

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 5
DE LA RÉGIE**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°5 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION : DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS
D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2016-2017**

PRÉSENTATION DE LA DEMANDE 2016-2017

- 1. Références :** (i) Pièce B-0008, p. 6;
(ii) Pièce B-0075, p. 3, tableau R-1.1;
(iii) Pièce B-0075, p. 4, tableau R-1.2.

Préambule :

(i) « La hausse tarifaire de 1,9 % nécessaire pour récupérer la totalité du coût de service de 2016 s'explique principalement par les impacts des températures froides des deux derniers hivers et par l'augmentation des coûts d'achat d'électricité dont l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale, en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie. Les autres éléments du coût de service ainsi qu'une augmentation des revenus viennent alléger la hausse tarifaire, témoignant notamment des efforts d'efficiences du Distributeur. »
[nous soulignons]

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-1.1, la composition de l'ajustement tarifaire de 1,9 %, en pourcentage et en millions de dollars.

**TABLEAU R-1.1 :
COMPOSANTES DE L'AJUSTEMENT TARIFAIRE DE 1,9 %**

	Impacts climatiques des deux derniers hivers	Nouveaux approvisionnements principalement éoliens ¹	Électricité patrimoniale (indexation)	Autres éléments du coût de service	Total
Approvisionnement	239,7	160,3	64,9	(16,4)	448,5
Transport				(0,3)	(0,3)
Distribution	(50,8)			(119,1)	(169,9)
Effets revenus ²				(83,8)	(83,8)
Revenus additionnels requis	188,9	160,3	64,9	(219,6)	194,5
	1,7%	1,5%	0,7%	-2,0%	1,9%

¹ Incluant les projets de production à partir de la biomasse et des petites centrales hydroélectriques.

² Se compose de la variation des ventes d'électricité (55,8 M\$), de la provision réglementaire (41,4 M\$) et des autres revenus (-13,4 M\$).

(iii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-1.2, la composition de l'ajustement tarifaire de 5,4 % dans l'hypothèse où la Régie refusait la demande relative aux modifications de méthodes comptables liées au passage aux US GAAP.

TABLEAU R-1.2 :
COMPOSANTES DE L'AJUSTEMENT TARIFAIRE DE 5,4 %

	Impacts climatiques des deux derniers hivers	Nouveaux approvisionnements principalement éoliens ¹	Électricité patrimoniale (indexation)	Autres éléments du coût de service	Impact du refus du passage aux US GAAP	Total
Approvisionnement	239,7	160,3	64,9	(16,4)	(23,2)	425,3
Transport				(0,3)	232,8	232,5
Distribution	(50,8)			(119,1)	166,8	(3,1)
Effets revenus ²				(83,8)		(83,8)
Revenus additionnels requis	188,9	160,3	64,9	(219,6)	376,4	570,9
	1,7%	1,5%	0,7%	-2,0%	3,5%	5,4%

¹ Incluant les projets de production à partir de la biomasse et des petites centrales hydroélectriques.

² Se compose de la variation des ventes d'électricité (55,8 M\$), de la provision réglementaire (41,4 M\$) et des autres revenus (-13,4 M\$).

(iv) À partir des données présentées aux références (ii) et (iii), la Régie présente le tableau suivant :

Composantes de l'ajustement tarifaire 1,9 %

(en M\$)	Impacts climatiques	Nouveaux approvisionnements principalement éoliens	Électricité patrimoniale (indexation)	Impact du passage aux US GAAP ¹	Autres éléments du coût de service	Total
Approvisionnement	239,7	160,3	64,9	23,2	-39,6	448,5
Transport				-232,8	232,5	-0,3
Distribution	-50,8			-166,8	47,7	-169,9
Effets revenus				0,0	-83,8	-83,8
Revenus additionnels requis	188,9	160,3	64,9	-376,4	156,8	194,5
	1,7%	1,5%	0,7%	-3,5%	1,5%	1,9%

Note 1 : Dossier R-3927-2015, demande conjointe relative aux modifications des méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (US GAAP), incluant les révisions des durées de vie utile du Transporteur et du Distributeur.

Demandes :

1.1 Veuillez confirmer les données présentées au tableau de la référence (iv).

Réponse :

1 En réponse à la demande de renseignements n° 3 de la Régie¹, le Distributeur
2 a présenté l'ajustement tarifaire dans l'hypothèse où la Régie refusait la
3 demande relative aux modifications de méthodes comptables liées au
4 passage aux US GAAP. L'impact du refus du passage aux US GAAP totalisant
5 376,4 M\$² représente l'écart entre les revenus requis 2016 évalués en
6 US GAAP et ceux en IFRS.

7 Toutefois, l'écart entre les revenus requis 2016 évalués en US GAAP et ceux
8 reconnus en 2015, reflète l'impact tarifaire du passage aux US GAAP. Il s'élève
9 à 294,3 M\$.

¹ Références (ii) et (iii).

² Pièce HQD-15, document 1 (B-0064), tableau 1.

1 L'écart de 82,1 M\$ entre ces deux impacts découle de la composante « coût
2 de retraite » pour laquelle une réévaluation en IFRS doit être prise en compte.
3 Le tableau R-1.1-A présente l'impact du passage aux US GAAP en
4 comparaison de l'impact du refus du passage aux US GAAP.

TABLEAU R-1.1-A :
IMPACT DU PASSAGE AUX US GAAP (M\$)

	Impact du passage aux US GAAP Hausse de 1,9%	Impact du refus du passage aux US GAAP Hausse de 5,4%
Réévaluation du coût de retraite en IFRS	-	82,1
Passage aux US GAAP		
Coût de retraite	(125,2)	125,2
Autres éléments	(169,1)	169,1
Total	(294,3)	376,4

5 Les tableaux R-1.1-B et R-1.1-C détaillent respectivement l'ajustement du coût
6 de retraite³ en IFRS et en US GAAP.

TABLEAU R-1.1-B :
IMPACT DU COÛT DE RETRAITE SUR LA HAUSSE TARIFAIRE
EN IFRS (M\$)

	2015		2016	Impact sur la hausse tarifaire 2016
	D-2015-018 IFRS	Année de base IFRS	IFRS	IFRS
Coût de retraite - Distributeur				
Coût de retraite avant compte d'écarts	118,3	142,6	143,4	25,1
Compte d'écarts 2015		(24,3)	24,6	24,6
Total - Distributeur	118,3	118,3	168,0	49,7
Coût de retraite - Transporteur (charge locale)	63,2	63,2	99,2	36,0
Ajustement des contrats spéciaux	(6,3)	(6,3)	(9,9)	(3,6)
Total	175,2	175,2	257,3	82,1

³ Excluant les comptes d'écarts des années antérieures à 2015.

**TABLEAU R-1.1-C :
IMPACT DU COÛT DE RETRAITE SUR LA HAUSSE TARIFAIRE
EN US GAAP (M\$)**

	2015		2016	Impact sur la hausse tarifaire 2016
	D-2015-018 IFRS	Année de base	US GAAP au 1 ^{er} janvier 2015	US GAAP au 1 ^{er} janvier 2015
		US GAAP au 1 ^{er} janvier 2015		
Coût de retraite - Distributeur				
Coût de retraite avant compte d'écarts	118,3	94,1	55,6	(62,7)
Compte d'écarts 2015		24,2	(24,4)	(24,4)
Total - Distributeur	118,3	118,3	31,2	(87,1)
Coût de retraite - Transporteur (charge locale)	63,2	63,2	20,9	(42,3)
Ajustement des contrats spéciaux	(6,3)	(6,3)	(2,1)	4,2
Total	175,2	175,2	50,0	(125,2)

1 En conséquence, le Distributeur dépose le tableau R-1.1-D présentant les
2 composantes de l'ajustement tarifaire considérant l'impact du passage aux
3 US GAAP pris en compte dans la hausse tarifaire de 1,9 %.

**TABLEAU R-1.1-D :
COMPOSANTES DE L'AJUSTEMENT TARIFAIRE DE 1,9 % (M\$)**

	Impacts climatiques des deux derniers hivers	Nouveaux approvisionnements principalement éoliens	Électricité patrimoniale (indexation)	Impact du passage aux US GAAP	Autres éléments du coût de service	Total
Approvisionnement	239,7	160,3	64,9	19,6	(36,0)	448,5
Transport				(196,8)	196,5	(0,3)
Distribution	(50,8)			(117,1)	(2,0)	(169,9)
Effets revenus				0,0	(83,8)	(83,8)
Revenus additionnels requis	188,9	160,3	64,9	(294,3)	74,7	194,5
	1,7%	1,5%	0,7%	-2,7%	0,7%	1,9%

4 Les composantes des « Autres éléments du coût de service » redressés à
5 74,7 M\$ correspondent à :

- 6 • Approvisionnement de -36,0 M\$: variation des achats d'électricité
7 patrimoniale (-45,5 M\$), des achats d'électricité postpatrimoniale
8 (-3,8 M\$) et de l'ajustement des contrats spéciaux (13,3 M\$) ;
- 9 • Transport de 196,5 M\$: variation liée notamment aux nouvelles mises
10 en service ainsi qu'à l'accroissement des charges nettes d'exploitation
11 (tel qu'inclus au dossier R-3934-2015⁴) ;

⁴ Dossier R-3934-2015, Demande du Transporteur de modification des tarifs et conditions des services de transport pour l'année 2016.

- 1 • **Distribution de -2,0 M\$: gains d'efficience découlant d'actions**
2 **structurantes relatives au projet LAD (35,8 M\$) venant atténuer**
3 **l'évolution des autres coûts de distribution ;**
4 • **Effets revenus de -83,8 M\$: augmentation des ventes d'électricité**
5 **(-55,8 M\$), de la provision réglementaire (-41,4 M\$) et des autres**
6 **revenus (13,4 M\$).**

1.2 Veuillez expliquer chacune des composantes de la rubrique « Autres éléments du coût de service » au montant de 156,8 M\$ (1,5 %) présentées à la référence (iv).

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.3 Veuillez indiquer et quantifier les efforts d'efficience inclus dans les « Autres éléments du coût de service » au montant redressé de 156,8 M\$ (référence (iv)) qui, selon le Distributeur, viennent notamment alléger la hausse tarifaire de 1,9 % (référence (i)). Veuillez expliquer.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 1.1.**

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

2. **Références :** (i) Pièce B-0075, p. 16;
(ii) Pièce B-0011, p. 5.

Préambule :

(i) Tableau R-7.1 – Indicateurs additionnels relatifs aux revenus requis, aux achats d'électricité et aux coûts du service de transport.

(ii) Tableau 1 – Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1^{er} avril 2016 (M\$).

Demandes :

2.1 Tel qu'à la référence (i), veuillez produire les résultats des années 2012, 2013, 2014, 2015 et 2016, de même que les variations annuelle et moyenne 5 ans, pour les indicateurs additionnels suivants :

- Revenus totaux (\$) par abonnement;
- Revenus totaux (\$) par kWh normalisé;
- Ventes publiées (\$) par abonnement;
- Ventes publiées (\$) par kWh normalisé.

Réponse :

Pour ce qui est des indicateurs demandés ayant comme numérateur les revenus totaux, le Distributeur précise d'abord que la composante Revenus des ventes incluse dans les revenus totaux de la référence (ii) ne sert qu'aux fins du calcul des revenus additionnels requis. Il s'agit de revenus prévisionnels théoriques, considérant les tarifs en vigueur de l'année précédant la demande tarifaire, soit avant l'ajustement tarifaire de l'année témoin. Cette information n'est pas disponible en mode réel.

En considérant plutôt les revenus des ventes publiées dans les rapports annuels ou les revenus des ventes prévisionnelles intégrant les ajustements tarifaires, les revenus totaux sont équivalents dans tous les cas aux revenus requis. Par conséquent les indicateurs Revenus totaux par abonnement et Revenus totaux par kWh normalisé correspondent à ceux ayant comme numérateur les revenus requis de la référence (i).

Aux fins du calcul des indicateurs demandés ayant comme numérateur les ventes publiées, le Distributeur utilise les revenus des ventes reconnus par la Régie en 2015 et les revenus des ventes de l'année témoin 2016.

Le tableau R-2.1 présente les indicateurs relatifs aux ventes publiées.

TABLEAU R-2.1 :
INDICATEURS ADDITIONNELS BASÉS SUR LES VENTES PUBLIÉES

Description	Années historiques			D-2015-018	Année témoin	Variation moyenne	Variation annuelle
	2012	2013	2014	2015	2016	2012-2016	2015-2016
Ventes publiées							
Ventes publiées (\$) par abonnement	2 501	2 614	2 727	2 740	2 783	2,7%	1,6%
Ventes publiées (\$) par kWh normalisé	0,060	0,063	0,067	0,068	0,069	3,6%	2,4%

Le Distributeur est toutefois d'avis que l'analyse de ces indicateurs est peu utile pour les raisons suivantes :

- **Ventes publiées par abonnement :** la notion de ventes publiées fait référence à des ventes réalisées à température réelle, ce qui vient fausser les comparaisons entre les années historiques et les années 2015 et 2016, ces dernières étant prévues à température normale. De plus, en prenant comme numérateur les ventes publiées totales, la variation annuelle des ventes occasionnée par les spécificités de chacune des clientèles fausse les résultats des indicateurs.
- **Ventes publiées par kWh normalisé :** En plus des remarques précédentes, le Distributeur est d'avis que l'utilisation d'un numérateur à température réelle et un dénominateur normalisé peut également biaiser l'analyse d'évolution des revenus.

1 **Ces indicateurs ne permettent pas de mesurer l'efficacité du Distributeur, les**
2 **ventes étant essentiellement hors de son contrôle. Le Distributeur est d'avis**
3 **qu'il est plus pertinent de se concentrer sur les éléments de coûts sur**
4 **lesquels il a le contrôle, soit ses activités de base, lesquelles font l'objet de**
5 **ses efforts d'efficacité.**

2.2 Veuillez commenter les variations moyennes des indicateurs mentionnés à la question précédente pour les périodes 2012-2016 et 2015-2016.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 2.1.**

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

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

3. **Référence :** Pièce B-0078, p. 8 et 9.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE-CIFQ, le Distributeur présente au tableau R-5.2, l'impact sur les revenus requis du scénario proposé par l'intervenant, soit un scénario selon les modalités de disposition actuelles, à l'exception du compte de *pass-on* 2015 à amortir sur une période de cinq ans à compter de 2016.

TABLEAU R-5.2 :
IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS DE DISPOSITION
DU COMPTE DE PASS-ON ET DU COMPTE DE NIVELLEMENT –
ACTUELLES ET PROPOSÉES PAR L'INTERVENANT (M\$)

		Solde prévu au 31/12/2015	Solde 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
	Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
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 par AQCIÉ-CIFQ										
<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		25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	-	127,8
	Rendement sur le solde hors base			2,0	1,5	1,0	0,5	-	-	4,9
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)
				80,9	38,5	37,8	37,0	36,3	(38,0)	192,5
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			(102,2)	25,6	25,6	25,6	25,6	-	-
	Rendement sur le solde hors base			2,0	1,5	1,0	0,5	-	-	4,9
Nivellement 2015	Amortissement			-	-	-	-	-	-	-
	Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
				(100,3)	27,0	26,5	26,1	25,6	-	4,9

Demandes :

3.1 Veuillez fournir le fichier Excel du tableau R-5.2.

Réponse :

1 **Le tableau demandé se retrouve à l'onglet 3.1 du fichier Excel**
2 **HQD-16-1.4_Q. 3 et 4.xlsx.**

3.2 Veuillez mettre à jour le tableau R-5.2, selon les modalités de disposition actuelles, à l'exception du compte de *pass-on* 2015 à amortir sur une période de cinq ans à compter de 2017. Veuillez fournir le fichier Excel.

Réponse :

1 Le tableau R-3.2 présente l'impact sur les revenus requis du scénario proposé
2 par la Régie. L'information demandée se retrouve à l'onglet 3.2 du fichier
3 Excel HQD-16-1.4_Q. 3 et 4.xlsx.

TABLEAU R-3.2 :
IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS DE DISPOSITION
DU COMPTE DE PASS-ON ET DU COMPTE DE NIVELLEMENT –
ACTUELLES ET SCÉNARIO PROPOSÉ PAR LA RÉGIE (M\$)

	Solde prévu au 31/12/2015	Solde prévu au 31/12/2016	Versé aux revenus requis						Total
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Modalités actuelles									
Pass-on 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
Pass-on 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
Pass-on 2015 Amortissement	127,8		127,8	-	-	-	-	-	127,8
Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
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 par la Régie									
Pass-on 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
Pass-on 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
Pass-on 2015 Amortissement	127,8	130,3	-	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	130,3
Rendement sur le solde hors base			-	2,0	1,5	1,0	0,5	-	5,0
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)
			53,4	39,5	38,8	38,0	37,3	(12,0)	195,0
Impacts tarifaires									
Pass-on 2013 Amortissement			-	-	-	-	-	-	-
Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
Pass-on 2014 Amortissement			-	-	-	-	-	-	-
Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
Pass-on 2015 Amortissement			(127,8)	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	2,5
Rendement sur le solde hors base			-	2,0	1,5	1,0	0,5	-	5,0
Nivellement 2015 Amortissement			-	-	-	-	-	-	-
Rendement sur le solde hors base			-	-	-	-	-	-	-
			(127,8)	28,1	27,6	27,1	26,6	26,1	7,5

3.3 Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires prévues pour la période 2016 à 2021 en considérant le scénario mentionné à la question précédente.

Réponse :

4 À titre indicatif et sujet aux modifications de certains paramètres ou
5 hypothèses qui pourraient survenir au cours des prochaines années, les
6 hausses tarifaires prévues, selon les modalités de disposition proposées par
7 la Régie, seraient de 0,6 % en 2016, de 2,9 % en 2017 et de 3,1 % en 2018, puis
8 de l'ordre de 2 % en 2019 et de 1 % pour les années 2020 et 2021.

4. **Référence :** Pièce B-0082, p. 9 et 10.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements de OC, le Distributeur présente au tableau R-6.2, l'impact sur les revenus requis du scénario proposé par l'intervenant, soit la proposition du Distributeur à l'exception de la disposition du solde du compte de pass-on 2015 qui serait plutôt amorti sur 5 ans.

