts sur les obligations	881	908	880	876
Rendement prévu des actifs	(884)	(927)	(817)	(840)
Amortissement de la perte actuarielle nette	-	-	-	-
Amortissement du coût des services passés	-	-	-	-
Coût de retraite d'Hydro-Québec	349	407	513	516
Quote-part du Distributeur – Masse salariale	91,8	107,1	134,5	135,3

**TABLEAU R-19.2-B :
 HYPOTHÈSES ACTUARIELLES UTILISÉES POUR L'ÉVALUATION DU COÛT DE RETRAITE**

	Réel 2014 IFRS	D-2015-018 IFRS	Année de base 2015 IFRS	Année témoin 2016 IFRS
Taux d'actualisation	4,77 %	4,56 %	3,98 %	3,72 %
Taux de rendement prévu des actifs	4,77 %	4,56 %	3,98 %	3,72 %
Taux de croissance des salaires	3,31 %	3,31 %	3,23 %	3,18 %

TABLEAU R-19.2-C :
COMPOSANTES DU COÛT DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AUTRES QUE LA RETRAITE (APRA) (M\$)

	Réel 2014 IFRS	D-2015-018 IFRS	Année de base 2015 IFRS	Année témoin 2016 IFRS
Coût des services rendus	41	44	44	45
Intérêts sur les obligations	53	54	53	54
Rendement sur les actifs du régime	(3)	(4)	(3)	(3)
Modifications aux régimes	(4)	-	-	-
Perte actuarielle sur les autres avantages à long terme	3		-	-
Amortissement de la perte actuarielle nette	-	-	-	-
Amortissement du crédit des services passés	-	-	-	-
Coût des autres régimes d'Hydro-Québec	90	94	94	96
Quote-part du Distributeur	29,1	23,6	23,6	25,1

- 20. Références :**
- (i) Pièce B-0026, p. 16;
 - (ii) Pièce B-0026, p. 17, tableau 7;
 - (iii) Pièce B-0026, p. 18, tableau 9;
 - (iv) Pièce B-0026, p. 19, tableau 10.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente deux modifications de présentation :

« Présentation des radiations :

Jusqu'à présent, les coûts de la stratégie pour la clientèle à faible revenu correspondaient aux radiations brutes, soit à la totalité du soutien accordé à cette clientèle. La portion de ces radiations, ayant déjà fait l'objet d'une provision dans la DMC des années antérieures, était présentée en réduction de la DMC.

À compter du présent dossier, le Distributeur présente les radiations accordées aux clients nettes de la portion ayant déjà fait l'objet d'une provision dans la DMC des années antérieures. Cette présentation permet de refléter de façon plus juste l'impact annuel des radiations relatives à la clientèle à faible revenu. Le Distributeur continue tout de même de présenter les radiations brutes afin de permettre l'appréciation du soutien total dont bénéficient ces clients.[...]

Présentation du rabais à l'encontre des ventes :

Selon les normes comptables en vigueur, toute considération remise au client, qu'elle soit en argent ou sous forme de crédit, est considérée comme une réduction présumée du prix de vente.

En conséquence, à compter du présent dossier, le Distributeur présente, en réduction des ventes d'électricité, le soutien au paiement de la consommation courante des ententes personnalisées volet B pouvant aller jusqu'à 50 % de la facture mensuelle, si l'entente est respectée.[...] »

[nous soulignons]

- (ii) Le Distributeur présente au tableau 7, l'évolution des coûts 2010-2016 de la stratégie pour la clientèle à faible revenu, incluant les modifications de présentation.

**TABLEAU 7 :
ÉVOLUTION DES COÛTS DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE
À FAIBLE REVENU – REDRESSÉS (M\$)**

Rubrique de coûts	Années historiques					2015		Année témoin 2016
	2010	2011	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	
Soutien financier - Impact DMC	0,5	0,0	1,6	3,4	3,2	4,0	7,7	8,1
<i>Soutien financier - radiations brutes</i>	3,7	2,7	8,8	14,6	20,7	22,7	33,1	42,5
<i>Renversement provision (DMC)</i>	(1,7)	(1,1)	(4,2)	(6,3)	(8,3)	(10,2)	(14,9)	(19,1)
<i>Radiations consommation - rabais sur ventes</i>	(1,5)	(1,6)	(3,0)	(4,9)	(9,2)	(8,5)	(10,5)	(15,3)
Côûts opérationnels	2,3	4,0	2,1	3,1	4,7	3,1	7,2	8,2
<i>Masse salariale</i>	2,1	2,4	1,2	1,6	2,5	1,5	3,6	4,2
<i>Services externes</i>	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
<i>Charges de services partagés</i>	0,0	1,5	0,8	1,4	2,1	1,4	3,4	3,8
Total	2,8	4,0	3,7	6,5	7,9	7,1	14,9	16,3

- (iii) Le Distributeur présente au tableau 9, le détail de la dépense de mauvaises créances (DMC) en présentant un historique sur cinq ans de même que le montant autorisé, l'année de base et l'année témoin tel qu'il est demandé par la Régie dans sa décision D-2015-018. Il indique les données des années historiques et de la décision D-2015-018 ont été révisées afin de refléter les modifications apportées à la présentation des données relatives à la stratégie pour la clientèle à faible revenu.

**TABLEAU 9 :
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES (M\$)**

	Années historiques					2015		Année témoin 2016
	2010	2011	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers								
Stratégie pour la clientèle à faible revenu (soutien financier - impact DMC)	0,5	0,0	1,6	3,4	3,2	4,0	7,7	8,1
Dépense de mauvaises créances	135,8	89,5	82,0	84,6	88,1	92,7	92,6	89,5
<i>Clientèle régulière (résidentielle, commerciale et affaires)</i>	117,5	82,0	77,1	82,4	89,6	90,4	90,3	87,2
<i>Autres</i>	18,3	7,5	4,9	2,2	(1,5)	2,3	2,3	2,3
Total de la dépense de mauvaises créances	136,3	89,5	83,6	88,0	91,3	96,7	100,3	97,6

- (iv) Le Distributeur présente au tableau 10, la DMC et le taux de DMC sur la période 2010 à 2016. Les données des années historiques et de la décision D-2015-018 ont été révisées afin de tenir compte des modifications apportées.

**TABLEAU 10 :
DMC ET TAUX DE LA DMC SUR LES VENTES 2010-2016**

	Années historiques					2015		Année témoin 2016
	2010	2011	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	
En (M\$)								
Ventes clientèle résidentielle	4 287	4 508	4 451	4 825	5 170	5 226	5 507	5 342
Ventes clientèle commerciale et affaires	3 184	3 220	3 208	3 328	3 461	3 615	3 596	3 640
Ventes	7 471	7 728	7 659	8 153	8 631	8 841	9 103	8 982
Rabais sur ventes - MFR (clientèle résidentielle)	(1,5)	(1,6)	(3,0)	(4,9)	(9,2)	(8,5)	(10,5)	(15,3)
Ventes après rabais	7 470	7 726	7 656	8 148	8 622	8 833	9 093	8 967
Dépense de mauvaises créances résidentielle	110,2	70,1	70,5	79,2	86,3	87,2	91,2	88,5
Dépense de mauvaises créances commerciale et affaires	7,8	11,9	8,2	6,6	6,5	7,2	6,8	6,8
Dépense de mauvaises créances	118,0	82,0	78,7	85,8	92,8	94,4	98,0	95,3
Taux de la dépense de mauvaises créances résidentielle (%)	2,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
Taux de la dépense de mauvaises créances commerciale et affaires (%)	0,2%	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Taux de la dépense de mauvaises créances (%)	1,58%	1,06%	1,03%	1,05%	1,08%	1,07%	1,08%	1,06%

Demandes :

20.1 Veuillez expliquer en quoi la nouvelle présentation des radiations « *permet de refléter de façon plus juste l'impact annuel des radiations relatives à la clientèle à faible revenu* » (référence (i)).