TABLEAU R-6.2 :
IMPACTS TARIFAIRES DES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE DE PASS-ON ET
DU COMPTE DE NIVELLEMENT – PROPOSÉES PAR LE DISTRIBUTEUR ET SCÉNARIO
PROPOSÉ PAR L'INTERVENANT (M\$)

	Solde prévu au 31/12/2015	Solde prévu au 31/12/2016	Versé aux revenus requis						Total	
			2016	2017	2018	2019	2020	2021		
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
	Rendement sur le solde hors base		-	-	-	-	-	-	-	-
Nivellement 2015	Amortissement	(186,6)	(186,6)	-	-	-	-	-	-	(186,6)
	Rendement sur le solde hors base		-	-	-	-	-	-	-	-
			188,9	-	-	-	-	-	-	188,9
Modalités proposées - OC										
<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	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	-	-	127,8
	Rendement sur le solde hors base		2,0	1,5	1,0	0,5	-	-	-	4,9
Nivellement 2015	Amortissement	(186,6)	(186,6)	-	-	-	-	-	-	(186,6)
	Rendement sur le solde hors base		-	-	-	-	-	-	-	-
			88,6	27,0	26,5	26,1	25,6	-	-	193,8
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		(102,2)	25,6	25,6	25,6	25,6	-	-	-
	Rendement sur le solde hors base		2,0	1,5	1,0	0,5	-	-	-	4,9
Nivellement 2015	Amortissement		-	-	-	-	-	-	-	-
	Rendement sur le solde hors base		-	-	-	-	-	-	-	-
			(100,3)	27,0	26,5	26,1	25,6	-	-	4,9

Demandes :

4.1 Veuillez fournir le fichier Excel du tableau R-6.2.

Réponse :

1 **Le tableau demandé se retrouve à l'onglet 4.1 du fichier Excel**
2 **HQD-16-1.4_Q. 3 et 4.xlsx.**

4.2 Veuillez donner un aperçu de l'ordre de grandeur des hausses tarifaires prévues pour la période 2016 à 2021 en considérant le scénario sous étude d'OC.

Réponse :

3 **À titre indicatif et sujet aux modifications de certains paramètres ou**
4 **hypothèses qui pourraient survenir au cours des prochaines années, les**
5 **hausses tarifaires prévues, selon les modalités de disposition proposées par**
6 **l'intervenant, seraient de 1,0 % en 2016, de 2,6 % en 2017 et de 2,9 % en 2018,**
7 **puis de l'ordre de 2 % en 2019 et de 1 % pour les années 2020 et 2021.**

PRÉVISION DES REVENUS UNITAIRES PAR TARIF

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0068, p. 31;
 - (ii) Pièce B-0018, p. 12;
 - (iii) Pièce B-0068, p. 30;
 - (iv) Pièce B-0079, p. 6;
 - (v) Pièce B-0079, p. 6 et 7;
 - (vi) Pièce B-0079, p. 9.

Préambule :

- (i) Tableau R-12.3 – Évolution de la prévision des revenus pour 2015.
- (ii) Tableau 5 – Évolution de la prévision des ventes pour 2015.
- (iii) Réponse du Distributeur à la question 1.2 de la demande de renseignements n°1 de la Régie:

« Les éléments qui peuvent influencer les profils mensuels de revenus sont multiples. Au secteur industriel, des ventes inférieures aux ventes prévues peuvent se traduire, chez les clients, par une moins grande utilisation de l'énergie par rapport à la puissance créant ainsi une augmentation du revenu moyen par kWh. La variation de la répartition par secteurs industriels des revenus réels par rapport aux revenus prévus peut aussi occasionner des fluctuations dans les revenus compte tenu des disparités entre les secteurs et de l'importance des volumes de ventes à ces secteurs. Cet impact est aussi important aux tarifs G, G9 et M, qui sont répartis entre les secteurs commercial, institutionnel et industriel. Au secteur résidentiel, la démarcation des revenus de l'année précédente, intégrée aux résultats du mois de janvier, explique en partie la variation des profils mensuels de revenus. De plus, au tarif DT, la persistance des températures froides durant l'hiver peut modifier le comportement de la clientèle et engendrer des variations du profil de revenus. »

- (iv) Réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n°1 de la FCEI :

« Année de base 2015 : La variation du profil mensuel des revenus engendre pour les tarifs D et DT des revenus additionnels (+43 M\$) malgré des ventes en baisse (-11 M\$). Les ventes et les revenus sont en recul aux tarifs G, G-9 et M (-5 M\$). Au tarif L, les ventes sont supérieures (+2 M\$), mais la variation du profil mensuel des revenus engendre un manque à gagner (-4 M\$). »

(v) Réponse à la question 1.3 de la demande de renseignements n°1 de la FCEI :

« Le Distributeur a déjà indiqué à la référence (ii) que les variables permettant de modéliser et prévoir les revenus unitaires sont les profils mensuels des ventes, les variables de température (lorsque requises) et les indicateurs de prix. Ainsi, de manière générale, l'équation est :

Revenu unitaire = f (constante, profil mensuel des ventes, température, indicateur de prix)

Le profil mensuel des ventes correspond aux ventes mensuelles moyennes par abonnements.

Les variables de température consistent en une variable de degrés-jours de chauffage et une variable de degrés-jours de climatisation, lesquelles combinent différentes températures seuils. Ces variables sont utilisées au besoin, c'est-à-dire lorsque le profil des revenus varie selon le climat.

L'indicateur de prix est une variable qui intègre les différentes composantes d'un tarif et qui reflète les ajustements à chacune de ces composantes. »

(vi) Tableau R-1.6 : Ventes d'électricité en 2014.

Demandes :

5.1 La Régie ne parvient pas à concilier les variations des ventes (GWh) et des revenus (M\$) des références (i), (ii) et (iv) pour l'année de base 2015.

Pour chacun des tarifs D et DM, G, G-9, M, LG et L, veuillez déposer les versions les plus récentes des tableaux des références (i) et (ii) en y incluant les ventes nettes des achats par tarif. Veuillez également préciser l'impact anticipé des écarts prévisionnels sur le revenu net des ventes en 2015 en élaborant davantage sur les raisons données à la référence (iii).

Réponse :

1 **Le Distributeur dépose l'évolution de la prévision des ventes et des revenus**
2 **entre la décision D-2015-018 et la prévision sur la base de neuf mois réels et**
3 **trois mois prévus aux tableaux R-5.1-A et R-5.1-B.**

**TABLEAU R-5.1-A :
ÉVOLUTION DE LA PRÉVISION DES VENTES POUR 2015**

Années civiles (1 ^{er} janv au 31 déc)	(1)	(2)	(3)	(4) = (3) - (1)
Catégorie de consommateurs	Ventes (GWh)			
	Année 2015 (D-2015-018)	Prévision 9-3		Écart
		2015 publiée	2015 normalisée	
D et DM	63 090	66 195	62 686	(404)
G et à forfait (T1, T2, T3)	9 740	9 863	9 451	(289)
G-9	1 057	1 018	1 018	(39)
M	30 411	30 845	30 458	47
LG	8 690	8 841	8 643	(47)
L	29 152	29 029	29 029	(123)
H	7	8	8	1
DT	2 989	2 807	2 787	(202)
Éclairage public et sentinelle	608	602	602	(6)
Contrats spéciaux	25 217	24 667	24 667	(551)
	170 962	173 874	169 350	(1 612)
DA marginal	-	4	4	4
MA marginal	-	26	26	26
LP	-	0	0	0
LA marginal	-	445	445	445
	-	475	475	475
Réseaux autonomes - D et DM	214	217	217	4
Réseaux autonomes - G et à forfait	92	85	85	(7)
Réseaux autonomes - G-9	4	3	3	(2)
Réseaux autonomes - M	76	90	90	14
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	2	1	1	(1)
	388	396	396	8
Total Distributeur	171 350	174 744	170 221	(1 129)

(1) Ventes prévues de janvier à décembre.

(2) Ventes publiées de janvier à septembre et prévues d'octobre à décembre.

(3) Ventes publiées normalisées de janvier à septembre et prévues d'octobre à décembre.

**TABLEAU R-5.1-B :
 ÉVOLUTION DE LA PRÉVISION DES REVENUS POUR 2015**

Années civiles (1 ^{er} janv au 31 déc)	(1)	(2)	(3)	(4) = (3) - (1)					
						Catégorie de consommateurs	Revenus (M\$)		
							Année 2015 (D-2015-018)	Prévision 9-3	
	2015 publiée	2015 normalisée							
D et DM	4 985	5 250	4 963	(22)	(6)				
G et à forfait (T1, T2, T3)	979	991	956	(23)	(12)				
G-9	139	133	133	(6)	(5)				
M	2 399	2 446	2 430	31	29				
LG	492	500	491	(1)	-				
L	1 419	1 404	1 404	(15)	(11)				
H	1	1	1	-	-				
DT	182	193	186	4	11				
Éclairage public et sentinelle	63	61	61	(2)	(1)				
Contrats spéciaux	868	885	885	16					
	11 528	11 864	11 510	(18)	5				
DA marginal	-	0	0	0					
MA marginal	-	1	1	1					
LP	-	0	0	0					
LA marginal	-	21	21	21					
	-	22	22	22	-				
Réseaux autonomes - D et DM	17	18	18	1	1				
Réseaux autonomes - G et à forfait	9	9	9	-	-				
Réseaux autonomes - G-9	1	0	0	-	-				
Réseaux autonomes - M	6	7	7	1	1				
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	1	1	1	-	-				
	34	35	35	2	2				
Total Distributeur	11 561	11 921	11 567	6	7				

(1) Revenus prévus de janvier à décembre.

(2) Revenus publiés de janvier à septembre et prévues d'octobre à décembre.

(3) Revenus publiés normalisés de janvier à septembre et prévues d'octobre à décembre.

1 **Aux tarifs D et DM, les ventes réelles normalisées des neufs premiers mois de**
 2 **l'année 2015 présentent un écart d'environ -470 GWh par rapport aux ventes**
 3 **prévues. Ces ventes moindres occasionnent une diminution de 19 M\$ des**
 4 **revenus nets des achats. Toutefois, la variation des profils mensuels des**
 5 **revenus explique des revenus plus élevés de 9 M\$ sur les neuf premiers mois,**
 6 **dont 4 M\$ provenant de la démarcation des ventes de 2014 dans les revenus**
 7 **de 2015.**

8 **Au tarif D, le Distributeur prévoit pour les trois derniers mois des ventes**
 9 **additionnelles de 70 GWh, soit un écart des revenus nets des achats de 4 M\$.**

10 **Aux tarifs G, G-9 et M, les ventes réelles normalisées des neufs premiers mois**
 11 **de l'année 2015 sont moins élevées d'environ 200 GWh par rapport aux ventes**
 12 **prévues. Ces ventes moindres occasionnent un écart des revenus nets des**
 13 **achats de -15 M\$. Toutefois, la variation des profils mensuels des revenus**
 14 **occasionne des revenus plus élevés d'environ 29 M\$ sur les neuf premiers**

1 mois. Le Distributeur prévoit pour les trois derniers mois des ventes moindres
2 de 80 GWh et un écart des revenus nets des achats de -2 M\$.

3 Au tarif LG, il n'y a pas d'écart significatif entre la prévision et les ventes
4 réelles normalisées au 30 septembre. De plus, le Distributeur ne prévoit pas
5 d'écart à venir pour les trois derniers mois de l'année.

6 Au tarif L, les ventes réelles des neuf premiers mois, en excluant les ventes à
7 l'option d'électricité additionnelle, sont comparables à celles prévues à la
8 décision D-2015-018. En effet, l'écart n'est que d'environ -40 GWh. Pour les
9 trois derniers mois, le Distributeur anticipe une diminution additionnelle de
10 80 GWh. L'écart des revenus nets des achats qui en découle est de -11 M\$,
11 dont -6 M\$ proviennent de la variation du profil mensuel des revenus.

12 Enfin, au tarif DT, l'écart entre la décision D-2015-018 et les ventes réelles
13 normalisées des neuf premiers mois se chiffre à environ -160 GWh, pour un
14 impact de -4 M\$ sur les revenus nets des achats. La variation du profil
15 mensuel des revenus engendre un impact positif de 16 M\$ sur cette même
16 période, à cause notamment des mois de février à avril. Non seulement ces
17 derniers se sont avérés beaucoup plus froids que la normale climatique, mais
18 on y a observé une période de persistance des températures froides. À ce
19 sujet, le Distributeur a déjà indiqué que :

20 [...] la persistance des températures froides durant l'hiver peut modifier le
21 comportement de la clientèle et engendrer des variations du profil de revenus⁵.

22 Les modifications de comportement de la clientèle au tarif DT dont fait état le
23 Distributeur sont liées indirectement aux aléas climatiques, indépendamment
24 des ventes ou des revenus de chauffage à normaliser. L'affirmation du
25 Distributeur indiquait que certains usages ont plus souvent été facturés au haut
26 tarif dû aux températures sous les seuils de -12 °C ou -15 °C⁶.

27 Toujours au tarif DT, le Distributeur prévoit une diminution des ventes
28 d'environ 40 GWh pour les trois derniers mois de 2015, ce qui occasionne une
29 diminution des revenus nets des achats de 1 M\$.

5.2 Veuillez élaborer davantage sur les causes derrière la variation du profil mensuel des
revenus pour les tarifs D et DM et DT, et sur les circonstances qui font en sorte que le
Distributeur puisse obtenir des revenus additionnels de +43 M\$ pour ces tarifs, malgré
une baisse des ventes de -11 M\$ (référence (iv)).

Réponse :

30 L'écart de 43 M\$ attribuable à la variation des profils des revenus dans la
31 prévision de l'année de base (4-8) pour les tarifs D, DM et DT peut s'expliquer

⁵ Réponse à la question 12.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068).

⁶ Réponse à la question 1.12 de la demande de renseignements de la FCEI à la pièce HQD-16, document 4 (B-0079).

1 **essentiellement par les revenus unitaires réels normalisés observés pour les**
2 **quatre premiers mois de l'année :**

- 3 • **Aux tarifs D et DM, des écarts négatifs de prévision des revenus**
4 **unitaires (prévision inférieure au réel) de 0,9 %, 2,3 % et 1,9 % pour les**
5 **mois de février, mars et avril respectivement ont occasionné une**
6 **hausse des revenus nets des achats de 25 M\$ au 30 avril.**
- 7 • **Au tarif DT, les écarts négatifs de prévision des revenus unitaires**
8 **(prévision inférieure au réel) de 5,4 %, 34,6 %, 29,8 % et 21,4 % pour les**
9 **mois de janvier à avril respectivement ont occasionné une hausse des**
10 **revenus nets des achats de 23 M\$ au 30 avril.**

11 **Toutefois, comme indiqué en réponse à la question 5.1, l'écart des revenus**
12 **nets des achats au 30 septembre attribuable à la variation des profils**
13 **mensuels de revenus a diminué à 25 M\$ en raison d'écarts positifs de**
14 **prévision des revenus unitaires (prévision supérieure au réel) de mai à**
15 **septembre. Cet écart peut se détailler ainsi :**

- 16 • **Aux tarifs D et DM (9 M\$), comme précisé en réponse à la question 5.1,**
17 **la démarcation hausse de 4 M\$ les revenus nets des achats de 2015.**
18 **L'autre élément contribuant à la variation du profil mensuel des**
19 **revenus, et qui peut contribuer à expliquer une augmentation de 5 M\$**
20 **des revenus nets des achats, est la mensualisation des revenus**
21 **provenant des factures, généralement établies sur des cycles de**
22 **60 jours au tarif D.**
- 23 • **Au tarif DT (16 M\$), le Distributeur a mentionné en réponse à la**
24 **question 5.1 que la persistance des températures froides peut modifier**
25 **le comportement de la clientèle.**

26 **Voir également la réponse à la question 5.4, où le Distributeur présente la**
27 **performance prévisionnelle des modèles.**

5.3 Veuillez élaborer davantage sur les capacités des modèles prévisionnels de revenu unitaire à capter le comportement des différentes clientèles du Distributeur selon leur situation géographique, notamment face aux conditions climatiques, et qui aurait pour effet de surestimer le revenu unitaire moyen par abonnement.

Réponse :

28 **Le Distributeur a expliqué, lors de la séance d'information sur la méthode de**
29 **prévision des ventes⁷, sa méthodologie pour calculer les revenus marginaux**
30 **attribuables aux conditions climatiques⁸. Celle-ci utilise les données réelles de**
31 **chaque composante de facturation provenant des factures de chacun des**

⁷ Séance d'information du 19 septembre 2014 tenue dans le cadre du dossier R-3905-2014.

⁸ Voir notamment la pièce HQD-4, document 2.1 (B-0065) du dossier R-3905-2014, p. 22.

1 clients. La méthode tient également compte de la composante puissance des
2 tarifs.

3 Sur la base de ces données réelles des composantes de facturation des
4 clients, le Distributeur calcule les revenus à conditions climatiques réelles et
5 les simule à conditions climatiques normales. C'est cet écart entre les
6 revenus réels par tarifs et les revenus normalisés qui définit les revenus
7 marginaux servant à établir le compte de nivellement.

8 Ainsi, le modèle de normalisation des revenus capte adéquatement le
9 comportement de chauffage et de climatisation des différentes clientèles face
10 aux conditions climatiques et ne présente pas de surestimation du revenu
11 unitaire normalisé.

12 En ce qui concerne les modèles de prévision des revenus unitaires, le
13 Distributeur utilise les variables nécessaires pour capter le comportement des
14 diverses clientèles. Les profils mensuels des ventes correspondent aux
15 ventes mensuelles moyennes par abonnement. Le Distributeur utilise aussi un
16 indice de prix qui intègre les différentes composantes tarifaires. Les variables
17 climatiques sont élaborées de manière à tenir compte des conditions
18 climatiques des diverses situations géographiques. Elles le font en intégrant
19 les degrés-jours selon différents seuils de température pour tenir compte de
20 la sensibilité de la demande, laquelle dépend de la température. Ces degrés-
21 jours sont calculés sur la base des températures de Montréal et Québec.

22 Les analyses présentées en réponse à la question 5.4 ne démontrent pas une
23 surestimation des revenus unitaires prévus.

- 5.4 Pour chacun des mois de l'année, veuillez fournir les coefficients de détermination R^2 des modèles prévisionnels de revenu unitaire par tarif (référence (v)). Veuillez également commenter leurs performances prévisionnelles observées selon les périodes et les tarifs.

Réponse :

24 Le Distributeur rappelle que le coefficient de détermination, compris entre 0 et
25 100 %, permet de mesurer la qualité du modèle, soit la proportion de la
26 variation totale des revenus unitaires expliquée par la variation des variables
27 explicatives retenues. Le coefficient de détermination, ou R-carré, ne se
28 calcule pas sur une base mensuelle mais plutôt sur l'ensemble de l'historique
29 du modèle utilisé.

30 Les coefficients de détermination des modèles de revenus unitaires sont
31 présentés au tableau R-5.4. Pour les différentes catégories de
32 consommateurs, les coefficients de détermination sont très élevés et varient
33 entre 85,3 % et 99,7 %.

**TABLEAU R-5.4 :
COEFFICIENT DE DÉTERMINATION DES MODÈLES DE REVENUS UNITAIRES**

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

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

1 **La performance prévisionnelle est présentée aux figures R-5.4. Le Distributeur**
2 **y compare la prévision des revenus unitaires moyens pour 2015 selon la**
3 **décision D-2015-018 avec les revenus unitaires réels de janvier à septembre et**
4 **prévus pour octobre à décembre (prévision 9-3). Les écarts entre les revenus**
5 **unitaires prévus et réels ont un impact direct sur le revenu net des achats.**
6 **Comme pour les ventes, le Distributeur ne dispose pas d'un historique**
7 **suffisamment long pour évaluer la performance prévisionnelle des modèles**
8 **de revenus unitaires par tarifs.**

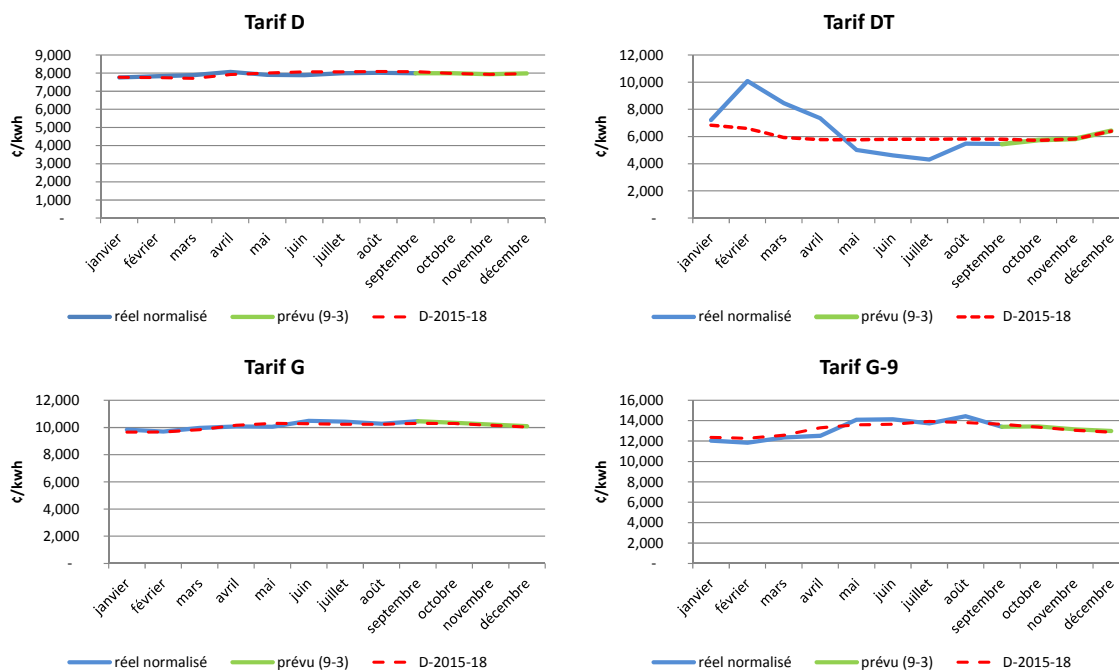
9 **Plusieurs éléments peuvent expliquer les variations des profils mensuels de**
10 **revenus :**

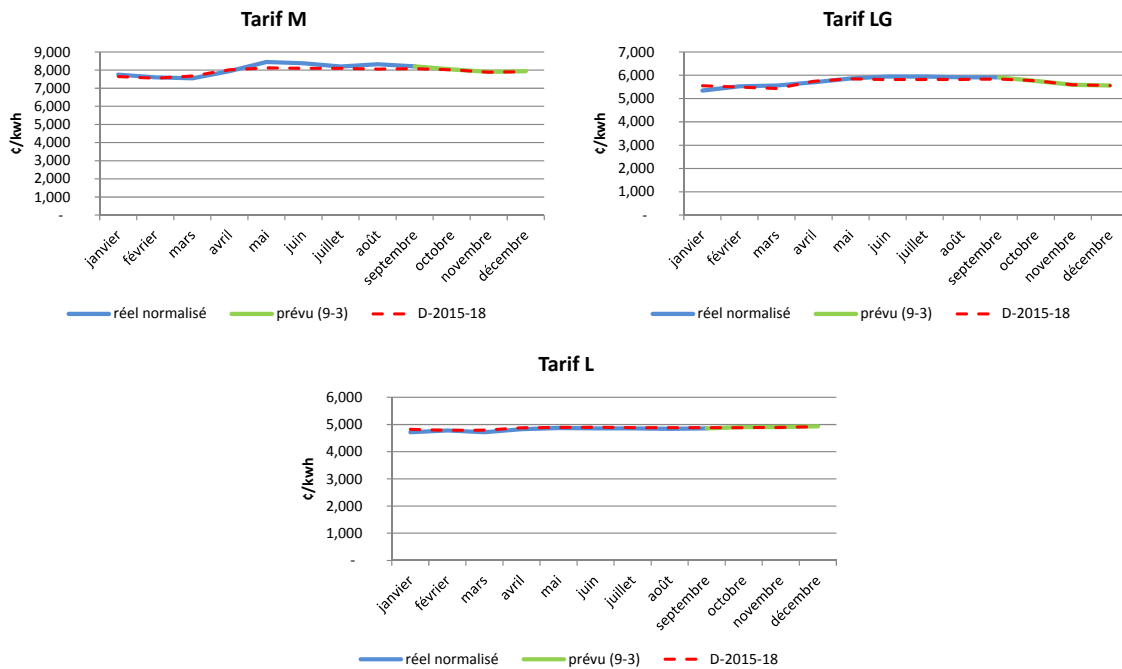
- 11 • **la démarcation, soit des ventes et des revenus alloués à une année**
12 **alors que la livraison de l'électricité aux clients a eu lieu l'année**
13 **précédente ;**
- 14 • **l'écart de prévision des ventes, qui influence les profils mensuels,**
15 **puisque les revenus découlent de la consommation des clients selon**
16 **les différentes composantes tarifaires ;**
- 17 • **la mensualisation des revenus provenant des factures, qui ne**
18 **coïncident pas avec les mois du calendrier.**

1 Les explications détaillées pour les tarifs D et DT ont été fournies en réponse
2 à la question 5.2.

3 Pour l'année 2015, le seul autre tarif où l'on observe un écart de revenus nets
4 des achats important causé par une variation du profil mensuel des revenus
5 est le tarif M. Pour les neuf premiers mois de 2015, cette variation est de
6 25 M\$. Elle découle de revenus unitaires réels normalisés supérieurs en
7 moyenne de 1,4 % aux revenus unitaires prévus. Compte tenu du volume
8 important des ventes à ce tarif, une variation marginale des revenus unitaires
9 cause une variation importante des revenus nets des achats.

FIGURES R-5.4 :
DÉTERMINATION DES MODÈLES DE REVENUS UNITAIRES SELON
LES CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS





5.5 Veuillez déposer un tableau tel que celui de la référence (vi), cette fois pour l'année de base 2015 ainsi que pour l'année témoin 2016.

Réponse :

- 1 Les ventes mensuelles prévues pour l'année de base 2015 et l'année témoin
- 2 2016 sont présentées aux tableaux R-5.5-A et R-5.5-B.

TABLEAU R-5.5-A :
VENTES MENSUELLES PRÉVUES POUR L'ANNÉE DE BASE 2015 (GWh)

Catégorie de consommateurs		janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	total annuel
D et DM	ventes réelles normalisées	9 218	7 569	6 820	4 925	3 710	3 075	3 085	3 248	3 002	4 143	5 711	8 197	62 914
	ventes prévues	9 218	7 569	6 820	4 925	3 669	3 212	3 198	3 254	2 997				
	écart	-	-	-	-	41	(137)	(113)	(6)	5				
G et à forfait (T1, T2, T3)	ventes réelles normalisées	1 160	999	917	703	657	593	632	662	607				9 558
	ventes prévues	1 160	999	917	703	662	641	670	667	617	680	809	1 035	
	écart	-	-	-	-	(5)	(48)	(38)	(4)	(10)				
G-9	ventes réelles	130	111	96	75	64	69	66	75	72				1 018
	ventes prévues	130	111	96	75	71	70	65	70	72	79	89	90	
	écart	-	-	-	-	(7)	(0)	1	5	1				
M	ventes réelles normalisées	2 929	2 657	2 728	2 441	2 353	2 426	2 409	2 409	2 365				30 540
	ventes prévues	2 929	2 657	2 728	2 441	2 383	2 348	2 424	2 477	2 352	2 444	2 560	2 797	
	écart	-	-	-	-	(30)	46	2	(68)	13				
LG	ventes réelles normalisées	938	839	827	699	600	590	611	632	607				8 767
	ventes prévues	938	839	827	699	636	612	642	642	622	676	748	885	
	écart	-	-	-	-	(36)	(22)	(32)	(10)	(14)				
L	ventes réelles	2 586	2 370	2 646	2 455	2 481	2 469	2 492	2 486	2 380				29 479
	ventes prévues	2 586	2 370	2 646	2 455	2 473	2 379	2 491	2 486	2 403	2 448	2 381	2 363	
	écart	-	-	-	-	8	39	(21)	7	(22)				
H	ventes réelles	1	1	1	0	0	0	0	1	1				8
	ventes prévues	1	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	
	écart	-	-	-	-	(0)	0	(0)	0	(0)				
DT	ventes réelles normalisées	350	290	309	219	122	180	150	177	154				2 827
	ventes prévues	350	290	309	219	177	161	163	167	147	205	274	365	
	écart	-	-	-	0	(55)	19	(13)	10	8				
Éclairage public et sentinelle	ventes réelles	54	48	52	49	48	49	48	51	48				608
	ventes prévues	54	48	52	49	50	48	50	51	50	52	51	53	
	écart	-	-	-	-	(2)	1	(2)	0	(2)				
Contrats spéciaux	ventes réelles	2 079	1 904	2 171	2 121	2 062	1 968	1 997	2 004	1 916				24 632
	ventes prévues	2 079	1 904	2 171	2 121	2 038	1 974	2 030	2 053	2 004	2 043	2 016	2 198	
	écart	-	-	-	-	24	(5)	(33)	(49)	(89)				
Total	ventes réelles	19 444	16 787	16 565	13 687	12 099	11 337	11 486	11 752	11 152	12 770	14 642	17 986	170 352
	ventes prévues	19 444	16 787	16 565	13 687	12 160	11 446	11 734	11 867	11 263				
	écart	-	-	-	-	(62)	(109)	(249)	(115)	(111)				
Réseaux autonomes - D et DM	ventes réelles	31	26	19	16	15	16	15	13	9				210
	ventes prévues	31	26	19	16	14	12	12	11	11	15	19	25	
	écart	-	-	-	-	1	4	3	1	(2)				
Réseaux autonomes - G et à forfait	ventes réelles	9	9	7	6	6	6	6	6	6				88
	ventes prévues	9	9	7	6	7	6	6	6	6	7	8	9	
	écart	-	-	-	-	(1)	(0)	(1)	(0)	(1)				
Réseaux autonomes - G-9	ventes réelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0				4
	ventes prévues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	écart	-	-	-	-	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)				
Réseaux autonomes - M	ventes réelles	9	8	7	7	8	8	7	7	7				82
	ventes prévues	9	8	7	7	6	6	6	6	6	7	7	7	
	écart	-	-	-	-	2	2	1	1	1				
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	ventes réelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0				2
	ventes prévues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	écart	-	-	-	-	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)				
Réseaux autonomes - Total	ventes réelles	49	44	34	29	30	30	28	26	22				386
	ventes prévues	49	44	34	29	28	25	24	24	24	28	34	42	
	écart	-	-	-	-	2	5	4	2	(2)				
Total Ventes d'électricité du Distributeur	ventes réelles normalisées	19 494	16 831	16 599	13 716	12 128	11 367	11 513	11 778	11 174	12 799	14 675	18 027	170 738
	ventes prévues	19 494	16 831	16 599	13 716	12 189	11 471	11 759	11 891	11 287				
	écart	-	-	-	(0)	(60)	(104)	(245)	(113)	(113)				

Notes :
Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies.

TABLEAU R-5.5-B :
VENTES MENSUELLES PRÉVUES POUR L'ANNÉE TÉMOIN 2016 (GWh)

Catégorie de consommateurs	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	total annuel
D et DM	9 193	7 982	7 159	5 182	3 665	3 199	3 186	3 248	2 986	4 155	5 771	8 255	63 981
G et à forfait (T1, T2, T3)	1 121	1 005	933	737	655	634	661	658	611	674	808	1 034	9 532
G-9	100	93	89	76	71	69	65	70	72	79	90	91	963
M	3 011	2 829	2 764	2 411	2 371	2 337	2 404	2 457	2 345	2 443	2 577	2 819	30 768
LG	951	873	830	709	644	620	651	651	630	684	756	892	8 890
L	2 397	2 317	2 449	2 343	2 405	2 302	2 391	2 409	2 331	2 390	2 327	2 326	28 388
H	1	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	8
DT	346	328	316	238	174	159	161	165	146	203	273	363	2 872
Éclairage public et sentinelle	53	49	52	50	51	49	51	51	50	53	51	53	613
Contrats spéciaux	2 079	1 944	2 079	2 002	2 220	2 008	2 089	2 093	2 029	2 104	2 049	2 137	24 833
Total	19 251	17 420	16 669	13 748	12 257	11 379	11 660	11 802	11 200	12 785	14 704	17 972	170 849
Réseaux autonomes - D et DM	28	25	23	19	15	13	12	12	11	15	19	25	215
Réseaux autonomes - G et à forfait	10	9	9	8	7	7	6	6	6	7	8	9	93
Réseaux autonomes - G-9	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Réseaux autonomes - M	7	7	7	6	6	6	6	6	6	7	7	7	78
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Réseaux autonomes - Total	46	42	40	33	29	25	25	24	24	29	34	42	392
Total Ventes d'électricité du Distributeur	19 297	17 462	16 709	13 781	12 286	11 404	11 685	11 827	11 224	12 814	14 738	18 015	171 241

Notes :
Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies.

5.6 Veuillez déposer un tableau tel que celui de la référence (vi), cette fois pour les revenus des ventes (\$M) pour l'année historique 2014 ainsi que pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

Réponse :

- 1 Les revenus mensuels des ventes pour l'année historique 2014, l'année de
- 2 base 2015 et l'année témoin 2016 sont présentés aux tableaux R-5.6-A, R-5.6-B
- 3 et R-5.6-C, respectivement.

TABLEAU R-5.6-A :
REVENUS MENSUELS POUR L'ANNÉE HISTORIQUE 2014 (M\$)

Catégorie de consommateurs		janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	total annuel
D et DM	ventes réelles normalisées	682	568	499	369	297	253	245	258	223	317	426	627	4 766
	ventes prévues	655	551	510	389	285	252	251	253	237	320	434	615	4 752
	écart	28	17	(11)	(20)	12	1	(6)	5	(14)	(3)	(7)	12	14
G et à forfait (T1, T2, T3)	ventes réelles normalisées	122	104	96	84	68	70	69	69	58	62	77	99	977
	ventes prévues	117	102	100	77	67	65	68	67	63	69	80	103	979
	écart	4	2	(4)	6	1	5	0	1	(4)	(6)	(3)	(4)	(2)
G-9	ventes réelles	13	11	10	10	10	9	9	9	10	10	12	13	126
	ventes prévues	12	11	11	11	11	11	10	11	11	12	12	13	134
	écart	1	1	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(1)	(0)	(8)
M	ventes réelles normalisées	197	186	186	180	189	183	187	188	189	195	200	212	2 292
	ventes prévues	202	182	189	181	185	183	188	192	183	188	194	211	2 279
	écart	(5)	4	(3)	(1)	4	(0)	(1)	(4)	6	7	5	2	14
LG	ventes réelles normalisées	52	44	44	40	36	33	34	34	34	36	40	49	476
	ventes prévues	47	41	41	37	34	33	34	35	34	36	39	46	457
	écart	5	3	3	3	1	0	0	(1)	1	(0)	1	3	19
L	ventes réelles	119	112	123	119	125	120	122	122	120	121	115	119	1 437
	ventes prévues	117	109	118	116	120	114	120	121	117	120	116	116	1 403
	écart	2	3	5	3	5	6	1	1	4	1	(1)	3	34
H	ventes réelles	0	0	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	1
	ventes prévues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	écart	(0)	0	0	(0)	(0)	(0)	0	0	(0)	0	0	0	(0)
DT	ventes réelles normalisées	28	26	35	10	9	8	8	9	7	10	16	22	188
	ventes prévues	23	20	19	14	10	10	10	10	9	12	16	23	177
	écart	5	6	16	(4)	(1)	(2)	(2)	(1)	(2)	(2)	(0)	(1)	11
Éclairage public et sentinelle	ventes réelles	5	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	58
	ventes prévues	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	61
	écart	0	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(2)
Contrats spéciaux	ventes réelles	66	61	73	70	62	58	63	69	63	68	78	79	811
	ventes prévues	67	60	68	71	71	65	63	64	62	63	62	73	790
	écart	(0)	1	4	(1)	(9)	(7)	(1)	5	2	5	16	6	21
Total	ventes réelles	1 285	1 117	1 071	887	799	738	742	762	710	824	970	1 225	11 132
	ventes prévues	1 244	1 081	1 061	902	787	738	750	758	719	825	960	1 206	11 032
	écart	40	37	10	(15)	12	0	(9)	4	(9)	(1)	11	19	100
Réseaux autonomes - D et DM	ventes réelles	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	17
	ventes prévues	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	17
	écart	0	(0)	(0)	(0)	0	0	0	(0)	(0)	(0)	0	0	0
Réseaux autonomes - G et à forfait	ventes réelles	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	9
	ventes prévues	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10
	écart	0	(0)	(0)	(0)	(0)	0	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)
Réseaux autonomes - G-9	ventes réelles	0	0	0	(0)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ventes prévues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	écart	0	(0)	0	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Réseaux autonomes - M	ventes réelles	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7
	ventes prévues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
	écart	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	ventes réelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	ventes prévues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	écart	0	0	0	0	(0)	0	0	(0)	0	0	(0)	0	0
Réseaux autonomes - Total	ventes réelles	4	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	4	34
	ventes prévues	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	3	4	33
	écart	0	(0)	(0)	(0)	0	0	0	0	(0)	(0)	0	0	1
Total Ventes d'électricité du Distributeur	ventes réelles normalisées	1 289	1 120	1 075	890	802	741	744	764	712	826	974	1 229	11 166
	ventes prévues	1 248	1 084	1 064	905	790	740	753	760	722	827	962	1 209	11 065
	écart	40	36	10	(15)	12	1	(8)	4	(9)	(1)	11	20	101

Notes :
Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies.
Revenus prévus selon la décision D-2014-037.