Réponse :

1 **L'ancienne présentation, soit les radiations brutes, reflète le soutien total dont**
 2 **bénéficie la clientèle à faible revenu durant une année donnée. Toutefois,**
 3 **étant donné qu'une portion de ce soutien a déjà fait l'objet d'une provision**
 4 **dans la DMC des années antérieures, la nouvelle présentation permet de**
 5 **refléter le coût réel de l'année en cours pour le Distributeur en ce qui a trait**
 6 **aux radiations relatives à la clientèle à faible revenu. La portion déjà**
 7 **provisionnée des radiations MFR est maintenant présentée dans les coûts de**
 8 **la stratégie pour la clientèle à faible revenu et non plus dans la DMC non reliée**
 9 **aux radiations MFR. Le Distributeur réitère que ce changement de**
 10 **présentation n'a globalement aucun impact sur les revenus requis.**

20.2 Veuillez indiquer le traitement comptable et le mode de présentation des radiations, en vertu des IFRS et des US GAAP. Veuillez déposer le texte du paragraphe de la norme en vertu des IFRS et des US GAAP.

Réponse :

11 **Le traitement comptable et le mode de présentation des radiations sont les**
 12 **mêmes que ce soit en vertu des IFRS ou en vertu des US GAAP. Le**
 13 **Distributeur n'a pas changé sa façon de comptabiliser les radiations dans la**
 14 **DMC. Le seul changement apporté est un changement dans le mode de**
 15 **présentation de la portion des radiations qui représente le rabais sur les**

1 **ventes d'électricité. Ce changement n'est pas relié au passage aux US GAAP.**
2 **Voir également la réponse à la question 20.3.**

20.3 Veuillez indiquer le traitement comptable et le mode de présentation des rabais, en vertu des IFRS et des US GAAP. Veuillez déposer le texte du paragraphe de la norme en vertu des IFRS et des US GAAP.

Réponse :

3 **Le Distributeur a revu sa présentation en raison de la hausse du nombre**
4 **d'ententes de paiement pour la clientèle à faible revenu et des montants de**
5 **plus en plus importants que représentent les radiations pour cette clientèle.**
6 **Ainsi, il présente dorénavant le soutien au paiement de la consommation**
7 **courante des ententes personnalisées volet B en réduction des ventes**
8 **d'électricité, selon les normes comptables en vigueur. Le traitement**
9 **comptable et le mode de présentation des rabais sont les mêmes que ce soit**
10 **en vertu des IFRS ou en vertu des US GAAP.**

11 **La norme comptable en vertu des IFRS (IAS 18 par. 10) est la suivante :**

12 Le montant des produits des activités ordinaires provenant d'une
13 transaction est en général déterminé par accord entre l'entité et
14 l'acheteur ou l'utilisateur de l'actif. Ce montant est évalué à la juste
15 valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir en tenant compte du
16 montant de toute remise commerciale ou rabais pour quantités consenti
17 par l'entité.

18 **La norme comptable en vertu des US GAAP (ASC 605-50-45-2) est la suivante :**

19 *Cash consideration (including sales incentive) given by a vendor to a*
20 *customer is presumed to be a reduction of the selling prices of the*
21 *vendor's products or services and, therefore, shall be characterized as*
22 *a reduction of revenue when recognized in the vendor's income*
23 *statement.*

20.4 Veuillez déposer les tableaux 7, 9 et 10 selon la présentation en vigueur, sans les modifications proposées.

Réponse :

24 **Le tableau 7 demandé, sans les modifications proposées, est déjà présenté au**
25 **tableau 5-B de la pièce HQD-8, document 1 (B-0026) du présent dossier.**

26 **Les tableaux R-20.4-A et R-20.4-B présentent la mise à jour des tableaux 9 et**
27 **10 de la pièce HQD-8, document 1 (B-0026) sans les modifications proposées**
28 **par le Distributeur.**

**TABLEAU R-20.4-A :
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES (M\$)**

	Années historiques					2015		Année témoin 2016
	2010	2011	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	137,8	91,1	86,6	92,9	100,5	105,2	110,8	112,9
Stratégie pour la clientèle à faible revenu (radiations brutes)	3,7	2,7	8,8	14,6	20,7	22,7	33,1	42,5
Dépense de mauvaises créances	134,1	88,4	77,8	78,3	79,8	82,5	77,7	70,4
<i>Clientèle régulière (résidentielle, commerciale et affaires)</i>	115,8	80,9	72,9	76,1	81,3	80,2	75,4	68,1
<i>Autres</i>	18,3	7,5	4,9	2,2	(1,5)	2,3	2,3	2,3
Total de la dépense de mauvaises créances	137,8	91,1	86,6	92,9	100,5	105,2	110,8	112,9

**TABLEAU R-20.4-B :
DMC ET TAUX DE LA DMC SUR LES VENTES 2010-2016**

	Années historiques					2015		Année témoin 2016
	2010	2011	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	
En (M\$)								
Ventes clientèle résidentielle	4 287	4508	4451	4825	5170	5 226	5 507	5 342
Ventes clientèle commerciale et affaires	3 184	3220	3208	3328	3461	3 615	3 596	3 640
Ventes	7 471	7728	7659	8153	8631	8 841	9 103	8 982
Dépense de mauvaises créances résidentielle	111,7	71,7	73,5	84,1	95,5	95,7	101,7	103,8
Dépense de mauvaises créances commerciale et affaire	7,8	11,9	8,2	6,6	6,5	7,2	6,8	6,8
Dépense de mauvaises créances	119,5	83,6	81,7	90,7	102,0	102,9	108,5	110,6
Taux de la dépense de mauvaises créances résidentielle (%)	2,6%	1,6%	1,7%	1,7%	1,8%	1,8%	1,8%	1,9%
Taux de la dépense de mauvaises créances commerciale et affaires (%)	0,2%	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Taux de la dépense de mauvaises créances (%)	1,60%	1,08%	1,07%	1,11%	1,18%	1,16%	1,19%	1,23%

CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

21. **Références :** (i) Pièce B-0029, p. 6, tableau 2;
(ii) Pièce B-0026, p. 5 tableau 1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 2, le détail de l'ensemble des charges de services partagés du Distributeur imputées à l'exploitation pour les années 2014 à 2016. Voici un extrait du tableau 2 :

**TABLEAU 2 :
SOMMAIRE DES CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS (M\$)**

Fournisseurs	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016	2016 vs Année de base 2015
		D-2015-018	Année de base		
[...]					