TABLEAU R-5.6-B :
REVENUS MENSUELS PRÉVUS POUR L'ANNÉE DE BASE 2015 (M\$)

Catégorie de consommateurs		janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	total annuel
D et DM	ventes réelles normalisées	716	592	538	397	293	243	247	260	240			652	4 991
	ventes prévues	716	592	538	397	293	259	257	263	242	330	452		
	écart	-	-	-	-	0	(16)	(11)	(2)	(2)				
G et à forfait (T1, T2, T3)	ventes réelles normalisées	114	97	91	71	66	62	66	68	63			104	966
	ventes prévues	114	97	91	71	68	66	69	69	64	70	83		
	écart	-	-	-	-	(2)	(4)	(3)	(0)	(0)				
G-9	ventes réelles	16	13	12	9	9	10	9	11	10			12	133
	ventes prévues	16	13	12	9	10	10	9	10	10	11	12		
	écart	-	-	-	-	(1)	0	(0)	1	(0)				
M	ventes réelles normalisées	226	201	205	193	198	200	198	200	193			221	2 412
	ventes prévues	226	201	205	193	193	190	196	200	190	196	201		
	écart	-	-	-	-	5	10	2	0	3				
LG	ventes réelles normalisées	50	46	46	40	35	35	36	37	36			49	493
	ventes prévues	50	46	46	40	37	35	37	37	36	39	41		
	écart	-	-	-	-	(2)	(0)	(1)	0	(0)				
L	ventes réelles	123	113	124	119	121	117	120	121	116			117	1 431
	ventes prévues	123	113	124	119	121	117	122	122	118	120	117		
	écart	-	-	-	-	(1)	1	(2)	(1)	(2)				
H	ventes réelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	1
	ventes prévues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	écart	-	-	-	-	(0)	0	(0)	0	(0)				
DT	ventes réelles normalisées	25	29	26	16	6	8	6	10	8			23	195
	ventes prévues	25	29	26	16	10	9	10	10	9	12	16		
	écart	-	-	-	(0)	(4)	(1)	(3)	(0)	(0)				
Éclairage public et sentinelle	ventes réelles	5	5	5	5	5	5	5	5	5			6	62
	ventes prévues	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5		
	écart	-	-	-	-	(0)	0	(0)	(0)	(0)				
Contrats spéciaux	ventes réelles	81	72	80	74	76	74	74	73	69			80	899
	ventes prévues	81	72	80	74	74	74	63	76	74	76	75		
	écart	-	-	-	-	2	(0)	11	(3)	(5)				
Total	ventes réelles	1 355	1 168	1 128	924	809	754	761	785	740			1 264	11 582
	ventes prévues	1 355	1 168	1 128	924	812	765	768	790	747	859	1 002		
	écart	-	-	-	-	(3)	(11)	(7)	(5)	(6)				
Réseaux autonomes - D et DM	ventes réelles	3	2	2	1	1	1	1	1	1			2	17
	ventes prévues	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1		
	écart	-	-	-	-	0	0	0	0	(0)				
Réseaux autonomes - G et à forfait	ventes réelles	1	1	1	1	1	1	1	1	1			1	9
	ventes prévues	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	écart	-	-	-	-	(0)	0	(0)	0	(0)				
Réseaux autonomes - G-9	ventes réelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0
	ventes prévues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	écart	-	-	-	-	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)				
Réseaux autonomes - M	ventes réelles	1	1	1	1	1	1	1	1	1			1	7
	ventes prévues	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1		
	écart	-	-	-	-	0	0	0	0	0				
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	ventes réelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	1
	ventes prévues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	écart	-	-	-	-	(0)	0	0	0	0				
Réseaux autonomes - Total	ventes réelles	4	4	3	3	3	3	3	2	2			4	34
	ventes prévues	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	3		
	écart	-	-	-	-	0	1	0	0	(0)				
Total Ventes d'électricité du Distributeur	ventes réelles normalisées	1 360	1 172	1 131	927	812	757	764	787	742			1 267	11 616
	ventes prévues	1 360	1 172	1 131	927	815	767	770	792	749	861	1 005		
	écart	-	-	-	(0)	(3)	(10)	(6)	(5)	(7)				

Notes :
Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies.

TABLEAU R-5.6-C :
REVENUS MENSUELS PRÉVUS POUR L'ANNÉE TÉMOIN 2016 (M\$)

Catégorie de consommateurs	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	total annuel
D et DM	732	634	566	418	298	261	260	266	245	337	465	667	5 148
G et à forfait (T1, T2, T3)	112	101	95	77	69	67	69	69	64	71	84	106	983
G-9	13	12	11	10	10	10	9	10	10	11	12	12	130
M	234	216	217	197	198	195	201	205	195	200	206	226	2 490
LG	55	50	47	42	39	37	39	39	38	41	44	51	520
L	117	113	119	115	119	114	118	119	115	118	115	115	1 396
H	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
DT	24	22	19	14	10	9	9	10	8	12	16	22	176
Éclairage public et sentinelle	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6	5	6	65
Contrats spéciaux	74	71	76	73	79	73	76	76	74	76	74	77	899
Total	1 367	1 223	1 155	951	826	772	787	798	754	870	1 021	1 282	11 807
Réseaux autonomes - D et DM	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	17
Réseaux autonomes - G et à forfait	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
Réseaux autonomes - G-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Réseaux autonomes - M	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	6
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Réseaux autonomes - Total	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	3	4	34
Total Ventes d'électricité du Distributeur	1 371	1 227	1 159	954	829	774	790	800	756	872	1 024	1 286	11 841

Notes :
Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies.

PRÉVISION DES VENTES

6. **Référence :** Pièce B-0018, p. 9.

Préambule :

« Aux tarifs G, G9 et M, le Distributeur évalue respectivement à +320 GWh et +100 GWh l'impact de l'activité économique sur la croissance des ventes de 2015 et de 2016. La croissance réduite des ventes au secteur industriel PME pour 2016 découle du fait que la hausse des activités est plus importante dans les industries à faible intensité énergétique que dans les industries à plus forte intensité.

Outre les variables économiques, l'actualisation des variables de la normale climatique explique une baisse de 20 GWh des ventes entre 2014 et 2015 et une hausse de 40 GWh entre 2015 et 2016.

L'impact de l'année bissextile ajoute +80 GWh aux ventes de 2016 par rapport à celles de 2015.

Au tarif LG, la croissance prévue des ventes en 2016 se compare à celle de l'économie. »

Demandes :

6.1 Veuillez ventiler séparément, pour chacun des tarifs G, G-9, M et LG, l'impact de l'année bissextile 2016 de même celui de l'actualisation de la normale climatique sur la prévision des ventes pour l'année témoin 2016.

Réponse :

1 L'impact de l'année bissextile 2016 se partage entre 21 GWh au tarif G, 2 GWh
2 au tarif G-9 et 57 GWh au tarif M. Au tarif LG, l'impact de l'année bissextile est
3 de 30 GWh.

4 L'impact sur les ventes de l'actualisation de la normale climatique pour 2016
5 est de 20 GWh au tarif G et de 20 GWh au tarif M. Le Distributeur tient à
6 préciser que l'impact des conditions climatiques, dont celui de l'évolution de
7 la normale climatique, est avant tout modélisé par secteurs de consommation
8 puisque les clients de ces secteurs sont plus homogènes et partagent des
9 habitudes similaires quant au chauffage et à la climatisation des locaux.
10 Finalement, l'impact des conditions climatiques au tarif LG est minime.

6.2 Pour ces mêmes tarifs, veuillez élaborer davantage sur les prévisions des ventes du Distributeur pour l'année témoin 2016 en prenant soin de préciser les facteurs économiques de même que leurs impacts respectifs (en GWh) sur l'évolution des ventes de chacun des tarifs par rapport à l'année historique 2014 et l'année de base 2015.

Réponse :

11 Comme le Distributeur l'a indiqué à la pièce citée en référence, la croissance
12 au tarif LG est essentiellement attribuable à la croissance économique, soit
13 90 GWh tant pour 2015 que pour 2016.

14 La croissance des ventes par tarifs s'explique surtout par le transfert de
15 clients du tarif G vers le tarif M en vertu des dispositions liées à l'élimination
16 de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif G introduites en avril 2014
17 (article 3.8 des Tarifs). Le Distributeur a déposé en réponse à la question 2.3
18 de la FCEI⁹ la prévision du nombre d'abonnements par tarifs. Ainsi, en 2015, le
19 nombre d'abonnements au tarif M augmente de 2 129 alors qu'il diminue de
20 1 517 au tarif G. En 2016, la croissance prévue du nombre d'abonnements au
21 tarif M est de 1 198 alors que le nombre d'abonnements est presque stable au
22 tarif G.

23 En ce qui concerne l'impact des variables économiques pour les tarifs G, G-9
24 et M, tout comme pour les impacts climatiques, le Distributeur tient à préciser
25 que la prévision des ventes est avant tout effectuée par secteurs de
26 consommation selon les déterminants économiques puisque les clients de
27 ces secteurs sont homogènes, partagent les mêmes usages et ont des
28 comportements similaires quant à ces usages. Les ventes prévues par
29 secteurs sont par la suite réparties par tarifs. Le Distributeur n'est donc pas
30 en mesure d'isoler l'impact économique de la croissance des ventes par
31 tarifs.

⁹ Voir la pièce HQD-16, document 4 (B-0079).

1 Le Distributeur a énoncé, en réponse à la question 3.3 de la FCEI¹⁰, que les
2 changements structurels et la baisse des intensités énergétiques, au secteur
3 Industriel PME, engendrent une croissance faible des ventes d'électricité, en
4 dépit de l'évolution historique et prévisionnelle à la hausse du PIB
5 manufacturier. L'impact économique de ce phénomène est une décroissance
6 de 25 GWh en 2015 et une faible croissance de 10 GWh en 2016.

7 En conséquence, l'essentiel de l'effet des variables économiques se fait sentir
8 sur les ventes au secteur Commercial et institutionnel, soit une croissance de
9 350 GWh en 2015 et de 40 GWh en 2016. Cette croissance est plus importante
10 pour les clients au tarif M que pour ceux au tarif G.

COÛTS ÉVITÉS

7. **Références :**
- (i) Pièce B-0068, p. 37;
 - (ii) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028. P. 24;
 - (iii) Dossier R-3925-2015, pièce B-0014, p. 9;
 - (iv) Dossier R-3864-2013, pièce B-0100, p. 8.

Préambule :

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

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

Le Distributeur détermine ainsi que le signal de coût évité de la puissance à long terme correspond au coût moyen de la combinaison d'offres qui minimise les coûts de l'A/O 2015-01, soit 106 \$/kW-an.

[...]

Le recours à un coût générique d'une turbine à gaz de type « peaker » (maintenant évalué entre 114 \$ et 149 \$/kW-an) constitue toujours une solution alternative à la détermination d'un signal de coût évité de puissance. » [nous soulignons]

(ii) « [62] *Le coût évité de 40 \$/kW-hiver utilisé par le Distributeur au dossier R-3677- 2008 était basé sur le coût d'une nouvelle turbine à gaz estimé à 80 \$/kW-an, ainsi que sur l'hypothèse que 50 % de la production de l'installation lui serait dédiée alors que l'autre*

¹⁰ Voir la pièce HQD-16, document 4 (B-0079).

moitié le serait aux marchés voisins qui ont une pointe en été, tels que New York et la Nouvelle-Angleterre. »

(iii) Réponse à la demande de renseignements no 1 de la Régie :

5.1 *Considérant que les coûts et frais indiqués aux références précédentes sont en \$/kWan, veuillez préciser si des livraisons de puissance ou d'énergie auront lieu à l'extérieur des mois d'hiver.*

Réponse :

L'Entente avec TCE permet de garantir des livraisons afin de répondre à la croissance des besoins de pointe en période d'hiver, de même qu'à des aléas de la demande (principalement climatiques). L'Entente avec Gaz Métro garantit un approvisionnement en gaz naturel pour des livraisons de 100 heures par hiver. Entre 100 et 300 heures par hiver, les livraisons de la centrale de TCE sont garanties. Toutefois, le recours à la centrale de TCE au delà de la centième heure sera tributaire, entre autres, du coût du gaz naturel sur le réseau de Gaz Métro. Au-delà des 300 heures et durant l'été, la centrale de TCE pourrait livrer de l'électricité sur une base non ferme. [nous soulignons].

(iv) Dans le Plan d'approvisionnement 2014-2023, le Distributeur justifiait le besoin d'un appel d'offre pour de la puissance à long terme et indiquait entre autre :

« Le Distributeur rappelle qu'il doit procéder à l'acquisition de moyens de puissance afin d'assurer le respect du critère de fiabilité du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage n'excède pas 0,1 jour par année. Le respect de ce critère implique la disponibilité de ressources en puissance pendant toute l'année, et non uniquement en période hivernale. Ainsi, certains moyens contribuent toute l'année alors que d'autres, comme l'électricité interruptible et les produits de puissance UCAP, contribuent spécifiquement pendant les mois d'hiver. La contribution des moyens de fine pointe, comme les produits de puissance UCAP, peut en effet être limitée à quelques mois en hiver dans la mesure où d'autres moyens sont présents toute l'année ». [nous soulignons]

Demandes :

7.1 Veuillez confirmer que le coût évité en puissance de long terme mentionné à la référence (i) était de 45 \$/kW-hiver, basé sur le coût d'une nouvelle turbine à gaz estimé à 90 \$/kW-an ainsi que sur l'hypothèse que 50 % de la production de l'installation serait dédiée au Distributeur alors que l'autre moitié le serait aux marchés voisins qui ont une pointe en été comme indiqué à la référence (ii).

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

7.2 Veuillez commenter l'opportunité que dans un prochain appel d'offres en puissance que l'exigence liée à la disponibilité soit réduite à la seule période d'hiver, soit du 1^{er} décembre au 31 mars de l'année suivante.

Réponse :

1 **Les exigences et caractéristiques d'un prochain appel d'offres dépendront**
2 **des besoins en puissance du Distributeur au moment de son lancement. Le**
3 **Distributeur n'est pas en mesure, pour le moment, de juger de l'opportunité de**
4 **limiter la disponibilité de la puissance à la seule période hivernale.**

7.3 La Régie comprend, à partir des références (iii) et (iv), que les exigences du Distributeur que la centrale de TCE puisse livrer de l'énergie en été (référence (iii)) et que la puissance acquise par l'appel d'offres A/O 2015-01 soit disponible toute l'année (référence (iv)) sont motivées par l'obligation de respecter le critère du NPCC mentionné à la référence (iv). Veuillez confirmer ou infirmer et élaborer.

Réponse :

5 **Le critère de fiabilité porte sur l'ensemble de l'année et non pas uniquement**
6 **sur la pointe d'hiver. De ce fait, même si certaines ressources sont utilisées**
7 **ponctuellement pendant l'hiver, d'autres sont appelées à contribuer toute**
8 **l'année. Ainsi, la présence en tout temps d'un moyen de puissance contribue**
9 **à assurer la fiabilité des approvisionnements. La puissance de long terme**
10 **acquise par l'appel d'offres A/O 2015-01 est donc requise toute l'année.**

7.4 Veuillez expliquer si un changement de critère du NPCC est intervenu cette année faisant en sorte que le Distributeur doive maintenant fixer comme coût évité en puissance le coût d'un équipement disponible toute l'année alors qu'auparavant il pouvait réduire ce coût évité de 50 % en ne considérant que ses besoins en hiver.

Réponse :

11 **Le Distributeur confirme qu'il n'y a pas eu de changement du critère de**
12 **fiabilité du NPCC.**

13 **Voir également la réponse à la question 7.3.**

APPROVISIONNEMENTS

8. **Références :** (i) Pièce B-0023, p. 11;
 (ii) Rapport annuel 2014 du Distributeur, pièce HQD-3, doc. 2.1, p.3;
 (iii) Pièce B-0023, p. 17.

Préambule :

(i) Dans le tableau 6 : Coût des approvisionnements postpatrimoniaux, le Distributeur indique, pour l'année historique 2014, un montant de 7,7 M\$ versés en crédit aux participants de l'option d'électricité interruptible.

(ii) « [...], pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2014, des crédits de 12,5 M\$ ont été versés aux clients participants. »

(iii) Tableau A-1 - Volumes et coût des approvisionnements postpatrimoniaux.

Demandes :

8.1 Veuillez concilier les montants versés en crédit aux participants de l'option d'électricité interruptible des références (i) et (ii).

Réponse :

1 **La référence (i) présente seulement les crédits fixes versés aux participants**
2 **de l'option alors que la référence (ii) inclut aussi les crédits variables.**

8.2 Veuillez élaborer sur la croissance des coûts des approvisionnements postpatrimoniaux en puissance observés entre l'année historique 2014, l'année de base 2015 et l'année témoin 2016. Veuillez également ventiler le coût de la puissance, selon les contrats d'approvisionnements du Distributeur, sous la forme du tableau de la référence (iii).

Réponse :

3 **Le tableau R-8.2 présente l'information demandée.**

**TABLEAU R-8.2 :
DÉTAIL DES ACHATS DE PUISSANCE (M\$)**

	2014	2015	2016
Achats de puissance	18,4	31,1	43,5
dont options d'électricité interruptible	7,7	12,8	11,1
dont nouvelles interventions en GDP	0,0	2,3	8,8
Achats de puissance CT (UCAP)	10,6	15,9	23,6

4 **L'évolution des coûts des achats de puissance témoigne des moyens que le**
5 **Distributeur déploie afin de faire face à la croissance des besoins en**
6 **puissance.**

7 **Options d'électricité interruptible : En 2014, les modalités de ces options**
8 **tarifaires ont été bonifiées (D-2014-169) afin d'accroître la contribution des**
9 **participants et d'en attirer de nouveaux.**

10 **Nouvelles interventions en GDP : L'évolution des coûts est liée au**
11 **déploiement des nouveaux moyens visant une réduction de la demande en**
12 **puissance.**

13 **Achats de puissance CT (UCAP) : La croissance des coûts est essentiellement**
14 **liée aux besoins croissants de MW additionnels nécessaires pour assurer la**
15 **fiabilité des approvisionnements.**

9. **Référence :** Pièce B-0023, p. 5.

Préambule :

« Conséquemment, le volume d'électricité patrimoniale inutilisée est actuellement évalué à 7,3 TWh, en baisse de 0,2 TWh par rapport à la prévision reconnue par la Régie dans la décision D-2015-018, alors que les approvisionnements postpatrimoniaux sont réévalués à 17,9 TWh, en hausse de 4,1 TWh. Cette hausse des approvisionnements postpatrimoniaux provient principalement d'achats d'énergie de court terme (3,2 TWh), des livraisons additionnelles du contrat cyclable (0,4 TWh) et des rappels d'énergie (0,5 TWh).

La hausse des besoins prévus de 4,2 TWh pour l'année 2015 amène le Distributeur à planifier des rappels de 400 MW en décembre 2015, pour une contribution en énergie de 0,3 TWh en décembre. ».

Demandes :

9.1 Veuillez détailler les quantités d'énergie rappelée de la référence (i).

Réponse :

1 **Le Distributeur a rappelé 300 MW en février 2015 et, au moment du dépôt du**
2 **dossier, planifiait rappeler 400 MW en décembre 2015, soit des contributions**
3 **en énergie de 0,2 TWh et de 0,3 TWh, respectivement.**

4 **Le Distributeur rappelle toutefois 200 MW supplémentaires, acceptés par**
5 **Hydro-Québec Production en septembre 2015, pour un total de 600 MW en**
6 **décembre 2015, soit une contribution en énergie de 0,4 TWh.**

9.2 Advenant que d'autres rappels d'énergie ont été effectués en 2015, veuillez préciser les quantités d'énergie, les périodes des livraisons ainsi que les prix payés pour la puissance associée aux retours d'énergie le cas échéant. Veuillez de même élaborer sur la nature des besoins justifiant ces rappels.