CHARGES TOTALES AVEC RENDEMENT	546,7	539,3	538,6	512,3	(26,3)
Activités de base	466,1	470,0	466,5	460,3	(6,2)
Coûts liés à des événements imprévisibles en réseaux autonomes	5,9	-	7,7	-	(7,7)
Rendement des fournisseurs	7,0	11,1	7,9	10,2	2,3
Activités de base (autres)	453,2	458,9	450,9	450,1	(0,8)
Éléments spécifiques et activités de base à facteur d'indexation particuliers	80,6	69,3	72,1	52,0	(20,1)

(ii) Le Distributeur présente au tableau 1, les composantes de la masse salariale pour les années 2014 à 2016. Voici un extrait du tableau 1 :

**TABLEAU 1 :
COMPOSANTES DE LA MASSE SALARIALE (M\$)**

Description	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016
		D-2015-018	Année de base	
Salaire de base	404,7	428,6	425,5	437,3
Temps supplémentaire	43,3	35,0	42,5	39,2

Demandes :

21.1 Veuillez compléter le tableau 2 présenté à la référence (i), en fournissant les composantes des « Éléments spécifiques et activités de base à facteur d'indexation particuliers ».

Réponse :

- 1 **Le tableau R-21.1 présente l'ensemble des charges de services partagés**
- 2 **incluant le détail par composantes des « Éléments spécifiques et des activités**
- 3 **de base avec facteurs d'indexation particuliers ».**

**TABLEAU R-21.1 :
CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS (M\$)**

	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016	2016 vs Année de base 2015
		D-2015-018	Année de base		
CHARGES TOTALES AVEC RENDEMENT	546,7	539,3	538,6	512,3	(26,3)
Activités de base	466,1	470,0	466,5	460,3	(6,2)
Coûts liés à des événements imprévisibles en réseaux autonomes	5,9	-	7,7	-	(7,7)
Rendement des fournisseurs	7,0	11,1	7,9	10,2	2,3
Activités de base (autres)	453,2	458,9	450,9	450,1	(0,8)
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	61,4	49,5	51,4	32,3	(19,1)
Coût de retraite	42,2	28,4	28,4	7,3	(21,1)
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	2,1	1,4	3,4	3,8	0,4
Mesures de sécurité cybernétique	7,7	9,6	9,6	11,0	1,4
Interventions en efficacité énergétique (dont PGEE)	9,4	10,1	10,0	10,2	0,2
Éléments spécifiques	19,2	19,8	20,7	19,7	(1,0)
Électrification du transport collectif	0,3	0,5	0,5	0,8	0,3
Automatisation du réseau	4,3	3,6	4,1	4,3	0,2
Optimisation des systèmes clientèles (Migration majeure SIC)	1,7	1,7	1,7	1,7	-
Lecture à distance - Phase 1	6,4	-	-	-	-
Lecture à distance - Phases 2 et 3	6,5	14,0	14,4	12,9	(1,5)

21.2 Veuillez présenter un tableau, selon le même niveau de détail qu'à la réponse précédente, en fournissant les données réelles et celles reconnues par la Régie, pour les années historiques 2010 à 2014. Veuillez expliquer les écarts importants.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-21.2 présente l'historique de l'ensemble des charges de services**
- 2 **partagés, incluant le détail par composantes des « Éléments spécifiques et**
- 3 **activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » de 2010 à 2014 en**
- 4 **comparant les données réelles à celles reconnues par la Régie.**

**TABLEAU R-21.2 :
CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS – 2010 À 2014 (M\$)**

	Année 2010			Année 2011			Année 2012			Année 2013			Année 2014		
	D-2010-022	Réel	Écart	D-2011-028	Réel	Écart	D-2012-024	Réel	Écart	D-2013-037	Réel	Écart	D-2014-037	Réel	Écart
CHARGES TOTALES AVEC RENDEMENT	479,1	486,9	7,8	502,7	511,3	8,6	533,9	513,3	(20,6)	568,1	538,2	(29,9)	562,1	546,7	(15,4)
Activités de base	455,3	451,6	(3,7)	471,1	472,7	1,6	503,3	475,8	(27,5)	498,8	465,4	(33,4)	486,9	466,1	(20,8)
<i>Coûts liés à des événements imprévisibles en réseaux autonomes</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,9	5,9
<i>Rendement des fournisseurs</i>	12,3	11,1	(1,2)	12,3	10,8	(1,5)	7,4	5,4	(2,0)	5,5	5,3	(0,2)	7,6	7,0	(0,6)
<i>Activités de base (autres)</i>	443,0	440,5	(2,5)	458,8	461,9	3,1	495,9	470,4	(25,5)	493,3	460,1	(33,2)	479,3	453,2	(26,1)
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	20,1	23,3	3,2	27,0	26,9	(0,1)	20,3	22,8	2,5	51,3	55,4	4,1	61,1	61,4	0,3
Coût de retraite	10,7	13,7	3,0	15,4	15,4	-	3,8	4,7	0,9	35,9	35,9	-	42,2	42,2	-
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	-	-	-	-	1,5	1,5	-	0,8	0,8	0,8	1,4	0,6	1,4	2,1	0,7
Mesures de sécurité cybernétique	6,7	6,7	-	8,9	8,9	-	8,4	8,4	-	7,9	7,9	-	7,7	7,7	-
Programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie	2,7	2,8	0,1	2,7	1,1	(1,6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inspection et retraitement des poteaux de bois	-	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1	-	-	-
Dépenses de mauvaises créances	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interventions en efficacité énergétique (dont PGEE)	-	-	-	-	-	-	8,1	8,9	0,8	6,7	10,1	3,4	9,8	9,4	(0,4)
Éléments spécifiques	3,7	12,0	8,3	4,6	11,7	7,1	10,3	14,7	4,4	18,0	17,4	(0,6)	14,1	19,2	5,1
Électrification du transport collectif	-	-	-	-	0,1	0,1	-	-	-	-	0,1	0,1	1,0	0,3	(0,7)
Automatisation du réseau	3,7	3,7	-	4,2	3,8	(0,4)	4,4	4,6	0,2	5,1	4,6	(0,5)	4,3	4,3	-
Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution	-	-	-	0,4	0,2	(0,2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mise à niveau du progiciel GE Smallworld	-	0,2	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Optimisation des systèmes clientèles	-	5,9	5,9	-	5,8	5,8	5,9	5,3	(0,6)	2,1	2,3	0,2	1,7	1,7	-
Lecture à distance - Phase 1	-	2,2	2,2	-	1,8	1,8	-	4,8	4,8	10,8	10,4	(0,4)	7,1	6,4	(0,7)
Lecture à distance - Phases 2 et 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,5	6,5

1 Les écarts favorables des charges pour les activités de base des dernières
2 années s'expliquent principalement par les éléments suivants :

- 3 • Écart favorable provenant du Centre de services partagés dû à l'effort
4 continu d'efficience et de rationalisation, principalement dans le
5 domaine Immobilier en lien avec l'optimisation et la diminution de
6 l'espace utilisé par le Distributeur, ainsi qu'en Gestion du matériel par
7 l'optimisation des processus du domaine d'affaires.
- 8 • Écart favorable provenant du groupe Technologie dû à des projets de
9 développement en technologie de l'information et des communications
10 (TIC) et en innovation, initialement prévus aux charges, qui ont été
11 capitalisés ou n'ont pas été réalisés dû à la centralisation de la
12 planification et de la gestion, laquelle a permis d'optimiser les
13 solutions technologiques retenues.

14 Les écarts défavorables des charges pour les éléments spécifiques et les
15 activités de base avec facteurs d'indexation particuliers s'expliquent
16 principalement par les éléments suivants :

- 17 • Écart défavorable des projets majeurs Optimisation des systèmes
18 clientèles et Lecture à distance, au moment où ces projets étaient en
19 attente d'une autorisation de la Régie. Toutefois, les dépenses
20 encourues au réel ont été versées au compte d'écarts sous la rubrique
21 « Compte d'écarts – Projets majeurs » incluse dans les charges brutes
22 directes.
- 23 • Écart défavorable du coût de retraite en 2010, soit avant l'autorisation
24 en 2011 du Compte d'écarts – Coût de retraite.

21.3 Veuillez présenter un tableau, en fournissant les données réelles et celles reconnues par la Régie des salaires de base et du temps supplémentaire présentés distinctement à la référence (ii), pour les années historiques 2010 à 2014. Veuillez expliquer les écarts importants.

Réponse :

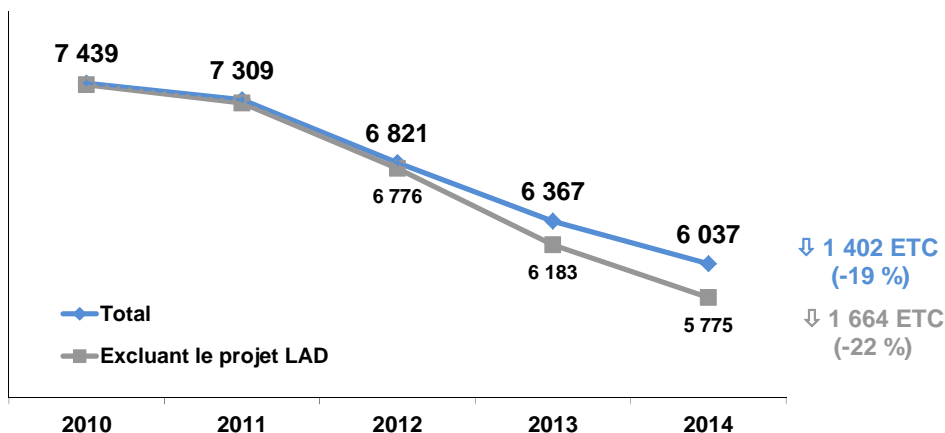
25 Le tableau R-21.3 présente les données reconnues et historiques de 2010 à
26 2014 pour le salaire de base et le temps supplémentaire.

**TABLEAU R-21.3 :
SALAIRE DE BASE ET TEMPS SUPPLÉMENTAIRE 2010 À 2014 (M\$)**

Description	D-2010-022 ajustée	Année historique 2010	D-2011-028 ajustée	Année historique 2011	D-2012-024 ajustée	Année historique 2012	D-2013-037 ajustée	Année historique 2013	D-2014-037 ajustée	Année historique 2014
Salaire de base	499,7	479,3	489,6	466,7	490,6	447,8	475,7	422,2	432,9	404,7
Temps supplémentaire	50,4	49,9	44,2	49,4	44,5	45,1	45,5	49,5	31,1	43,3
TOTAL SALAIRE DE BASE ET TEMPS SUPPLÉMENTAIRE	550,1	529,2	533,8	516,1	535,1	492,9	521,2	471,7	464,0	448,0

1 La figure R-21.3 présente l'évolution de l'effectif pour la période 2010 à 2014.

**FIGURE R-21.3 :
ÉVOLUTION DE L'FFECTIF (ÉQUIVALENT TEMPS COMPLET)**



2 Les variations en salaire de base sont principalement attribuables aux efforts
3 d'efficacité importants réalisés par le Distributeur ainsi qu'aux opportunités
4 offertes par les nombreux départs à la retraite que le Distributeur a su saisir
5 en diminuant de façon récurrente le nombre d'employés liés aux fonctions de
6 support aux activités. Ces efforts se sont traduits par la réduction de
7 1 664 ETC sur la période 2010 à 2014.

8 Au cours des dernières années, le Distributeur a misé sur une stratégie visant
9 le redimensionnement de l'organisation, la refonte de ses processus, la
10 modernisation et l'uniformisation de ses façons de faire ainsi que la saine
11 gestion de ses heures supplémentaires. Cette stratégie, qui s'est traduite par
12 une réduction de 15 % des coûts relatifs aux salaires de base et au temps
13 supplémentaire sur la période 2010 à 2014, a nécessité que les processus et
14 les pratiques d'affaires s'appuient davantage sur les outils technologiques.

15 Le Distributeur tient à rappeler que ses prévisions du temps supplémentaire
16 sont établies sur la base d'un niveau normal récurrent d'heures
17 supplémentaires tenant compte de l'ensemble des activités planifiées. Les

1 montants planifiés ne prennent donc pas en compte les montants non prévus,
2 comme ceux associés aux pannes majeures et aux missions effectuées à
3 l'extérieur du Québec.

4 Au cours des dernières années, le Distributeur a notamment réalisé les
5 actions d'efficience suivantes :

- 6 • mise en place d'un Centre de gestion des activités de distribution
7 (CGAD) visant la gestion centralisée et optimale des travaux sur le
8 réseau ;
- 9 • réalisation du projet LAD, permettant d'automatiser la relève des
10 compteurs et d'effectuer l'interruption et la remise en service à
11 distance des clients ;
- 12 • déploiement provincial de l'outil Solutions d'ordonnancement et de
13 gestion des équipes mobiles (SOGEM), permettant d'optimiser
14 l'utilisation des ressources et les déplacements ;
- 15 • augmentation de l'offre et de la performance des libres-services pour
16 les clients au moyen du Web et des appareils mobiles afin de réduire le
17 volume d'appels ;
- 18 • installation de GPS à la flotte de véhicules, permettant ainsi la
19 localisation des équipes de monteurs et une meilleure allocation de
20 celles-ci selon la priorité des travaux à réaliser.

21.4 Veuillez comparer l'évolution des activités de base des charges de services partagés par rapport à l'évolution des salaires de base, en incluant et en excluant le temps supplémentaire, pour la période 2010 à 2016. Veuillez commenter.

Réponse :

21 Le tableau R-21.4 présente l'historique des années 2010 à 2016.

TABLEAU R-21.4 :
ÉVOLUTION DES CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS,
DES SALAIRES DE BASE ET DU TEMPS SUPPLÉMENTAIRE (M\$)

	Année historique 2010	Année historique 2011	Année historique 2012	Année historique 2013	Année historique 2014	Année de base 2015	Année témoin 2016	Croissance annuelle moyenne 2010-2016
Activités de base	451,6	473,8	475,8	465,4	466,1	466,5	460,3	0,3%
<i>Coûts liés à des événements imprévisibles en réseaux autonomes</i>	-	-	-	-	5,9	7,7	-	
<i>Rendement des fournisseurs</i>	11,1	10,8	5,4	5,3	7,0	7,9	10,2	-1,4%
<i>Activités de base (autres)</i>	440,5	463,0	470,4	460,1	453,2	450,9	450,1	0,4%
Éléments spécifiques et activités de base à facteurs d'indexation particuliers	35,3	37,5	37,5	72,8	80,6	72,1	52,0	6,7%
TOTAL DES CHARGES DE SERVICES PARTAGÉES AVEC RENDEMENT	486,9	511,3	513,3	538,2	546,7	538,6	512,3	0,9%
Salaire de base	479,3	466,7	447,8	422,2	404,7	425,5	437,3	-1,5%
Temps supplémentaire	49,9	49,4	45,1	49,5	43,3	42,5	39,2	-3,9%
TOTAL SALAIRE DE BASE ET TEMPS SUPPLÉMENTAIRE	529,2	516,1	492,9	471,7	448,0	468,0	476,5	-1,7%

1 Le Distributeur tient à préciser que la comparaison demandée est peu
2 significative puisque les bases de facturation des fournisseurs ne sont pas
3 directement corrélées avec la variation de ses effectifs.