Réponse :

7 **Le prix payé pour la puissance des retours d'énergie du mois de février 2015 a**
8 **été déterminé selon l'article 2.2.11 des Conventions d'énergie différée, soit le**
9 **prix résultant du dernier encan mensuel de puissance pour le *New York Rest***
10 ***of State* du NYISO qui fut de 2,60 \$US/kW-mois pour février 2015.**

11 **Le Distributeur a utilisé les rappels de février afin de diminuer la pression,**
12 **imposée par la hausse des besoins au mois de janvier, sur l'allocation des**
13 **plus grands bâtonnets patrimoniaux.**

9.3 Veuillez préciser la nature des besoins qui justifient un rappel d'énergie de 400 MW en décembre 2015 et aucun rappel d'énergie pour les mois de janvier et février 2016.

Réponse :

1 Le Distributeur optimise ses coûts en maximisant l'allocation de ses plus
2 grands bâtonnets durant les mois d'hiver. Une fois ces bâtonnets utilisés, le
3 Distributeur doit avoir recours à des achats additionnels, soit en effectuant
4 des rappels lorsque les besoins sont fermes, soit en réalisant des achats de
5 court terme. De plus, le Distributeur rappelle que l'énergie patrimoniale
6 inutilisée au cours d'une heure donnée ne peut être déplacée à des heures où
7 le Distributeur a des besoins.

8 Les rappels de décembre 2015 sont essentiellement dus aux fortes demandes
9 auxquelles le Distributeur a fait face aux mois de janvier, février et mars 2015
10 et à l'allocation des bâtonnets patrimoniaux qui en résultent. Les rappels
11 d'énergie de décembre 2015 permettent de réduire les achats prévus sur les
12 marchés de court terme du Distributeur et de diminuer son risque
13 d'exposition au marché dans l'éventualité d'un mois de décembre plus froid
14 que la normale.

15 Pour 2016, l'étude de la demande prévisionnelle et des moyens
16 d'approvisionnement du Distributeur ne montre pas de besoins fermes en
17 énergie pour les mois de janvier et février 2016 (nouvelle année patrimoniale).

9.4 En se basant sur les questions précédentes et au préambule, considérant le volume
d'électricité patrimoniale inutilisée, veuillez justifier le choix du Distributeur d'avoir
recours aux Conventions d'énergie différée plutôt qu'à de l'électricité patrimoniale pour
2015.

Réponse :

18 Voir la réponse à la question 9.3.

9.5 Veuillez préciser si le choix du Distributeur de rappeler de l'énergie en décembre 2015
est tributaire au processus d'allocation des « bâtonnets » patrimoniaux.

Réponse :

19 Voir les réponses aux questions 9.1 et 9.3.

10. **Références :** (i) Dossier R-3905-2014 Phase 1, pièce B-0005, p. 6;
(ii) Pièce B-0075, p. 3 à 5;
(iii) Pièce B-0023, p. 10.

Préambule :

(i) « L'augmentation des coûts d'approvisionnement, principalement liée à la mise en
service des parcs éoliens découlant des programmes d'achats dictés par le gouvernement
du Québec, contribue pour 2,1 % à l'ajustement tarifaire. »

(ii) Réponses aux questions 1.1, 1.2, 2.1 et 2.2 de la demande de renseignements n°3 de la Régie.

(iii) « *Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux en 2016 s'élève à 1 591 M\$, ce qui correspond à un coût moyen de 104,4 \$/MWh. Il s'agit d'une hausse de 156 M\$ par rapport au montant approuvé par la Régie dans la décision D-2015-018 pour l'année 2015. Cette hausse est essentiellement attribuable aux contrats de long terme, particulièrement ceux découlant des blocs d'énergie renouvelable (biomasse, éolien et petites centrales hydroélectriques), dont le coût augmente de 161 M\$ par rapport au montant approuvé pour l'année 2015.* » [nous soulignons]

Demandes :

10.1 Pour l'année historique 2014, l'année de base 2015 et l'année témoin 2016, veuillez chiffrer le coût (M\$) de l'énergie d'une part et de la puissance d'autre part que le Distributeur aurait dû acheter pour remplacer l'électricité acquise auprès des parcs éoliens, pour fins de comparaisons, toutes choses égales par ailleurs.

Réponse :

1 **Le Distributeur souligne que l'électricité provenant des parcs éoliens, des**
2 **centrales de biomasse et des petites centrales hydroélectriques est acquise**
3 **en vertu de contrats issus de blocs d'énergie déterminés par le gouvernement**
4 **du Québec. Ces contrats d'approvisionnement sont généralement d'une durée**
5 **de 20 ans et ont tous été approuvés par la Régie. Renoncer aux livraisons et**
6 **aux coûts de cette électricité n'est pas à la portée du Distributeur et ne peut**
7 **faire partie d'aucune stratégie d'approvisionnement.**

8 **Dans un scénario où le Distributeur pourrait suspendre les livraisons**
9 **d'électricité de ces projets d'énergie renouvelable, il pourrait accroître**
10 **l'utilisation du volume d'électricité patrimoniale et devrait avoir recours à**
11 **davantage d'énergie et de puissance en hiver à partir d'une combinaison de**
12 **moyens à sa disposition (notamment la centrale de TCE, les retours d'énergie**
13 **différée, le contrat cyclable, les marchés de court terme et les mesures**
14 **d'efficacité énergétique).**

10.2 Veuillez refaire l'exercice de la question précédente pour l'électricité provenant de la biomasse et des petites centrales hydroélectriques.

Réponse :

15 **Voir la réponse à la question 10.1.**

10.3 Veuillez calculer le coût des approvisionnements postpatrimoniaux découlant des blocs d'énergie renouvelable (biomasse, éolien et petites centrales hydroélectriques), en énergie et en puissance, net des coûts calculés dans les précédentes questions. Veuillez également fournir l'impact net en pourcentage des ajustements tarifaires pour l'année historique 2014, l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 10.1.**

- 11. Références :** (i) Pièce B-0023, p. 12;
(ii) Pièce B-0079, p. 59.

Préambule :

(i) « Le coût moyen des approvisionnements de court terme en 2014 a été supérieur d'environ 29 \$/MWh au prix associé au marché de référence. Cet écart est dû aux achats de court terme que le Distributeur a réalisés durant certaines heures sur les marchés autres que celui de New York. Les achats ont dépassé la capacité de l'interconnexion du marché de référence (1 100 MW) pour près de la moitié des heures. Ces achats sur les autres marchés ont été effectués à des prix qui étaient supérieurs à celui du marché de référence. »

(ii) Réponse du Distributeur à la question 18.11 de la demande de renseignements de la FCEI :

« Un évènement réseau a eu pour conséquence des achats d'urgence sur plusieurs marchés avoisinants pour fournir l'électricité à la charge québécoise. Ces achats ont été effectués à des prix supérieurs aux prix du DAM de NYISO. »

Demandes :

11.1 Veuillez élaborer davantage sur les différents motifs qui ont fait en sorte que le coût moyen des approvisionnements de court terme en 2014 a été supérieur d'environ 29 \$/MWh au prix associé au marché de référence (référence (i)).

Réponse :

2 **Le Distributeur rappelle qu'il ne peut effectuer tous les achats de court terme**
3 **au prix du marché de référence sur une base horaire, car la capacité**
4 **d'importation disponible provenant de ce marché est d'environ 1 100 MW.**
5 **Lorsque les achats de court terme à effectuer sont supérieurs à la capacité du**
6 **marché de référence, le Distributeur peut être en position de devoir acquérir**
7 **des quantités dont le prix dépasse celui du marché de référence. Ces**
8 **quantités peuvent provenir directement du marché de la Nouvelle-Angleterre**
9 **ou de contreparties qui ont un coût d'opportunité basé sur ce marché.**

11.2 Veuillez élaborer sur « l'évènement réseau » dont le Distributeur fait état dans la référence (ii).

Réponse :

10 **L'évènement réseau est attribuable au déclenchement d'un mécanisme de**
11 **protection sur deux lignes de transport en provenance de la Baie-James. Ce**

1 déclenchement est la résultante d'une action externe au réseau
2 d'Hydro-Québec¹¹.

3 Le Distributeur rappelle¹² qu'il a acheté de l'énergie d'urgence de tous les
4 marchés avoisinants. Les exportations ont été redirigées dans la zone de
5 TransÉnergie dans le but d'assurer la fiabilité des approvisionnements et
6 éviter davantage de délestage de la clientèle québécoise. En situation
7 d'urgence, les achats d'énergie peuvent être effectués par le Transporteur ou
8 Hydro-Québec Production qui agissent comme intermédiaires.

- 12. Références :**
- (i) Pièce B-0023, p. 7;
 - (ii) Pièce B-0023, p. 10;
 - (iii) Dossier 3925-2015, pièce B-0038, p. 4.

Préambule :

- (i) Tableau 3 – Besoins en puissance.
- (ii) Tableau 5 – Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance.
- (iii) Tableau R-1.1 – Bilan en puissance (mise à jour).

Demandes :

12.1 Veuillez concilier les besoins en puissance ainsi que les taux de réserve du Distributeur pour l'hiver 2015-2016 des références (i) et (iii).

Réponse :

9 **La différence entre les deux bilans en référence est expliquée uniquement par**
10 **la mise à jour du niveau de la réserve requise. Le Distributeur procède**
11 **annuellement à la révision de la réserve requise dans le cadre du dossier**
12 **tarifaire et, au besoin, dans le cadre des plans d'approvisionnement ou des**
13 **états d'avancement.**

14 **Dans le présent dossier, cette révision a engendré une diminution de la**
15 **réserve requise de 229 MW pour la pointe 2015-2016 par rapport au dossier**
16 **R-3925-2015, dans lequel les taux de réserve correspondaient à ceux de l'État**
17 **d'avancement 2014. Le tableau R-12.1 présente le détail des écarts entre les**
18 **deux dossiers.**

¹¹ <http://ici.radio-canada.ca/regions/montreal/2015/06/03/004-normand-dube-accusations-criminelles-panne-electricite.shtml>

¹² Voir la réponse à la question 18.12 de la FCEI à la pièce HQD-16, document 4 (B-0079) et la lettre du Distributeur du 29 octobre 2015 (B 0092).

**TABLEAU R-12.1 :
DÉTAIL DES ÉCARTS (MW)**

	R-3925-2015	R-3933-2015	Écart
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	38 049	38 049	
plus réserve requise	3 752	3 523	-229
Taux de réserve	9,9%	9,3%	
moins électricité patrimoniale	37 442	37 442	
BESOINS POSPATRIMONIAUX	4 359	4 130	
Approvisionnements postpatrimoniaux	3 807	3 807	
Puissance additionnelle requise	552	323	-229
Arrondi à 50 MW près	550	300	-250

12.2 Veuillez concilier les besoins postpatrimoniaux en puissance des références (i), (ii) et (iii).

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 12.1.

AUTRES CHARGES DIRECTES

13. Référence : Pièce B-0075, p. 49, tableau R-26.1.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-26.1, l'évolution des charges reliées aux « Services professionnels et autres » pour les années 2014 à 2016.

**TABLEAU R-26.1 :
ÉVOLUTION DES CHARGES RELIÉES AUX « SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES » (M\$)**

	2014 Année historique	2015 D-2015-018	2015 Année de base	2016 Année témoin
Activités de base	70,8	54,6	70,7	72,7
Éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	21,0	34,2	37,5	35,5
Services professionnels et autres	91,8	88,8	108,2	108,2

Demande :

13.1 Veuillez compléter le tableau R-26.1, en fournissant pour la période 2010 à 2016 les données suivantes :

- les activités de base;
- le détail par composante des éléments spécifiques;
- le détail par composante des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers;
et en comparant les données réelles, les données de l'année témoin et celles reconnues par la Régie. Veuillez présenter également les écarts et expliquer les écarts importants.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-13.1 présente l'évolution des charges reliées aux « Services**
2 **professionnels et autres » par types d'activités pour les années 2010 à 2016.**

TABLEAU R-13.1 :
ÉVOLUTION DES CHARGES RELIÉES AUX « SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES » PAR TYPES D'ACTIVITÉS (M\$)

Services professionnels et autres	2010				2011				2012			
	Année témoin ajustée	D-2010-022 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2011-028 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2012-024 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision
Activités de base	60,6	61,3	60,9	(0,4)	71,4	67,9	68,1	0,2	68,6	65,6	60,0	(5,6)
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	7,2	7,2	6,6	(0,6)	11,5	11,5	8,9	(2,6)	54,0	45,5	27,0	(18,5)
<i>Stratégie clientèle à faible revenu</i>	0,5	0,5	0,2	(0,3)	0,5	0,5	0,1	(0,4)	1,5	0,8	0,1	(0,7)
<i>Sécurité cybermétique</i>	0,4	0,4		(0,4)				0,0				0,0
<i>Inspection de poteaux</i>	6,3	6,3	6,4	0,1	11,0	11,0	8,8	(2,2)	15,0	15,0	10,9	(4,1)
<i>Interventions en efficacité énergétique</i>				0,0				0,0	37,5	29,7	16,0	(13,7)
Éléments spécifiques	4,8	4,8	0,8	(4,0)	6,9	3,0	0,8	(2,2)	14,4	14,4	2,1	(12,3)
<i>Transport collectif</i>	1,2	1,2	0,5	(0,7)	2,5	2,5	0,5	(2,0)	0,8	0,8	0,3	(0,5)
<i>Automatisation du réseau</i>	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2		(0,2)	0,2	0,2	0,1	(0,1)
<i>Ajouts de condensateurs</i>	0,2	0,2		(0,2)	0,3	0,3		(0,3)				0,0
<i>Progiciel GE Smallworld</i>	0,3	0,3	0,1	(0,2)			0,1	0,1				0,0
<i>Protection environnement</i>				0,0	3,9			0,0				0,0
<i>Systèmes Clientèle</i>	3,0	3,0		(3,0)				0,0				0,0
<i>OSC</i>				0,0			0,2	0,2	0,5	0,5		(0,5)
<i>LAD Phase 1</i>				0,0				0,0	12,9	12,9	1,7	(11,2)
<i>LAD Phases 2 et 3</i>				0,0				0,0				0,0
Services professionnels et autres	72,6	73,3	68,3	(5,0)	89,8	82,4	77,8	(4,6)	137,0	125,5	89,1	(36,4)

Services professionnels et autres	2013				2014				2015			2016	
	Année témoin ajustée	D-2013-037 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2014-037 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin	D-2015-018	Année de base	Écart Année de base vs Décision	Année témoin
Activités de base	79,1	75,5	58,1	(17,4)	53,0	48,3	70,8	22,5	64,6	54,6	70,7	16,1	72,7
Activités de base avec facteurs	35,9	35,9	23,8	(12,1)	34,2	34,2	20,4	(13,8)	33,4	33,4	34,0	0,6	34,7
<i>Coût de retraite</i>				0,0				0,0				0,0	
<i>Stratégie clientèle à faible revenu</i>	0,2	0,2	0,1	(0,1)	0,2	0,2	0,1	(0,1)	0,2	0,2	0,2	0,0	0,2
<i>Sécurité cybermétique</i>				0,0				0,0				0,0	
<i>Inspection de poteaux</i>	14,4	14,4	10,6	(3,8)	14,4	14,4	10,3	(4,1)	13,5	13,5	12,7	(0,8)	13,5
<i>Mauvaises créances</i>				0,0				0,0				0,0	
<i>Interventions en efficacité énergétique</i>	21,3	21,3	13,1	(8,2)	19,6	19,6	10,0	(9,6)	19,7	19,7	21,1	1,4	21,0
Éléments spécifiques	6,4	6,4	0,5	(5,9)	11,1	5,0	0,6	(4,4)	0,8	0,8	3,5	2,7	0,8
<i>Transport collectif</i>			0,1	0,1				0,0				0,0	
<i>Automatisation du réseau</i>	0,1	0,1		(0,1)	0,1	0,1		(0,1)				0,0	
<i>Ajouts de condensateurs</i>				0,0				0,0				0,0	
<i>Progiciel GE Smallworld</i>				0,0				0,0				0,0	
<i>Protection environnement</i>				0,0				0,0				0,0	
<i>Systèmes Clientèle</i>				0,0				0,0				0,0	
<i>OSC</i>	1,1	1,1		(1,1)				0,0				0,0	
<i>LAD Phase 1</i>	5,2	5,2	0,4	(4,8)	4,9	4,9	0,4	(4,5)				0,0	
<i>LAD Phases 2 et 3</i>				0,0	6,1		0,2	0,2	0,8	0,8	3,5	2,7	0,8
Services professionnels et autres	121,4	117,8	82,4	(35,4)	98,3	87,5	91,8	4,3	98,8	88,8	108,2	19,4	108,2

Éléments spécifiques

Les écarts observés pour les éléments spécifiques sont principalement en lien avec le projet LAD :

- Pour 2012, l'écart favorable s'explique par le report du début du projet ;
- Pour les années 2013 et 2014, l'utilisation d'outils de formation développés pour les activités de base et la révision à la baisse du nombre de ressources supplémentaires requises dans les activités de communication ont contribué à la diminution des charges ;
- Pour 2015, le recensement des compteurs de nouvelle génération installés à l'extérieur afin de vérifier s'ils respectent les normes de la Régie du bâtiment du Québec explique la hausse des charges.

Activités de base avec facteur d'indexation particulier

Les écarts observés en ce qui concerne les activités de base avec facteur d'indexation particulier sont principalement en lien avec les charges liées aux « Interventions en efficacité énergétique » et au programme « Inspection de poteaux » :

- « Interventions en efficacité énergétique » : De façon générale, pour les années 2012 à 2014, les écarts s'expliquent par une diminution de la demande pour certains programmes et par le report d'autres programmes ou activités par rapport à ce qui avait été prévu ;

Toutefois, comme mentionné en réponse à la question 26.3 de la demande de renseignement n° 3 de la Régie¹³, les besoins présentés à l'année témoin 2016 sont toujours au bon niveau, considérant entre autres le déploiement du nouveau programme *Charges interruptibles résidentielles* en 2016.

- « Inspection de poteaux » : Comme expliqué en réponse à la question 17.1 de la demande de renseignement n° 3 de la Régie¹⁴, les écarts observés pour les années 2011 à 2014 s'expliquent principalement par :
 - Un coût unitaire moins élevé puisque les poteaux inspectés étaient en meilleur état que ce qui était prévu et que les inspections en milieux urbains ont été priorisées ;
 - Un nombre inférieur de poteaux inspectés dû à la réaffectation des ressources opérationnelles associées au programme pour la

¹³ Pièce HQD-16, document 1.2 (B-0075).

¹⁴ Idem.

1 réalisation d'autres activités en raison de contraintes liées à la
2 capacité de réalisation et de la gestion des priorités du réseau.