4 Les fournisseurs internes du Distributeur doivent conserver une structure de
5 coût minimale afin d'assurer la prestation des services convenus dans les
6 ententes clients-fournisseurs. Une part importante de leurs coûts est donc
7 fixe afin de respecter ces ententes.

8 De plus, les bases de facturation ne sont pas exclusivement établies en
9 fonction des effectifs du Distributeur mais également sur la base d'autres
10 facteurs, comme le nombre d'équipements, la superficie, le nombre d'heures
11 et le nombre de transactions.

12 Pour les produits dont la facturation repose sur les effectifs, celle-ci est
13 influencée par la réduction d'effectifs réalisée par le Distributeur. Par contre,
14 cette réduction et celles réalisées par les autres divisions et unités
15 corporatives affectent également les effectifs totaux servant à répartir les
16 coûts.

17 Finalement, les efforts d'efficience et de réduction d'effectifs réalisés par le
18 Distributeur au cours des dernières années n'auraient pu être réalisés sans le
19 développement et l'implantation de solutions technologiques, augmentant
20 ainsi les coûts d'opérations et de support des fournisseurs internes du
21 Distributeur.

21.5 Veuillez élaborer sur l'évolution de l'amélioration de la performance organisationnelle des activités de base des charges de services partagés par rapport à celle reliée aux salaires de base.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 21.4.**

22. Référence : Pièce B-0029, p. 7.

Préambule :

« Ce faisant, les coûts imputés aux revenus requis du Distributeur sont équivalents à ceux qu'aurait encourus le Distributeur s'il avait lui-même réalisé ces activités. Le Distributeur rappelle que l'ajustement est ajouté au coût complet des produits et services reçus à des fins réglementaires, mais qu'il n'est pas facturé par les fournisseurs. »

Demandes :

22.1 Veuillez indiquer les composantes du « coût complet ».

Réponse :

2 **Le coût complet d'un produit ou service comprend les coûts directement**
3 **contributifs ainsi que les charges reliées à la structure totale dédiée.**

4 **Les composantes du « coût complet » incluent :**

- 5 • **les charges brutes directes ;**
- 6 • **les charges de services partagés reçues des autres unités fournisseurs ;**
- 7 • **l'amortissement lié aux actifs utilisés pour la livraison du service ;**
- 8 • **les taxes municipales et scolaires ;**
- 9 • **les frais financiers.**

22.2 Veuillez indiquer si le coût complet fait l'objet de l'entente client-fournisseur.

Réponse :

10 **Le Distributeur le confirme.**

22.3 L'entente client-fournisseur est-elle basée sur des données projetées de l'année témoin 2016? Si oui, est-ce qu'il y aura un ajustement dans les résultats de l'année historique 2016 lorsque les données réelles faisant partie du « coût complet » seront connues. Veuillez expliquer.

Réponse :

11 **Le Distributeur confirme que les données relatives à l'année témoin 2016 sont**
12 **projetées.**

13 **En effet, les ententes clients-fournisseurs sont établies en fonction des**
14 **éléments suivants :**

- 1 • **Les coûts de nature variables liés au volume consommé sont déterminés**
2 **sur la base des besoins prévus par le Distributeur en tenant compte des**
3 **orientations et des faits nouveaux connus au moment d'établir les**
4 **projections (produits à la consommation).**
- 5 • **Les coûts de nature fixe représentent l'enveloppe de coûts prévus du**
6 **fournisseur répartis aux unités selon différentes bases de facturation**
7 **(produits forfaitaires).**
- 8 **Pour les produits à la consommation, la facturation s'effectue en fonction du**
9 **volume réellement consommé. Pour les produits forfaitaires, les montants**
10 **facturés au Distributeur sont ceux convenus à l'entente clients-fournisseurs.**
- 11 **Le Distributeur rappelle que les réductions de coûts récurrentes sont**
12 **incorporées dans les ententes clients-fournisseurs des années subséquentes,**
13 **le cas échéant.**

- 23. Références :** (i) Pièce B-0029, p. 9 et 10;
(ii) Pièce B-0029, p. 10 et 11.

Préambule :

- (i) Tableau 5 – Revenus 2014 du CSP en provenance des clients réglementés (M\$);
Tableau 6 – Revenus 2015 du CSP en provenance des clients réglementés (M\$);
Tableau 7 – Revenus 2016 du CSP en provenance des clients réglementés (M\$).
- (ii) Tableau 8 – Volumes facturés 2014;
Tableau 9 – Volumes facturés 2015;
Tableau 10 – Volumes facturés 2016.

Demandes :

- 23.1 Sur la période 2014-2016 et uniquement dans le cas du Distributeur, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les revenus du domaine Immobilier sont relativement stables, alors que l'espace du parc immobilier en mètres carrés diminue.

Réponse :

- 14 **La diminution des revenus associée à la réduction des mètres carrés a été**
15 **compensée principalement par l'inflation et l'augmentation du taux des**
16 **avantages sociaux, laquelle intègre depuis 2016 les autres avantages**
17 **complémentaires de retraite – Retraités⁸.**

⁸ Pièce HQD-8, document 2 (B-0027), page 7, lignes 29 et 30.

23.2 Sur la période 2014-2016 et uniquement dans le cas du Distributeur, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les revenus du domaine Gestion du matériel augmentent, alors que le nombre d'effectifs dédiés diminue.

Réponse :

1 **L'optimisation des processus menant à la diminution des effectifs dédiés à la**
2 **gestion du matériel n'a pas permis de compenser l'effet de l'inflation et de**
3 **l'augmentation du taux des avantages sociaux.**

23.3 Sur la période 2014-2016 et uniquement dans le cas du Distributeur, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les revenus du domaine Service de transport augmentent, alors que le nombre de véhicules demeure relativement stable.

Réponse :

4 **La hausse des revenus du domaine « Services de transport » s'explique**
5 **principalement par la décision du Distributeur de prolonger la durée**
6 **d'utilisation de ses véhicules. La stratégie d'acquisition du matériel roulant**
7 **mise en place au cours des dernières années par le Distributeur a permis la**
8 **diminution des niveaux d'investissement et, par le fait même, l'amortissement**
9 **et le rendement sur la base de tarification. Toutefois, cette stratégie génère**
10 **une augmentation des coûts liés à l'entretien⁹.**

24. Références : (i) Pièce B-0029, p. 13 et 14;
(ii) Pièce B-0029, p. 15 et 16.

Préambule :

- (i) Tableau 11 – Revenus 2014 du groupe Technologie en provenance des clients réglementés (M\$);
Tableau 12 – Revenus 2015 du groupe Technologie en provenance des clients réglementés (M\$);
Tableau 13 – Revenus 2016 du groupe Technologie en provenance des clients réglementés (M\$).
- (ii) Tableau 8 – Volumes facturés aux clients réglementés 2014;
Tableau 9 – Volumes facturés aux clients réglementés 2015;
Tableau 9 – Volumes facturés aux clients réglementés 2016.

Demandes :

24.1 Sur la période 2014-2016 et uniquement dans le cas du Distributeur, veuillez expliquer la hausse des revenus des Centres d'appels / consoles téléphoniques et autres.

⁹ Pièce HQD-9, document 5 (B-0038), pages 11 et 12.

Réponse :

1 À compter de 2015, les frais des technologies de l'information liés à
2 l'automatisation du réseau ont été intégrés à la rubrique « Centres d'appels,
3 consoles téléphoniques et autres ». Les revenus de l'année 2014 sont
4 présentés selon les anciens regroupements de produits et services. Ainsi,
5 après reclassement, les charges d'exploitation de 2014 auraient été
6 approximativement de 20,5 M\$.

7 La hausse des revenus sur la période 2014 à 2016 s'explique par
8 l'augmentation des coûts d'exploitation et de maintenance du projet LAD.

24.2 De 2015 à 2016 et uniquement dans le cas du Distributeur, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les revenus des Postes de travail TIC + Produits TIC d'entreprise augmentent, alors que le nombre d'effectifs (ETC) afférent diminue.

Réponse :

9 L'augmentation des revenus des « postes de travail TIC » et « produits TIC
10 d'entreprise » est principalement due à la mise en place en 2016 d'un nouveau
11 programme de sécurité cybernétique et au transfert de l'application Web
12 HydroDoc du Centre de services partagés.

13 Toutefois, comme mentionné par le Distributeur en réponse à la question 21.4,
14 la réduction des effectifs réalisée par le Distributeur et celles réalisées par les
15 autres divisions et unités corporatives affectent également les effectifs totaux
16 servant à répartir les coûts.

24.3 De 2015 à 2016 et uniquement dans le cas du Distributeur, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les revenus du Service de développement sont relativement stables, alors que le nombre d'heures afférent augmente.

Réponse :

17 Les revenus du « services de développement TIC » sont composés d'heures
18 travaillées et d'achats de bien, incluant les services professionnels à forfait de
19 firmes externes. Le groupe Technologie estime chacun de ces éléments selon
20 les projets prévus. Ainsi, le nombre d'heures dédiées aux services de
21 développement TIC augmente alors que les achats de services professionnels
22 à forfait de firmes externes diminuent.

AUTRES CHARGES

25. Références : (i) Pièce B-0032, p. 5;
(ii) Pièce B-0032, p. 6;
(iii) Pièce B-0032, p. 8.

Préambule :

(i)

**TABLEAU 1 :
ÉVOLUTION DES AUTRES CHARGES (M\$)**

Description	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016
		D-2015-018	Année de base	
Achats de combustible ¹	93,8	104,0	104,0	88,1
Achats de combustible	104,4	96,4	93,3	92,9
Compte d'écarts 2012	(3,5)			
Compte d'écarts 2013	(0,8)	(0,3)	(0,3)	
Compte d'écarts 2014	(6,3)	7,9	7,9	(1,7)
Compte d'écarts 2015			3,1	(3,1)

(ii)

**TABLEAU 2 :
DÉTAIL DES COÛTS ET DES VOLUMES DE COMBUSTIBLE**

Description	Année historique 2014		2015				Année témoin 2016	
	Réel		D-2015-018		Année de base			
	M\$	M Litres	M\$	M Litres	M\$	M Litres	M\$	M Litres
Mazout - Réseaux autonomes	82,3	76,5	77,2	77,1	72,8	78,5	72,5	77,9
Interventions en efficacité énergétique (Compensation mazout - PUEÉRA)	15,4		12,0		12,6		13,1	
Groupes électrogènes de secours	6,4	2,7	6,5	3,0	7,6	3,0	7,0	3,0
Location et entretien	3,5		4,0		5,1		4,4	
Combustible	2,9	2,7	2,5	3,0	2,5	3,0	2,6	3,0
Rapides-des-Joachims	0,3		0,7		0,3		0,3	
Total	104,4		96,4		93,3		92,9	

« Par ailleurs, le Distributeur estime le coût de combustible pour l'année témoin 2016 à 92,9 M\$. Cette prévision se base sur la prévision du prix du pétrole WTI de l'U.S. Energy Information Administration (EIA), publiée dans son rapport Annual Energy Outlook 2015. »
[citation omise]

(iii)

TABLEAU 3 :
COMPARAISON DES PRIX DU BARIL DE PÉTROLE WTI

	WTI en \$US/baril
<u>Année historique 2014</u> Prix moyen observé en 2014	93,17
<u>Année 2015 (D-2015-018)</u> Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2014 portant sur 2015	91,57
<u>Année de base 2015</u> Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2015 portant sur les mois de mai à décembre 2015	57,17
<u>Année de base 2015</u> Prévision de l'EIA	54,58
<u>Année témoin 2016</u> Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2015 portant sur 2016	61,37
<u>Année témoin 2016</u> Prévision de l'EIA	71,00

« Puisque le Distributeur se base désormais sur la prévision du WTI de l'EIA, celle-ci est intégrée au tableau 3 pour les années 2015 et 2016. Toutefois, lors des prochains dossiers tarifaires, le Distributeur propose de ne plus intégrer les prévisions basées sur les prix à terme puisque elles ne sont plus utilisées aux fins de la prévision des budgets de l'année de base et de l'année témoin. » [nous soulignons]

Demandes :

25.1 Veuillez justifier le changement de la base de prévision des coûts de combustible du Distributeur.

Réponse :

1 **Le Distributeur a retenu dans le présent dossier la prévision des prix du WTI**
 2 **de l'EIA afin d'harmoniser la prévision des coûts de combustible utilisée pour**
 3 **estimer le budget dédié aux achats de combustible avec celle permettant de**
 4 **déterminer les coûts évités des réseaux autonomes.**

25.2 Veuillez refaire les tableaux 1 et 2 (références (i) et (ii)) avec les prévisions basées sur la méthode en vigueur, soit celle basée sur la moyenne des prix à terme du baril de pétrole WTI du mois d'avril, pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

Réponse :

5 **Les tableaux R-25.2-A et R-25.2-B présentent l'information demandée.**

**TABLEAU R-25.2-A :
ÉVOLUTION DES AUTRES CHARGES (M\$)**

Description	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016
		D-2015-018	Année de base	
Achats de combustible	93,8	104,0	104,0	80,7
Achats de combustible	104,4	96,4	94,7	84,1
Compte d'écarts 2012	(3,5)			
Compte d'écarts 2013	(0,8)	(0,3)	(0,3)	
Compte d'écarts 2014	(6,3)	7,9	7,9	(1,7)
Compte d'écarts 2015			1,7	(1,7)

**TABLEAU R-25.2-B :
DÉTAIL DES COÛTS ET DES VOLUMES DE COMBUSTIBLE**

Description	Année historique 2014		2015				Année témoin 2016	
	Réel		D-2015-018		Année de base			
	M\$	M Litres	M\$	M Litres	M\$	M Litres	M\$	M Litres
Mazout - Réseaux autonomes	82,3	76,5	77,2	77,1	73,6	78,5	65,8	77,9
Interventions en efficacité énergétique (Compensation mazout - PUEÉRA)	15,4		12,0		13,1		11,3	
Groupes électrogènes de secours	6,4	2,7	6,5	3,0	7,7	3,0	6,7	3,0
Location et entretien	3,5		4,0		5,1		4,4	
Combustible	2,9	2,7	2,5	3,0	2,6	3,0	2,3	3,0
Rapides-des-Joachims	0,3		0,7		0,3		0,3	
Total	104,4		96,4		94,7		84,1	

DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2016

- 26. Références :**
- (i) Pièce B-0038, p 25;
 - (ii) Pièce B-0038, p.10, Tableau 6;
 - (iii) Pièce B-0038, p 26.