3 Par contre, pour l'année 2015, le Distributeur a dépassé la cible fixée de
4 180 000 poteaux puisqu'il a inspecté 183 438 poteaux au 31 octobre.
5 Pour 2016, le Distributeur maintient sa cible de 193 000 poteaux afin de
6 rattraper le retard des dernières années.

7 Également, à partir de 2015, l'échantillonnage touche en plus grande
8 partie le milieu rural, où les poteaux sont plus vieux et nécessitent plus
9 souvent une inspection complète.

10 **Activités de base**

11 Les charges associées aux activités de base pour l'année de base 2015 et
12 l'année témoin 2016 ont été établies en fonction des besoins du Distributeur
13 et sont comparables aux coûts réels de 2014. De plus, le niveau des charges
14 établi pour les années 2015 et 2016 est comparable à la moyenne historique
15 des années 2010 à 2014 de près de 64 M\$, ajustée des coûts prévus en 2015 et
16 2016 pour la mise en conformité des parcs à carburant.

14. Référence : Pièce B-0075, p. 49 et 50.

Préambule :

En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-26.3, la prévision neuf mois réels et trois mois projetés (9-3) pour l'année 2015 des « Services professionnels et autres » selon les « Activités de bases » et les « Éléments spécifiques ».

TABLEAU R-26.3
RÉEL ET PROJECTION DES
« SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES » (M\$)

	2015		
	Neufs mois réels	Trois mois projetés	Total
Activités de base	39,8	30,9	70,7
Éléments spécifiques	17,1	13,4	30,5
Total	56,9	44,3	101,2

Il explique que : « [...] La prévision de 101,2 M\$ est la somme de 56,9 M\$ pour les neuf mois réels de l'année 2015 et de 44,3 M\$ pour les trois mois projetés. Historiquement, les charges totales des trois derniers mois de l'exercice financier sont d'environ 30 M\$. L'écart s'explique par un montant de l'ordre de 14 M\$ de charges prévues en « Services professionnels et autres » dont les services seront réalisés par des fournisseurs internes et imputés en facturation interne. »

Demandes :

14.1 Veuillez présenter l'historique des « Services professionnels et autres » des trois derniers mois de l'exercice financier de 2010 à 2014. Veuillez expliquer les résultats.

Réponse :

1 **Le tableau R-14.1 présente l'information demandée pour les années 2010 à**
2 **2015.**

TABLEAU R-14.1 :
RÉEL ET PROJECTION DES
« SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES » (M\$)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Réel au 30 sept.	38,2	48,0	54,4	53,8	57,3	56,9
Réel/Prévision 3 mois	30,1	29,8	34,7	28,6	34,5	44,3
Total	68,3	77,8	89,1	82,4	91,8	101,2

3 **La moyenne des charges totales pour les trois derniers mois des exercices**
4 **financiers 2010 à 2014 est de 31,5 M\$, comparativement à environ 30 M\$**
5 **prévus en 2015 en excluant 14 M\$ de charges provenant de services effectués**
6 **par des fournisseurs internes, soit :**

- 7 • **les coûts de mise en conformité de quatre cours à poteaux (7 M\$) ;**
- 8 • **les coûts de décontamination des deux déversements en réseaux**
9 **autonomes survenus en 2015 (4 M\$) ;**
- 10 • **les coûts de mise en conformité des parcs à carburant dans les**
11 **centrales en réseaux autonomes (3 M\$).**

12 **La prévision pour les trois derniers mois de 2015 est donc comparable à la**
13 **moyenne historique de 2010 à 2014.**

14.2 Veuillez expliquer l'écart au montant de l'ordre de 14 M\$ de charges prévues en
« Services professionnels et autres » dont les services seront réalisés par des
fournisseurs internes et imputés en facturation interne.

Réponse :

14 **La prévision des charges de services partagés ne comprend que les montants**
15 **prévus selon les ententes client - fournisseur. Le Distributeur prévoit, à la**
16 **rubrique « Services professionnels et autres », les services qui seront rendus**
17 **par les fournisseurs internes mais pour lesquels aucune entente client -**
18 **fournisseur n'est prévue. Les coûts réels sont constatés dans les charges de**
19 **services partagés, et donc ne font pas partie de l'historique des charges**
20 **réelles des trois derniers mois de l'exercice financier.**

14.3 Veuillez expliquer pourquoi la nature des charges au montant de 14 M\$ ne fait pas partie de l'historique des charges totales des trois derniers mois de l'exercice financier évaluées à environ 30 M\$.

Réponse :

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

CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

- 15. Références :** (i) Pièce B-0068, p. 55 et 56;
(ii) Pièce B-0029, p. 6, tableau 2.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-21-2, l'historique de l'ensemble des services partagés, incluant le détail par composantes de « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteur d'indexation particuliers » de 2010 à 2014 en comparant les données réelles à celles reconnues par la Régie. Il fournit également les explications des écarts importants.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 2, le sommaire des charges des services partagés pour la période 2014 à 2016, dont la rubrique « Groupe Technologie » :

Année historique 2014 :	226,9 M\$
D-2015-018 :	240,9 M\$
Année de base 2015 :	231,2 M\$
Année témoin 2016 :	230,5 M\$

Demande :

15.1 Veuillez présenter sous forme de tableau, l'évolution des charges liées au « Groupe technologie » de 2010 à 2016, en fournissant les données suivantes :

- les activités de base;
- le détail par composante des éléments spécifiques;
- le détail par composante des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers;

et en comparant les données réelles, les données de l'année témoin et celles reconnues par la Régie. Veuillez également présenter les écarts et expliquer les écarts importants.

Réponse :

2 **Le tableau R-15.1 présente les informations demandées relatives au groupe**
3 **Technologie sur la période 2010-2016.**

TABLEAU R-15.1 :
CHARGES DE SERVICES PARTAGÉES – GROUPE TECHNOLOGIE – 2010 À 2016 (M\$)

GROUPE TECHNOLOGIE	Année 2010				Année 2011				Année 2012			
	Année témoin ajustée	D-2010-022 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2011-028 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin ajustée	D-2012-024 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision
CHARGES TOTALES AVEC RENDEMENT	220,0	220,0	215,5	(4,5)	232,5	226,4	217,9	(8,5)	243,2	243,2	227,7	(15,5)
Activités de base	209,6	209,6	196,8	(12,8)	219,0	212,9	197,4	(15,5)	216,8	216,8	195,3	(21,5)
<i>Rendement des fournisseurs</i>	7,7	7,7	7,9	0,2	8,5	8,5	7,8	(0,7)	4,7	4,7	3,5	(1,2)
<i>Activités de base (autres)</i>	201,9	201,9	188,9	(13,0)	210,5	204,4	189,6	(14,8)	212,1	212,1	191,8	(20,3)
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	6,7	6,7	6,7	-	8,9	8,9	8,9	-	16,1	16,1	17,7	1,6
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8	0,8
Mesures de sécurité cybernétique	6,7	6,7	6,7	-	8,9	8,9	8,9	-	8,4	8,4	8,4	-
Interventions en efficacité énergétique (dont PGEE)	-	-	-	-	-	-	-	-	7,7	7,7	8,5	0,8
Éléments spécifiques	3,7	3,7	12,0	8,3	4,6	4,6	11,6	7,0	10,3	10,3	14,7	4,4
Automatisation du réseau	3,7	3,7	3,7	-	4,2	4,2	3,8	(0,4)	4,4	4,4	4,6	0,2
Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution	-	-	-	-	0,4	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	5,9	5,3	(0,6)
Lecture à distance - Phase 1	-	-	2,2	2,2	-	-	1,8	1,8	-	-	4,8	4,8
Lecture à distance - Phases 2 et 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

GROUPE TECHNOLOGIE	Année 2013				Année 2014				Année 2015				2016
	Année témoin ajustée	D-2013-037 ajustée	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin	D-2014-037	Réel	Écart Réel vs Décision	Année témoin	D-2015-018	Année de base	Écart Année de base vs Décision	Année témoin
CHARGES TOTALES AVEC RENDEMENT	251,7	251,7	227,1	(24,6)	250,3	237,6	226,9	(10,7)	250,9	240,9	231,2	(9,7)	230,5
Activités de base	218,7	218,7	191,5	(27,2)	211,8	206,3	189,4	(16,9)	211,0	201,0	188,5	(12,5)	187,2
<i>Rendement des fournisseurs</i>	3,4	3,4	3,4	-	5,1	4,6	4,6	-	8,0	8,0	5,1	(2,9)	7,3
<i>Activités de base (autres)</i>	215,3	215,3	188,1	(27,2)	206,7	201,7	184,8	(16,9)	203,0	193,0	183,4	(9,6)	179,9
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	15,0	15,0	19,1	4,1	18,2	18,2	18,6	0,4	20,6	20,6	22,5	1,9	24,4
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	0,8	0,8	1,4	0,6	1,4	1,4	2,1	0,7	1,4	1,4	3,4	2,0	3,8
Mesures de sécurité cybernétique	7,9	7,9	7,9	-	7,7	7,7	7,7	-	9,6	9,6	9,6	-	11,0
Interventions en efficacité énergétique (dont PGEE)	6,3	6,3	9,8	3,5	9,1	9,1	8,8	(0,3)	9,6	9,6	9,5	(0,1)	9,6
Éléments spécifiques	18,0	18,0	16,5	(1,5)	20,3	13,1	18,9	5,8	19,3	19,3	20,2	0,9	18,9
Automatisation du réseau	5,1	5,1	4,6	(0,5)	4,3	4,3	4,3	-	3,6	3,6	4,1	0,5	4,3
Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mise à niveau du progiciel GE Smallworld	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Optimisation des systèmes clientèles	2,1	2,1	2,2	0,1	1,7	1,7	1,7	-	1,7	1,7	1,7	-	1,7
Lecture à distance - Phase 1	10,8	10,8	9,7	(1,1)	14,3	7,1	6,4	(0,7)	-	-	-	-	-
Lecture à distance - Phases 2 et 3	-	-	-	-	-	-	6,5	6,5	14,0	14,0	14,4	0,4	12,9

1 La variation des activités de base s'explique principalement par les projets de
2 développement en technologies de l'information et des communications (TIC)
3 et en innovation.

4 Depuis quelques années, plusieurs facteurs ont permis au Distributeur de
5 diminuer les coûts des Services de développement TIC. Parmi ces facteurs
6 figurent le repositionnement des projets afin de tenir compte de l'évolution du
7 réseau et de la vision relative à l'expérience client ainsi que la stratégie du
8 Distributeur consistant à opter pour des solutions déjà offertes et éprouvées
9 sur le marché. Cette stratégie a été prise en compte dans l'élaboration de la
10 prévision des coûts de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016. Ainsi,
11 la diminution des activités de base montre que l'efficacité a plus que
12 compensé l'inflation et la croissance des activités sur la période 2010-2016.

13 Les écarts constatés pour les rubriques Activités de base avec facteurs
14 d'indexation particuliers et Éléments spécifiques s'expliquent principalement
15 par le décalage entre le moment de réalisation des travaux associés aux
16 projets majeurs Optimisation des systèmes clientèles (OSC) et Lecture à
17 distance (LAD), et celui où ces projets ont obtenu l'autorisation de la Régie. Le
18 Distributeur souligne toutefois que ces dépenses encourues en mode réel ont
19 été versées au compte d'écarts sous la rubrique Compte d'écarts – Projets
20 majeurs incluse dans les charges brutes directes.

16. Références : (i) Pièce B-0075, p. 52;
(ii) Pièce B-0026, p. 7.

Préambule :

(i) « Parmi l'ensemble des charges de services partagés du Distributeur, la part des produits à la consommation, dont la nature des coûts est essentiellement variable en fonction des volumes, est de l'ordre de 25 % alors que la part des produits forfaitaires, dont la nature des coûts est principalement fixe, est de l'ordre de 75 %. Le Distributeur rappelle qu'il est facturé sur la base des volumes réels des produits consommés. »

(ii) Dans l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation liées aux activités de base, le Distributeur indique que :

« La croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, avec un impact à la hausse sur les charges d'exploitation [est] de 6,3 M\$ pour 2016. Conformément à la décision D-2012-119 [par. 108], le Distributeur a tenu compte d'une proportion de 25 % de coûts fixes. »

Demandes :

16.1 Veuillez concilier le fait que les coûts fixes pour les charges de services partagés du Distributeur sont de l'ordre de 75 % et pour la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, ils sont de 25 %. Veuillez expliquer.

Réponse :

1 Les charges de services partagés du Distributeur sont composées de produits
2 forfaitaires et de produits facturés à la consommation. À chaque année, les
3 volumes de consommation et les prix de tous les produits sont réévalués en
4 fonction des besoins du Distributeur. Au terme de cet exercice, environ 75 %
5 des charges de services partagés sont facturées de façon forfaitaire, ce qui
6 fixe leur coût pour l'année. Dans le cas des produits facturés à la
7 consommation, le prix est fixé pour l'année et le Distributeur est facturé selon
8 sa consommation.

9 Ces proportions ne peuvent pas être associées au facteur de croissance des
10 activités utilisé dans la formule paramétrique aux fins de l'évolution de
11 l'enveloppe de charges d'exploitation liées aux activités de base.

12 Par ailleurs, le Distributeur est d'avis que la proportion de 25 % de coûts fixes
13 attribuable à la croissance des activités, telle qu'elle a été déterminée dans la
14 décision D-2012-024¹⁵, ne devrait pas être évaluée à la hausse.

15 Voir également l'annexe C de la pièce HQD-7, document 1 (B-0025) du dossier
16 R-3776-2011.

16.2 Veuillez indiquer si la proportion de 25 % de coûts fixes attribuable à la croissance des
activités liées aux nouveaux abonnements devrait être évaluée à la hausse. Si oui,
veuillez quantifier. Sinon, veuillez justifier.

Réponse :

17 Voir la réponse à la question 16.1.

COÛTS CAPITALISÉS

17. **Références :** (i) Pièce B-0031, p. 5, tableau 1;
(ii) Pièce B-0075, p. 13 et 14.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, le détail des coûts capitalisés aux projets d'investissement du Distributeur. Ces coûts comprennent les prestations de travail par types d'activités et les coûts de gestion de matériel pour des activités de construction ou de développement. Ces coûts seront intégrés à la base de tarification lorsque les projets auxquels ils se rattachent seront mis en exploitation.

¹⁵ Décision D-2012-024, paragraphe 305.

**TABLEAU 1 :
COÛTS CAPITALISÉS (M\$)**

Description	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016
		D-2015-018	Année de base	
Prestations de travail	(284,2)	(283,5)	(280,9)	(260,1)
<i>Activités de base</i>	(224,4)	(230,2)	(221,6)	(230,1)
<i>Activités de base avec facteur d'indexation particulier et éléments spécifiques</i>	(59,8)	(53,3)	(59,3)	(30,0)
Gestion de matériel	(37,1)	(45,3)	(43,5)	(43,9)
Coûts capitalisés	(321,3)	(328,8)	(324,4)	(304,0)

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur indique que :

« Pour 2016, en fonction des travaux planifiés aux investissements, le Distributeur évalue les coûts capitalisés à 274,0 M\$. Par contre, en appliquant les paramètres d'indexation de la formule paramétrique, le niveau des coûts capitalisés pour l'année témoin 2016 aurait été de 280,8 M\$. Le Distributeur assume donc une pression de près de 7 M\$ ayant prévu dans ses revenus requis un niveau de coûts capitalisés établi en fonction de la planification des travaux aux investissements. » [nous soulignons]

Demandes :

17.1 Veuillez expliquer l'écart entre les coûts capitalisés évalués à 274,0 M\$ (référence (ii)) et le budget demandé de 260,1 M\$ pour l'année témoin 2016 (référence (i)).

Réponse :

1 **Le montant de 260,1 M\$ correspond au montant total prévu pour les**
2 **prestations de travail seulement, soit :**

- 3 • un montant de 230,1 M\$ pour les prestations de travail liées aux
4 **activités de base ;**
5 • un montant de 30,0 M\$ pour les prestations de travail liées aux activités
6 de base avec facteur d'indexation particulier et éléments spécifiques.

7 **Le montant de 274,0 M\$ correspond, quant à lui, à l'évaluation du Distributeur**
8 **des coûts capitalisés liés aux activités de base, soit :**

- 9 • un montant de 230,1 M\$ pour les prestations de travail ;
10 • un montant de 43,9 M\$ lié à la gestion de matériel.

11 **Le Distributeur tient à rappeler que ces prévisions des coûts capitalisés liés**
12 **aux activités de base sont établies en fonction des besoins du réseau et des**
13 **travaux planifiés aux investissements, considérant la force de travail interne**
14 **disponible, et non en fonction de la formule paramétrique.**

1 Le tableau R-17.1 montre le calcul des coûts capitalisés liés aux activités de
2 base en fonction des paramètres utilisés dans l'établissement de l'enveloppe
3 des charges d'exploitation de l'année témoin 2016.

TABLEAU R-17.1 :
CALCUL DES COÛTS CAPITALISÉS EN FONCTION DE LA FORMULE PARAMÉTRIQUE (M\$)
ANNÉE TÉMOIN 2016

Année témoin 2016	
Coûts capitalisés autorisés par la Régie (D-2015-018)	
<i>Activités de base</i>	275,5
Prestations de travail	230,2
Gestion de matériel	45,3
Démarche de planification	9,5
Facteur d'évolution combiné des charges de 2,8 %	7,7
Gains d'efficacité - Actions de gestion courante (0 %)	0,0
Facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements	1,8
Coûts capitalisés établis selon la formule paramétrique de l'année témoin 2016	285,0

4 Comme le montre le tableau R-17.1, les coûts capitalisés liés aux activités de
5 base induits par la formule sont de 285,0 M\$, et non de 280,8 M\$ comme
6 présenté à la référence (ii). Initialement, le Distributeur avait inclus dans son
7 calcul des gains d'efficacité découlant d'actions de gestion courante (cible de
8 1,5 %) pour un montant de 4,2 M\$.

9 Conséquemment, l'écart de 11,0 M\$ entre les coûts capitalisés liés aux
10 activités de base induits par la formule paramétrique de 285,0 M\$ et ceux
11 prévus par le Distributeur de 274,0 M\$ crée une pression sur l'enveloppe des
12 charges d'exploitation du même montant et contribue au fait que le
13 Distributeur n'est pas en mesure de remettre des gains d'efficacité
14 supplémentaires de 1,5 % découlant d'actions de gestion courante pour
15 l'année témoin 2016.

17.2 Veuillez expliquer pourquoi le budget demandé au niveau des coûts capitalisés pour l'année témoin 2016 est de 260,1 M\$ (référence (i)) alors qu'il aurait été de 280,8 M\$ selon la formule paramétrique (référence (ii)).

Réponse :

16 **Voir la réponse à la question 17.1.**

17.3 Veuillez confirmer que la hausse de 20,7 M\$ (280,8 M\$ - 260,1 M\$) représente une baisse additionnelles des charges d'exploitation pour l'année témoin 2016. Veuillez expliquer.