Préambule :

- (i) « Seuls les projets spécifiques qui peuvent faire l'objet d'une priorisation figurent dans les matrices de sévérité. »
- (ii) Le tableau 6 indique, pour l'année de base 2015, des investissements prévus en Maintien des actifs et en Croissance de la demande de 211,8 M\$ et 231,0 M\$ respectivement.
- (iii) Les figures A-1 et A-2 de l'Annexe A présentent les Matrices de sévérité de l'année 2015 pour les catégories d'investissements Maintien des actifs et Croissance de la demande respectivement.

Demandes :

26.1 En référence (iii), le Distributeur montre que 28,7 M\$ de projets en Maintien des actifs et 45,1 M\$ de projets en Croissance de la demande sont priorisés dans les matrices de sévérité. Ces montants sont très inférieurs à ceux mentionnés à la référence (ii). Veuillez justifier la réserve indiquée à la référence (i) et élaborer.

Réponse :

1 **Les matrices de sévérité présentées aux figures A-1 et A-2 comprennent**
2 **uniquement les projets à impact main-d'œuvre planifiables. Or, la plus grande**
3 **part des investissements de moins de 10 M\$ ne peuvent être planifiés de**
4 **façon spécifique. Ces investissements à l'extérieur du cycle de planification**
5 **comprennent les éléments suivants :**

Maintien des actifs :

- **défectuosités et imprévus ;**
- **renouvellement d'équipements à la suite d'inspections de lignes.**

Croissance de la demande :

- **alimentation des abonnés.**

26.2 La Figure A-1 de la référence (iii) concerne 28,7 M\$ en Maintien des Actifs pour 468 projets. La somme des montants indiqués dans la matrice est de 28,5 M\$ mais ne concerne que 339 projets. Veuillez expliquer.

Réponse :

11 **L'écart provient de projets dont la sévérité ou l'importance n'étaient pas**
12 **établies au moment de réaliser la matrice.**

26.3 La Figure A-2 de la référence (iii) concerne 45,1 M\$ en Maintien des Actifs pour 1 205 projets. La somme des montants indiqués dans la matrice est de 44,8 M\$ mais ne concerne que 965 projets. Veuillez expliquer.

Réponse :

13 **Voir la réponse à la question 26.2.**

26.4 Les Figures A-1 et A-2 de la référence (iii) portent sur deux ensembles de projets, soit ceux en Maintien des actifs et ceux en Croissance de la demande. La surface de chaque couleur ainsi que le découpage des cases dans chaque matrice sont identiques alors que le nombre de projets, les montants correspondants et leur proportion sont très différents. Veuillez expliquer.

Réponse :

1 La zone délimitée par chacune des couleurs représente les périmètres
2 théoriques de chacune des priorités. Il ne s'agit pas d'une illustration de la
3 quantité ou de la valeur des projets inclus dans les différentes zones. En
4 d'autres termes, la matrice et chacune de ses zones sont définies a priori ; les
5 projets y sont par la suite classés selon leurs indices de sévérité et
6 d'importance.

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

27. **Références :**
- (i) Pièce B-0042, p.17;
 - (ii) D-2015-018, p.191;
 - (iii) Pièce B-0042, p.19;
 - (iv) Pièce B-0042, p.16 et 17;
 - (v) Pièce B-0042, p.32, tableau A-2.

Préambule :

- (i) « Au cours de l'hiver 2015-2016, la réduction de la puissance est estimée à 28 MW avec une participation de 40 000 clients. Le déploiement de ce nouveau programme se poursuivra pour l'hiver 2016-2017. L'objectif est fixé à 100 000 participants et représente une réduction de 70 MW de la demande en puissance. » [nous soulignons]
- (ii) « [760] Cet objectif de 60 MW, qui serait associé à 100 000 participants, est confirmé par le Distributeur dans le tableau Hypothèses de calcul 2015, mais la part du budget de 12 M\$ qui est associée à un programme d'une telle envergure n'est pas précisée. Par ailleurs, le Distributeur n'a pas encore présenté les modalités de ce programme ni proposé de nouvelle formule tarifaire permettant de recruter 100 000 participants. »
- (iii) « ... pendant les heures de pointe hivernale, les clients participants auront la possibilité de modifier temporairement les stratégies de contrôle des systèmes électromécaniques pour réduire l'appel de puissance de leurs bâtiments. Un appel de propositions a été lancé en mars 2015 pour retenir les services d'entreprises afin de réaliser ce projet pilote. Ce projet pilote vise la réalisation d'environ 20 projets de gestion de la demande en puissance dans des bâtiments représentatifs du secteur CI en ce qui a trait à la taille et la vocation. L'objectif du projet pilote est d'environ 10 MW à l'hiver 2015-2016. À la suite de l'analyse des résultats du projet pilote,, le Distributeur déploiera la nouvelle offre commerciale en gestion de la demande en puissance visant tous les bâtiments du secteur CI. Une compensation financière sera versée aux clients sur la base de la puissance réduite. L'objectif prévu à l'hiver 2016-2017 est d'environ 40 MW. » [nous soulignons]
- (iv) « Le budget anticipé de 2015 s'élève à 17 M\$. Au total, 54 MW seront ajoutés à l'hiver 2015-2016. Pour 2016, le budget prévu s'élève à 31 M\$, soit une augmentation de plus de 14 M\$ par rapport aux résultats anticipés de 2015. Le déploiement de deux nouvelles interventions en gestion de charges interruptibles, l'une au marché

Résidentiel et l'autre dans les bâtiments commerciaux et institutionnels (CI), explique cette majoration importante. Au total, les interventions en gestion de la demande en puissance réduiront de près de 115 MW la demande en puissance de l'hiver 2016-2017, dont environ 75 MW au marché Résidentiel et 40 MW au marché Affaires. » [nous soulignons]

(v) Un budget de 0 \$ est associé à la ligne *Charges interruptibles CI*.

Demandes :

27.1 Veuillez indiquer l'état d'avancement et les coûts consacrés au déploiement de 40 000 systèmes de télécontrôle des chauffe-eau résidentiels permettant d'effacer 28 MW au cours de l'hiver 2015-2016, c'est-à-dire à partir du 1^{er} décembre 2015.

Réponse :

1 **La stratégie du Distributeur en matière de gestion de la demande en**
2 **puissance (GDP) s'articule autour de trois pôles, soit le marché Résidentiel, le**
3 **marché Affaires, incluant les bâtiments d'Hydro-Québec, et le marché**
4 **Industriel. Globalement, les objectifs du Distributeur en GDP, tant pour 2015**
5 **que pour 2016, seront atteints quoique dans une composition différente de**
6 **celle initialement prévue.**

7 **Au marché Résidentiel, le contexte d'élaboration d'un nouveau plan**
8 **stratégique pour Hydro-Québec amène le Distributeur à se repositionner sur**
9 **la meilleure stratégie à mettre en place afin d'atteindre les objectifs qu'il s'est**
10 **fixés dans ce marché. Malgré ce repositionnement, le Distributeur vise à**
11 **atteindre l'objectif en MW initialement annoncé pour la pointe 2016-2017, et**
12 **ce, bien que le déploiement ne débiterait qu'en 2016.**