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 17.1.

BASE DE TARIFICATION

- 18. Références :** (i) Pièce B-0034;
(ii) Pièce B-0064, p.16 à 19.

Préambule :

À partir des données fournies aux références (i) et (ii), la Régie présente au tableau suivant l'évolution de la base de tarification (selon la moyenne des 13 soldes) de 2014 à 2016.

Évolution de la base de tarification

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>2014</i> <i>(réel)</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i>	<i>2015</i> <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)</i>	<i>2016</i> <i>(projeté)</i>	<i>2015</i> <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)</i>	<i>2016</i> <i>(projeté)</i>
	IFRS	IFRS	IFRS	IFRS	US GAAP	US GAAP
Immobilisations en exploitation	8 644 724	8 959 320	8 907 138	9 073 376	8 907 843	9 092 122
Contrat de location-financement	32 567	34 510	33 620	40 615	33 620	40 615
Actifs incorporels en exploitation						
Plan global en efficacité énergétique	0	0	0	0	0	0
Programmes et activités du BEIÉ	0	0	0	0	0	0
Logiciels	260 809	255 774	215 547	181 897	215 547	181 897
Autres actifs incorporels	33 646	32 099	36 451	33 310	36 451	33 310
Total	294 455	287 873	251 998	215 207	251 998	215 207
Autres actifs						
Plan global en efficacité énergétique	798 630	749 292	747 631	692 959	747 631	692 959
Programmes et activités du BEIÉ	98 833	83 404	83 404	67 974	83 404	67 974
Contributions à des projets de raccordement	101 993	256 228	188 105	303 646	188 105	303 646
Compte de nivellement pour aléas climatiques	222 884	0	0	0	0	0
Autres actifs réglementaires	7 263	8 999	5 445	5 513	5 445	5 513
Remboursement gouvernemental	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282
Total	1 252 885	1 121 205	1 047 867	1 093 374	1 047 867	1 093 374
Fonds de roulement						
Encaisse	190 186	152 940	151 967	284 952	152 564	119 347
Matériaux, combustibles et fournitures	135 649	132 944	135 010	122 341	135 010	122 341
Total	325 835	285 884	286 977	407 293	287 574	241 688
Total	10 550 466	10 688 792	10 527 600	10 829 865	10 528 902	10 683 006

Demandes :

18.1 Veuillez compléter le tableau en préambule, en fournissant les données réelles et celles reconnus de 2010 à 2014, ainsi que les données de l'année de base 2015 et celles reconnus en 2015. Veuillez également présenter les écarts.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-18.1 présente l'information demandée. Aux fins de comparaison,**
- 2 **certaines rubriques ont été reclassées afin de respecter la présentation de la**
- 3 **base de tarification du présent dossier tarifaire.**

TABLEAU R-18.1 :
BASES DE TARIFICATION 2010-2015 - RÉELLES VS RECONNUES
MOYENNE 13 SOLDES (MILLIERS DE \$)

	2010			2011			2012			2013			2014			2015		
	Réel	D-2010-022	Écart	Réel	D-2011-028	Écart	Réel	D-2012-024	Écart	Réel	D-2013-037	Écart	Réel	D-2014-037	Écart	Année de base IFRS	D-2015-018	Écart
Immobilisations en exploitation	8 214 604	8 186 847	27 757	8 288 314	8 297 912	(9 598)	8 293 563	8 371 120	(77 557)	8 402 302	8 514 056	(111 754)	8 644 724	8 634 359	10 366	8 907 138	8 959 321	(52 183)
Contrat de location-acquisition	35 029	18 745	16 285	33 273	33 834	(561)	31 540	31 210	330	32 432	32 439	(7)	32 567	33 540	(973)	33 620	34 510	(890)
Actifs incorporels en exploitation																		
Logiciels	368 011	375 385	(7 374)	341 843	361 864	(20 021)	293 826	340 283	(46 457)	289 599	308 692	(19 093)	260 809	292 003	(31 194)	215 547	255 774	(40 227)
Autres actifs incorporels (1)	26 243	22 140	4 103	27 742	24 907	2 835	31 480	26 051	5 429	34 418	29 405	5 013	33 646	23 539	10 107	36 451	32 099	4 353
Total	394 255	397 525	(3 270)	369 585	386 771	(17 186)	325 306	366 334	(41 028)	324 018	338 098	(14 080)	294 456	315 543	(21 087)	251 998	287 873	(35 874)
Autres actifs																		
Programmes commerciaux	2 681	2 194	488	3 024	2 483	541	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interventions en efficacité énergétique (dont PGEE)	634 422	636 543	(2 121)	723 081	770 072	(46 990)	792 881	846 648	(53 768)	817 125	832 562	(15 437)	798 629	817 053	(18 423)	747 630	749 292	(1 662)
Programmes et activités du BEIE	40 410	41 571	(1 161)	100 316	117 459	(17 143)	129 693	115 517	14 176	114 263	114 263	-	98 833	98 833	-	83 404	83 404	-
Frais reportés des Tarifs BT	31 292	31 292	-	1 605	1 605	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Actifs aux titres de prestation constituées	603 833	637 092	(33 259)	766 280	766 521	(241)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributions à des projets de raccordement	57 314	56 979	335	53 857	53 764	93	71 554	68 243	3 311	75 169	33 782	41 386	101 993	107 435	(5 443)	188 105	256 228	(68 124)
Compte de nivellement pour aléas climatiques	50 442	50 442	-	42 750	42 800	(50)	126 298	126 298	-	135 196	135 111	85	222 884	218 184	4 700	-	-	-
Autres actifs réglementaires (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7 263	7 030	233	5 445	8 999	(3 553)
Remboursement gouvernemental	29 444	27 919	1 524	27 289	21 092	6 197	24 954	24 685	269	23 693	22 084	1 609	23 282	19 487	3 795	23 282	23 282	-
Total	1 448 838	1 484 032	(34 194)	1 718 202	1 775 896	(57 694)	1 145 379	1 181 391	(36 012)	1 165 445	1 137 801	27 643	1 252 885	1 268 023	(15 139)	1 047 867	1 121 205	(73 339)
Avantages complémentaires de retraite	(217 602)	(249 993)	32 392	(228 582)	(251 273)	22 690	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fonds de roulement																		
Encaisse	(4 686)	89 983	(94 669)	5 121	23 783	(18 662)	(26 503)	22 003	(48 506)	83 341	121 991	(38 551)	190 186	189 466	720	151 967	152 940	(973)
Matériaux, combustibles et fournitures	118 370	117 657	713	119 710	120 668	(958)	126 447	126 096	351	131 234	135 732	(4 498)	135 649	127 615	8 034	135 010	132 944	2 066
Total	113 684	207 639	(93 956)	124 631	144 451	(19 820)	99 944	148 099	(48 155)	214 675	257 624	(43 048)	325 834	317 080	8 754	286 977	285 884	1 093
Ajustement LAD travaux préparatoires	-	-	-	-	-	-	-	(35 138)	35 138	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	9 989 808	10 044 795	(54 987)	10 305 623	10 387 592	(81 969)	9 895 733	10 063 014	(167 280)	10 138 771	10 280 017	(141 246)	10 550 466	10 568 545	(18 079)	10 527 600	10 688 792	(161 192)

Note:

(1) Les frais de développement sont inclus dans les autres actifs incorporels pour les années 2010 à 2013 et dans les autres actifs réglementaires pour les années 2014 et 2015.

18.2 Veuillez expliquer les écarts entre les données de l'année de base 2015 (IFRS) et celles reconnues par la Régie en 2015 (IFRS) des rubriques suivantes :

- Immobilisations en exploitation (-52,2 M\$);
- Logiciels (-40,2 M\$);
- Contributions à des projets de raccordement (-68,1 M\$).

Veuillez également indiquer l'impact relié au projet LAD.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 18.4.**

18.3 Veuillez confirmer que des mises en service moindres ou des reports de mises en service ont un impact à la baisse sur la charge d'amortissement d'une année donnée. Veuillez expliquer.

Réponse :

2 **Le Distributeur le confirme.**

3 **La prévision de la charge d'amortissement est composée, d'une part, de**
4 **l'amortissement provenant des actifs existants et, d'autre part, de**
5 **l'amortissement provenant des prévisions de mises en service pour une**
6 **année donnée. Ainsi, des mises en service moindres ou des reports de mises**
7 **en service ont un impact à la baisse sur la prévision de la charge**
8 **d'amortissement.**

9 **Par contre, le Distributeur rappelle que l'amortissement provenant des actifs**
10 **existants est beaucoup plus important pour une année donnée que celui**
11 **provenant des mises en service. À titre d'exemple, pour l'année témoin 2016,**
12 **la charge d'amortissement totale des immobilisations en exploitation est**
13 **constituée à plus de 90 % de la charge d'amortissement des actifs existants**
14 **au 31 décembre 2014. L'impact sur la charge d'amortissement totale d'un**
15 **écart entre les mises en service réelles et celles prévues est donc**
16 **relativement limité.**

18.4 Veuillez expliquer les écarts entre les données de l'année témoin 2016 (IFRS) et celles reconnues par la Régie en 2015 (IFRS) des rubriques suivantes :

- Immobilisations en exploitation (+114,1 M\$);
- Logiciels (-73,9 M\$);
- PGEÉ et BEIÉ (-71,8 M\$);
- Contributions à des projets de raccordement (+47,4 M\$).
- Encaisse réglementaire (+132,0 M\$) :

Veuillez également indiquer l'impact relié au projet LAD.

Réponse :

Immobilisations en exploitation

Le tableau R-18.4-A présente les composantes de l'écart de 114,1 M\$ entre l'année témoin 2016 (IFRS) et le montant reconnu 2015 (IFRS) pour les immobilisations en exploitation.

TABLEAU R-18.4-A :
ÉVOLUTION DES IMMOBILISATIONS EN EXPLOITATION (MOYENNE 13 SOLDES)
ANNÉE TÉMOIN 2016 (IFRS) VS MONTANT RECONNU EN 2015 (IFRS) (M\$)

Immobilisations en exploitation	2015						2016						Moy. 13 soldes
	Solde au 01/01/2015	Mises en service 2015	Amort. 2015	Régl./ Retraits	Solde au 31/12/2015	Moy. 13 soldes	Mises en service 2016	Amort. 2016	Régl./ Retraits	Solde au 31/12/2016	Moy. 13 soldes		
Montant reconnue 2015 IFRS	8 874,3	814,8	(518,7)	(40,2)	9 130,2	8 959,3						8 959,3	
Année de base 2015 IFRS & Année témoin 2016 IFRS	8 798,9	842,0	(503,9)	(48,6)	9 088,4	8 907,1	588,9	(505,4)	(16,0)	9 155,8	9 073,4	9 073,4	
Écart	(75,4)	27,2	14,8	(8,4)	(41,9)	(52,2)	588,9	(505,4)	(16,0)	9 155,8	9 073,4	114,1	

L'augmentation de 114,1 M\$ s'explique comme suit :

- Diminution de 52,2 M\$ de la base de tarification de l'année de base 2015 par rapport à celle reconnue s'expliquant principalement par le solde d'ouverture au 1^{er} janvier 2015 inférieur de 75,4 M\$ (dont 42,1 M\$ pour les lignes aériennes de distribution et 10,7 M\$ pour le projet LAD). Cet écart découle essentiellement des investissements et, par conséquent, des mises en service moindres que celles prévues en 2014.
- Augmentation de 166,3 M\$ provenant des composantes de l'année témoin 2016, soit principalement les mises en service totalisant 588,9 M\$ (dont 52,7 M\$ pour le projet LAD) et une dépense d'amortissement de 505,4 M\$ (dont 56,8 M\$ pour le projet LAD).

Logiciels

Le tableau R-18.4-B présente les composantes de l'écart de 73,9 M\$ entre l'année témoin 2016 (IFRS) et le montant reconnu 2015 (IFRS) pour les logiciels.

TABLEAU R-18.4-B :
ÉVOLUTION DES LOGICIELS (MOYENNE 13 SOLDES)
ANNÉE TÉMOIN 2016 (IFRS) VS MONTANT RECONNU EN 2015 (IFRS) (M\$)

Logiciels	2015						2016						Moy. 13 soldes
	Solde au 01/01/2015	Mises en service 2015	Amort. 2015	Régl./ Retraits	Solde au 31/12/2015	Moy. 13 soldes	Mises en service 2016	Amort. 2016	Régl./ Retraits	Solde au 31/12/2016	Moy. 13 soldes		
Montant reconnue 2015 IFRS	283,6	55,4	(93,4)	(0,5)	245,1	255,8						255,8	
Année de base 2015 IFRS & Année témoin 2016 IFRS	247,5	59,5	(85,8)	-	221,2	215,5	38,7	(90,3)	-	169,6	181,9	181,9	
Écart	(36,1)	4,2	7,6	0,5	(23,9)	(40,2)	38,7	(90,3)	-	169,6	181,9	(73,9)	

1 La diminution de 73,9 M\$ s'explique comme suit :

- 2 • Diminution de 40,2 M\$ de la base de tarification de l'année de base
- 3 2015 par rapport à celle reconnue, s'expliquant principalement par le
- 4 solde d'ouverture au 1^{er} janvier 2015 inférieur de 36,1 M\$. Cet écart
- 5 découle essentiellement du report à la fin de l'année 2015 de la mise en
- 6 service du frontal d'acquisition dans le cadre du projet LAD,
- 7 initialement prévue pour la fin de l'année 2014.
- 8 • Diminution de 33,7 M\$ provenant des composantes de l'année témoin
- 9 2016, soit les mises en service totalisant 38,7 M\$ et une dépense
- 10 d'amortissement de 90,3 M\$.

11 **PGEÉ**

12 Le tableau R-18.4-C présente les composantes de l'écart de 56,3 M\$ entre
13 l'année témoin 2016 (IFRS) et le montant reconnu 2015 (IFRS) pour les
14 interventions en efficacité énergétique (dont PGEÉ).

TABLEAU R-18.4-C :
ÉVOLUTION DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (DONT PGEÉ)
(MOYENNE 13 SOLDES)
ANNÉE TÉMOIN 2016 (IFRS) VS MONTANT RECONNU EN 2015 (IFRS) (M\$)

Interventions en efficacité énergétique (dont PGEÉ)	2015						2016					Moy. 13 soldes
	Solde au 01/01/2015	Mises en service 2015	Amort. 2015	Réglul/ Retraits	Solde au 31/12/2015	Moy. 13 soldes	Mises en service 2016	Amort. 2016	Réglul/ Retraits	Solde au 31/12/2016	Moy. 13 soldes	
Montant reconnue 2015 IFRS	814,3	100,0	(145,4)	-	768,9	749,3						749,3
Année de base 2015 IFRS & Année témoin 2016 IFRS	813,0	95,0	(145,3)	-	762,7	747,6	100,0	(154,8)	-	707,9	693,0	693,0
Écart	(1,3)	(5,0)	0,2	-	(6,2)	(1,7)	100,0	(154,8)	-	707,9	693,0	(56,3)

15 La diminution de 56,3 M\$ s'explique comme suit :

- 16 • Diminution de 1,7 M\$ de la base de tarification de l'année de base 2015
- 17 par rapport à celle reconnue, s'expliquant principalement par le solde
- 18 d'ouverture au 1^{er} janvier 2015 inférieur de 1,3 M\$. Cet écart découle
- 19 essentiellement des investissements et, par conséquent, des mises en
- 20 service moindres que celles prévues en 2014. La diminution de 5,0 M\$
- 21 des mises en service prévues à l'année de base 2015 par rapport à
- 22 celles reconnues a peu d'impact sur la moyenne 13 soldes de l'année
- 23 puisque les mises en service sont prévues et réalisées en totalité au
- 24 31 décembre 2015.
- 25 • Diminution de 54,7 M\$ provenant des composantes de l'année témoin
- 26 2016, soit les mises en service totalisant 100,0 M\$ et une dépense
- 27 d'amortissement de 154,8 M\$.

BEIÉ

Le tableau R-18.4-D présente les composantes de l'écart de 15,4 M\$ entre l'année témoin 2016 (IFRS) et le montant reconnu 2015 (IFRS) pour les programmes et activités du BEIÉ.

La diminution de 15,4 M\$ provient de la dépense d'amortissement de l'année témoin 2016.

TABLEAU R-18.4-D :
ÉVOLUTION DES PROGRAMMES ET ACTIVITÉS DU BEIÉ (MOYENNE 13 SOLDES)
ANNÉE TÉMOIN 2016 (IFRS) VS MONTANT RECONNU EN 2015 (IFRS) (M\$)

Programmes et activités du BEIÉ	2015						2016						Moy. 13 soldes
	Solde au 01/01/2015	Mises en service 2015	Amort. 2015	Régl./ Retraits	Solde au 31/12/2015	Moy. 13 soldes	Mises en service 2016	Amort. 2016	Régl./ Retraits	Solde au 31/12/2016	Moy. 13 soldes		
Montant reconnue 2015 IFRS	91,1	-	(15,4)	-	75,7	83,4						83,4	
Année de base 2015 IFRS & Année témoin 2016 IFRS	91,1	-	(15,4)	-	75,7	83,4	-	(15,4)	-	60,3	68,0	68,0	
Écart	-	-	-	-	-	-	-	(15,4)	-	60,3	68,0	(15,4)	

Contributions à des projets de raccordement

Le tableau R-18.4-E présente les composantes de l'écart de 47,4 M\$ entre l'année témoin 2016 (IFRS) et le montant reconnu 2015 (IFRS) pour les contributions à des projets de raccordement.

TABLEAU R-18.4-E :
ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT
(MOYENNE 13 SOLDES)
ANNÉE TÉMOIN 2016 (IFRS) VS MONTANT RECONNU EN 2015 (IFRS) (M\$)

Contributions à des projets de raccordement	2015						2016						Moy. 13 soldes
	Solde au 01/01/2015	Mises en service 2015	Amort. 2015	Régl./ Retraits	Solde au 31/12/2015	Moy. 13 soldes	Mises en service 2016	Amort. 2016	Régl./ Retraits	Solde au 31/12/2016	Moy. 13 soldes		
Montant reconnue 2015 IFRS	95,5	212,0	(8,3)	-	299,2	256,2						256,2	
Année de base 2015 IFRS & Année témoin 2016 IFRS	100,1	114,5	(6,0)	-	208,5	188,1	155,7	(8,9)	-	355,3	303,6	303,6	
Écart	4,6	(97,5)	2,3	-	(90,6)	(68,1)	155,7	(8,9)	-	355,3	303,6	47,4	

L'augmentation de 47,4 M\$ s'explique comme suit :

- Diminution de 68,1 M\$ de la base de tarification de l'année de base 2015 par rapport à celle reconnue, s'expliquant par la diminution de 97,5 M\$ des mises en service prévues en 2015, soit principalement la diminution de la contribution annuelle du Distributeur aux projets d'investissement en croissance du Transporteur. Les mises en service reconnues pour cette contribution étaient de 217,9 M\$¹⁶ alors que le

¹⁶ Voir la pièce HQD-9, document 7 (B-0037) du dossier R-3905-2014, tableau 2.