13 **Au marché Affaires, le projet pilote de réduction de la puissance dans les**
14 **bâtiments du secteur CI se déroule bien et attire plus de clients que ce qui**
15 **était prévu. Ceux-ci devraient être prêts à réduire leur demande en puissance**
16 **dès le 1^{er} décembre prochain. Ainsi, le Distributeur s'attend à dépasser**
17 **largement l'objectif fixé à 10 MW pour l'hiver 2015-2016 compte tenu des**
18 **efforts de recrutement qui se poursuivent pour la participation au projet pilote.**
19 **En ce qui a trait aux bâtiments d'Hydro-Québec, le déploiement du programme**
20 **se déroule comme prévu et le Distributeur est confiant d'atteindre les objectifs**
21 **qu'il s'est fixés pour ce volet.**

22 **En ce qui a trait à la puissance interruptible, le Distributeur intensifie ses**
23 **efforts auprès de ses clients industriels afin de maximiser leur adhésion à**
24 **l'option tarifaire et d'obtenir le maximum de MW de cette option pour l'hiver**
25 **2015-2016.**

1 Du côté des budgets prévus en 2015, ils étaient de 12 M\$¹⁰ pour la clientèle
2 résidentielle et de 416 k\$ pour le projet pilote dans les bâtiments du secteur
3 CI. Au marché Résidentiel, ces montants couvraient les coûts d'installation
4 des équipements de délestage chez les clients ainsi que les coûts de
5 développement, commercialisation et exploitation d'un programme. Au
6 marché Affaires, les stratégies de contrôle de charge ne nécessitent pas
7 l'ajout d'équipement, ce qui réduit les coûts du programme.

8 Pour 2016, le budget prévu pour le programme résidentiel est de 26 M\$. Celui
9 prévu pour les activités de commercialisation et d'exploitation du programme
10 au marché Affaires est de 480 k\$, arrondi au million près dans le tableau en
11 référence (v).

12 Comme mentionné à la pièce HQD-10, document 1 (B-0042)¹¹, les incitatifs
13 financiers pour les programmes *Charges interruptibles résidentielles* et
14 *Charges interruptibles Bâtiments* ne sont pas inclus dans le budget des
15 interventions en efficacité énergétique. Ils sont comptabilisés dans les coûts
16 d'approvisionnement, au même titre que ceux accordés aux clients Grande
17 puissance et Affaires qui adhèrent aux options d'électricité interruptible.

27.2 Veuillez préciser l'offre commerciale ou tarifaire du Distributeur qui aura permis de recruter 40 000 participants avant le 1^{er} décembre 2015.

Réponse :

18 Voir la réponse à la question 27.1.

27.3 Veuillez indiquer à quelle rubrique du budget 2015 apparaissent les montants nécessaires à ce déploiement.

Réponse :

19 Voir la réponse à la question 27.1.

27.4 Veuillez indiquer l'état d'avancement et les coûts consacrés au déploiement de 20 projets de gestion de la demande au secteur CI permettant d'effacer environ 10 MW au cours de l'hiver 2015-2016.

Réponse :

20 Voir la réponse à la question 27.1.

¹⁰ Pièce HQD-10, document 1 (B-0042), tableau A-1 de la page 31.

¹¹ Pièce HQD-10, document 1 (B-0042), page 16, note de bas de page 14.

27.5 Veuillez indiquer à quelle rubrique du budget 2015 apparaissent les montants associés à ces 20 projets.

Réponse :

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

27.6 Veuillez justifier qu'aucun budget ne soit prévu pour 2016 pour le programme *Charges interruptibles CI* malgré les travaux prévus et les objectifs annoncés de 40 MW pour l'hiver 2016-2017.

Réponse :

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

28. Référence : Pièce B-0042, p.17.

Préambule :

« À la lumière des résultats du projet pilote, le Distributeur poursuit la mise en oeuvre de cette initiative et proposera à tous les clients résidentiels une adhésion volontaire à un nouveau programme de charges interruptibles résidentielles. Une aide financière sera octroyée aux clients qui adhéreront au programme. Le Distributeur assumera la totalité des coûts des équipements et de leur installation. Un prestataire sera choisi par appel de propositions pour assurer la livraison clés en main du programme. »

Demandes :

28.1 Considérant qu'il y aura déjà 40 000 clients participant au programme de chauffe-eau interruptibles au 1^{er} décembre 2015 et que 60 000 autres s'ajouteront en 2016, veuillez préciser la forme et le montant de l'aide financière aux participants qui est déjà octroyée par le Distributeur dans le budget 2015 et envisagée pour le budget 2016.

Réponse :

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

28.2 Veuillez indiquer, comment cette aide financière s'inscrit dans la réforme en cours de la stratégie tarifaire envisagée, être appliquée dès le prochain tarifaire.

Réponse :

4 **Comme mentionné dans le *Plan d'approvisionnement 2014-2023*¹², les**
5 **interventions du Distributeur en efficacité énergétique peuvent être déployées**
6 **selon différentes approches : programmes commerciaux, tarifs ou options**
7 **tarifaires qui incitent les clients, par un signal de prix, à réduire ou déplacer**
8 **leur consommation. Le Distributeur n'envisage pas avoir recours aux tarifs**

¹² Dossier R-3864-2013, pièce HQD-1, document 1 (B-0005), page 16.

1 différenciés dans le temps pour la réduction des besoins de puissance, mais
2 opte plutôt pour des programmes commerciaux à adhésion volontaire. Le
3 Distributeur favorise l’approvisionnement auprès de ses clients pour répondre
4 aux besoins de puissance en leur offrant une compensation pour le service
5 fourni.

PROCÉDURE D’EXAMEN DES PLAINTES

- 29. Références :** (i) Loi sur la Régie de l’énergie, art. 87;
(ii) Pièce B-0048, HQD-13, doc.2, p.5;
(iii) Dossier R-3392-97, décision D-98-25, Annexe J.

Préambule :

- (i) « 87. Une procédure d'examen des plaintes est établie par le transporteur d'électricité ou tout distributeur.

Cette procédure doit être soumise à la Régie pour approbation. »

- (ii) « Comme convenu avec la Régie en février 2015[*note de bas de page omise*], le Distributeur déposera une demande en février 2016 afin de présenter l'ensemble des modifications proposées aux Conditions de service d'électricité (CDSÉ). »
- (iii) Sous sa forme actuelle, la procédure d'examen des plaintes approuvée par la Régie dans sa décision D-98-25 annexe J remonte à plus d'une dizaine d'années.

Demande :

29.1 Veuillez indiquer si le Distributeur entend proposer à la Régie des modifications à sa procédure d'examen des plaintes. Veuillez élaborer.

Réponse :

6 Le Distributeur est d’avis que des améliorations à la procédure d’examen des
7 plaintes sont souhaitables. D’ailleurs, le 17 septembre 2015, le gouvernement
8 du Québec annonçait¹³ sa volonté d’améliorer la gestion des plaintes des
9 consommateurs d’énergie. Le communiqué indiquait notamment une volonté
10 de moderniser le traitement réglementaire des plaintes par la Régie de
11 l’énergie.

12 Le Distributeur sera disposé à faire part de propositions d’amélioration dès
13 lors où le gouvernement aura fait connaître plus précisément ses intentions.

¹³ « Traitement des plaintes des consommateurs d'énergie - Le ministre Arcand demande une modernisation au bénéfice des citoyens », <http://www.mern.gouv.qc.ca/presse/communiques-detail.jsp?id=11515>.

- 1 **Le Distributeur et la Régie seront alors plus à même de cerner leurs rôles et**
- 2 **responsabilités respectifs et apporter les modifications requises à la**
- 3 **procédure d'examen des plaintes.**