1 montant réel constaté en mars 2015 est de 123,7 M\$¹⁷, soit une
2 diminution de 94,2 M\$.

- 3 • Augmentation de 115,5 M\$ provenant des composantes de l'année
4 témoin 2016, soit les mises en service totalisant 155,7 M\$ et une
5 dépense d'amortissement de 8,9 M\$.

6 **Encaisse réglementaire**

7 Le tableau R-18.4-F présente les composantes de l'écart de 132,0 M\$ entre
8 l'année témoin 2016 (IFRS) et le montant reconnu 2015 (IFRS) pour l'encaisse
9 réglementaire.

TABLEAU R-18.4-F :
ÉVOLUTION DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE (MOYENNE 13 SOLDES)
ANNÉE TÉMOIN 2016 (IFRS) VS MONTANT RECONNU EN 2015 (IFRS) (M\$)

Encaisse	2015						2016						Moy. 13 soldes
	Solde au 01/01/2015	Mises en service 2015	Amort. 2015	Régul/ Retraits	Solde au 31/12/2015	Moy. 13 soldes	Mises en service 2016	Amort. 2016	Régul/ Retraits	Solde au 31/12/2016	Moy. 13 soldes		
Montant reconnu 2015 IFRS	193,0			(43,4)	149,6	152,9						152,9	
Année de base 2015 IFRS & Année témoin 2016 IFRS	198,3			(50,2)	148,1	152,0	-	-	148,3	296,4	285,0	285,0	
Écart	5,3	-	-	(6,8)	(1,5)	(1,0)	-	-	148,3	296,4	285,0	132,0	

10 La hausse entre l'encaisse réglementaire reconnue par la Régie en 2015
11 (IFRS) et celle de l'année témoin 2016 (IFRS) est principalement attribuable à
12 la hausse des délais de perception en 2016, qui entraîne une augmentation de
13 l'encaisse réglementaire d'environ 110 M\$. De plus, la hausse des dépenses
14 en 2016, notamment les achats d'électricité et le service de transport, entraîne
15 une augmentation de l'encaisse réglementaire d'environ 33 M\$.

¹⁷ Voir la pièce HQD-9, document 7 (B-0041), tableau 15.

DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2016

**Système de plafonnement et d'échange
de droits d'émission de gaz à effets de serre du Québec
(SPEDE)**

19. **Références :** (i) Pièce B-0075, p. 87 et 88;
(ii) Pièce B-0075, p. 85 à 87.

Préambule :

- (i) Au tableau R-46.1, le Distributeur présente les montants des projets inférieurs à 10 M\$ en respect des exigences :

**TABLEAU R-46.1 :
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN RESPECT DES EXIGENCES (M\$)**

PROJETS	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
Investissements à impact main-d'œuvre	34,5	35,8	26,5	33,9
<i>Demandes de tiers</i>	23,4	24,9	17,4	22,9
<i>Poteaux en commun</i>	2,8	7,0	3,4	4,9
<i>Ententes contractuelles avec la CSEM</i>	8,3	3,9	5,7	6,1
Autres investissements	5,6	3,5	3,5	3,5
<i>Droits d'émission - gaz à effet de serre</i>	5,6	3,5	2,8	2,8
<i>Autres</i>			0,7	0,7
TOTAL	40,1	39,3	30,0	37,4

- (ii) « Par ailleurs, le Distributeur estime le coût de combustible pour l'année témoin 2016 à 92,9 M\$. [...] Ce coût inclut celui du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE) pour la centrale de Cap-aux-Meules, lequel est estimé à 2,1 M\$. » [nous soulignons]

Demandes :

- 19.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que la différence entre le montant des droits d'émission pour 2016 (2,8 M\$, référence (i)) et celui des droits dus à la centrale de Cap-aux-Meules (2,1 M\$, référence (ii)) correspond au montant des droits d'émission relatifs aux achats d'électricité de court terme sur les marchés de référence (2,8 - 2,1 = 0,7 M\$). Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

- 1 **Pour l'année témoin 2016, la prévision d'acquisition de droits d'émission de**
2 **GES se détaille comme suit : 2,1 M\$ pour la centrale de Cap-aux-Meules,**
3 **0,6 M\$ pour les achats d'électricité de court terme et 0,1 M\$ pour l'exploitation**
4 **du réseau de distribution.**

19.2 Veuillez déposer une version révisée du tableau R-46.1 où la rubrique « Droits d'émission - gaz à effets de serre » est détaillée comme suit :

- Centrale de Cap-aux-Meules;
- Achats d'électricité de court terme sur les marchés de référence;
- Autres (s'il y a lieu).

Réponse :

1 **Le tableau R-19.2 présente les informations demandées.**
 2 **Pour les années historiques et l'année de base, les droits d'émission de GES**
 3 **acquis ne correspondent pas aux charges intégrées dans les revenus requis,**
 4 **puisque l'écart (surplus ou déficit) entre les investissements et les droits**
 5 **d'émission de GES d'une année peut avoir été reporté à l'année suivante. Ces**
 6 **écarts annuels apparaissent au tableau R-19.2.**

TABLEAU R-19.2 :
DROITS D'ÉMISSION - GAZ À EFFET DE SERRE (M\$)

	Année historique 2013	Année historique 2014	Année de base 2015	Année témoin 2016
Investissements totaux	2,1	4,6	4,3	2,8
<i>Surplus ou (déficit) des investissements de l'année précédente</i>	-	(1,0)	1,5	-
<i>Investissements de l'année</i>	2,1	5,6	2,8	2,8
Émission - gaz à effet de serre	3,1	3,1	4,3	2,8
<i>Centrale de Cap-aux-Meules</i>	1,5	1,4	2,0	2,1
<i>Achats d'électricité de court terme</i>	1,6	1,7	2,3	0,6
<i>Autres</i>				0,1
Surplus ou (déficit) des investissements	(1,0)	1,5	-	-

SUIVI DU PROJET LAD

20. **Référence :** Pièce B-0075, p. 86 à 90.

Préambule :

En préambule de la question, le Distributeur présente au tableau R-2.1, la comparaison, sur une base annuelle et cumulative, de l'impact sur les revenus requis du projet LAD du dossier R-3933-2015 à celui du dossier R-3770-2011 à la fin du projet.

En réponse à une demande de renseignements, il explique les écarts cumulatifs 2017 relatifs au projet LAD comme suit :

« L'écart favorable cumulatif de 12,7 M\$ de gains découlant d'actions structurantes s'explique principalement par le fait que les gains cumulatifs prévus au dossier R-3770-2011

s'échelonnaient jusqu'en 2018. Le Distributeur souligne que le devancement de la fin du déploiement en 2016 permet la réalisation plus rapide des gains associés au projet. [...] » [nous soulignons]

Demandes :

20.1 Veuillez préciser la date de fin de projet du projet LAD et celle qui était prévue au dossier R-3770-2011.

Réponse :

1 **Le Distributeur souligne que la fin du projet LAD concorde avec la fin du**
2 **déploiement des compteurs de nouvelle génération et que la matérialisation**
3 **complète des gains se termine une année après la fin du projet.**

4 **Ainsi, la date de fin prévue du projet LAD au dossier R-3933-2015 est le**
5 **31 décembre 2016 comparativement à une date de fin prévue au**
6 **31 décembre 2017 au dossier R-3770-2011.**

20.2 Si la fin du projet s'échelonnait jusqu'en 2018 dans le dossier R-3770-2011, veuillez mettre à jour le tableau R-2.1 et expliquer les écarts importants.

Réponse :

7 **Tel qu'il est précisé en réponse à la question 20.1, la fin du projet LAD prévue**
8 **au dossier R-3770-2011 est le 31 décembre 2017.**

9 **Le Distributeur compare au tableau R-20.2 les gains cumulatifs associés au**
10 **projet LAD selon les dossiers R-3933-2015 et R-3770-2011.**

TABLEAU R-20.2 :
GAINS CUMULATIFS – PROJET LAD (M\$)

	R-3933-2015 ¹	R-3770-2011 ²	Écart R-3933-2015 vs R-3770-2011
Charges d'exploitation	(73,9)	(80,3)	6,4
Revenus de mise en conformité	(2,9)	(1,0)	(1,9)
Total - Gains	(76,8)	(81,3)	4,5

¹ Fin de la matérialisation des gains au 31 décembre 2017

² Fin de la matérialisation des gains au 31 décembre 2018

11 **Les gains moindres de 4,5 M\$ s'expliquent principalement par la différence**
12 **entre les gains économiques considérés dans l'analyse économique du**
13 **projet, présentée au soutien de la demande dans le cadre du dossier**
14 **R-3770-2011, et les gains financiers pris en compte dans les revenus requis**
15 **annuels. En effet, le calcul des gains économiques prend en compte les coûts**
16 **de main-d'œuvre évités, indexés à l'inflation à partir de l'année de référence**

- 1 **2011 jusqu'en 2018. Les gains financiers annuels correspondent quant à eux**
2 **aux coûts de main-d'œuvre de l'année courante en lien avec les postes abolis.**

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

21. Référence : Pièce B-0075, p.98.

Préambule :

« [...] le Distributeur rappelle que les compteurs de nouvelle génération ne permettent pas d'identifier les usages pour lesquels le client consomme son électricité, pas plus que ne le font les compteurs non communicants. »

Demande :

21.1 Veuillez confirmer qu'il est possible de dresser un profil de consommation horaire ou quotidienne avec les compteurs de nouvelle génération puis de l'analyser en fonction de des données météorologiques donnant la température horaire ou quotidienne.

Réponse :

3 **Le Distributeur le confirme.**

22. Référence : Pièce B-0075, p.99.

Préambule :

« Le projet pilote ne vise que les génératrices d'urgence des clients. »

Demande :

22.1 Veuillez préciser si c'est le Distributeur qui aura le contrôle des génératrices des clients.

Réponse :

4 **Les clients conserveront le contrôle de leurs génératrices dans le cadre du**
5 **projet pilote.**

23. Références : (i) Pièce B-0075, p.100;
(ii) Dossier R-3814-2012, Pièce B-0042, p. 21;
(iii) http://www.conferenceboard.ca/Libraries/PUBLIC_PDFS/7474_G_SEEQ_IdQ_RPT-FR.sflb.

Préambule :

(i) « 53.1 Veuillez indiquer quel potentiel technico-économique en électricité a été identifié à la suite du projet-pilote autorisé en 2012 qui avait pour objectif de valider les gains énergétiques de ce type d'intervention.

Réponse :

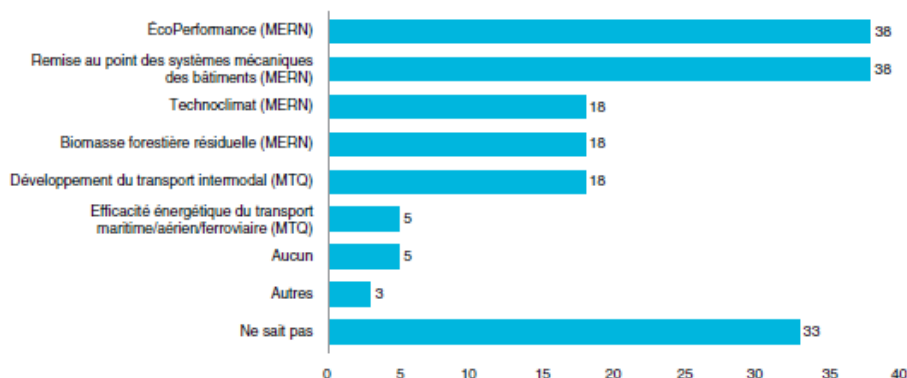
Tels qu'ils sont énoncés en référence (ii), les objectifs du projet pilote de remise à niveau des systèmes électromécaniques (recommissioning) pour le marché CI étaient de valider les gains énergétiques et la durée de vie des mesures de tels projets. Le PTÉ spécifique de cette mesure se trouve à la page 52 du Rapport de Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique au Québec - Secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI) et agricole déposé dans le cadre de la Révision du PTÉ en efficacité énergétique du réseau intégré en suivi de la décision D-2011-028. L'évaluation des gains pour ces projets n'est pas complétée, le projet pilote se terminant le 31 décembre 2015. »

(ii) « Gaz Métro souligne que le potentiel technico-économique de la mesure « Recommissioning » pour la période 2013-2017 est de 39,4 Mm³, soit le plus gros potentiel d'économies d'énergie pour les marchés commercial et institutionnel. Les données réelles de participation au programme démontrent que les économies sont plus importantes que prévu et que le potentiel identifié est réalisable. Ces constats ont donc fortement incité Gaz Métro à continuer d'appuyer cette mesure malgré le retrait d'Hydro-Québec. De plus, le BEIE a pris position rapidement en décidant de reprendre la place laissée libre par Hydro-Québec au sein de ses programmes et d'offrir un volet consacré au « Recommissioning ». » [nous soulignons]

(iii) Dans l'enquête publiée par le *Conference Board* en octobre 2015 sur l'opinion des gestionnaires d'entreprise sur la gestion de l'énergie, on mentionne que le *Recommissioning* est perçu par ces gestionnaires comme la deuxième mesure du Fonds vert la plus pertinente en efficacité énergétique :

Chapitre 3 | Chaire de gestion du secteur de l'énergie – HEC Montréal et Institut du Québec

Graphique 18
Programmes financés par le Fonds vert les plus pertinents pour promouvoir l'efficacité énergétique
(% des répondants; n=39)



Note : MERN : ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles; MTQ : ministère des Transports.
Source : Données de l'enquête.

Demandes :

23.1 Veuillez confirmer que le rapport d'évaluation du projet-pilote se terminant le 31 décembre 2015, sera l'occasion de présenter une mise à jour de l'analyse, déposée en 2011, du PTÉ de cette mesure.

Réponse :

1 **Le projet pilote vise à valider les gains énergétiques *in situ* de la mesure.**
2 **L'exercice n'a pas pour objectif de réviser le PTÉ. Voir également la réponse à**
3 **la question 53.1 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce**
4 **HQD-16, document 1.2 (B-0075).**

23.2 Considérant les références (ii) et (iii), veuillez élaborer sur les raisons qui ont amené le Distributeur à se retirer du programme de *Recommissioning* en 2013.

Réponse :

5 **Le Distributeur a cessé d'accepter de nouveaux projets dans le cadre de ce**
6 **projet pilote puisqu'il disposait de suffisamment d'informations sur les**
7 **barrières commerciales (notamment, faible participation et retard dans la**
8 **livraison des projets) limitant l'impact du programme sur la consommation**
9 **électrique. Toutefois, le projet pilote qui devait se terminer en 2012, a été**
10 **prolongé jusqu'en 2015 pour permettre aux participants de compléter leurs**
11 **projets.**

12 **L'analyse des résultats des projets complétés permettra au Distributeur de**
13 **statuer sur les suites à donner à ce volet dans son portefeuille d'offres en**
14 **efficacité énergétique au marché CI.**

24. **Références :**
- (i) Pièce B-0075, p.101;
 - (ii) Dossier R-3864-2013, décision D-2015-013, p. 33, par. 136;
 - (iii) [Loi sur l'économie de l'énergie dans le bâtiment \(chapitre E-1.1, a. 16, chapitre 9, annexe 1, a.5\);](#)
 - (iv) [Rapport de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, janvier 2014, p.122.](#)

Préambule :

(i) « Les pompes à chaleur, ou thermopompes, sont considérées « à haut rendement » ou « efficaces » lorsqu'elles répondent ou dépassent les exigences de la norme Energy-Star. La performance énergétique de ces appareils diminue en fonction de la température extérieure. Or, le climat nordique du Québec fait en sorte que ces appareils cessent d'offrir un rendement énergétique suffisant durant une partie de la saison de chauffage, nécessitant l'utilisation d'un système d'appoint. Plusieurs fabricants offrent des thermopompes à haut rendement au Québec.

Les pompes à chaleur pour climat froid sont des thermopompes de deuxième génération qui continuent à offrir un rendement énergétique satisfaisant, et ce, même à de très basses températures. Seuls quelques modèles sont disponibles au Québec. De plus, les normes et les critères de performance applicables à ce type de thermopompes ne sont pas encore définis par les autorités reconnues dans le marché. Conséquemment, le Distributeur préfère attendre avant d'en faire la promotion dans son programme Maisons efficaces. Toutefois, le Distributeur travaille avec Ressources naturelles Canada, le Groupe CSA et d'autres entreprises d'énergie nord-américaines afin d'accélérer l'entrée en vigueur de normes applicables à ces appareils. » [nous soulignons]

(ii) « [136] La Régie demande au Distributeur d'évaluer l'opportunité de mettre en place des moyens plus efficaces et économiques que les résistances électriques afin de répondre aux besoins de chauffage des locaux et de l'eau dans les réseaux à centrale thermique au sud du 53e parallèle et de présenter les résultats de ses analyses lors du prochain plan d'approvisionnement. »

(iii) Les températures extérieures de calcul de chauffage sont respectivement de -23°C pour Montréal et de -20°C pour Havre-St-Pierre aux Îles-de-la-Madeleine.

(iv) « Historiquement, la grande majorité des constructeurs ont adopté le mode de chauffage par plinthes électriques, évitant ainsi les coûts associés à l'installation d'un système central de chauffage à eau chaude ou à air pulsé [...], il serait préférable que toutes les nouvelles constructions résidentielles unifamiliales soient dotées d'un système de chauffage central à air pulsé ou à eau chaude, indépendamment de la source de chaleur. »

Demandes :

24.1 Considérant que les Madelinots utilisent de l'électricité pour se chauffer malgré les aides et les incitatifs en faveur du mazout, veuillez élaborer sur le potentiel des pompes à chaleur efficaces par rapport à la chaudière au mazout pour réduire la consommation globale de mazout des Îles de la Madeleine, compte tenu de leur climat maritime moins rigoureux que le climat nordique qui prévaut sur le continent.

Réponse :

1 **L'évaluation du potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans**
2 **les réseaux autonomes, complétée en 2013¹⁸, démontre qu'il n'y a pas de**
3 **potentiel d'économie d'énergie électrique ou de mazout pour la mesure**
4 **pompe à chaleur aux Îles-de-la-Madeleine.**

24.2 Compte-tenu des coûts évités de puissance et d'énergie, spécifiques aux Îles-de-la-Madeleine, veuillez évaluer puis élaborer sur la marge de manœuvre du Distributeur pour déployer massivement les pompes à chaleur, spécifiquement aux Îles-de-la-Madeleine.

¹⁸ *Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes*, pièce HQD-9, document 2 (B-0038) du dossier R-3854-2013, p. 10 et 11.

Réponse :

1 **La marge de manœuvre entre le coût d'une mesure et son coût évité dans un**
2 **réseau n'est pas suffisante pour évaluer la pertinence d'une intervention**
3 **commerciale. Une analyse d'opportunité détaillée et des analyses**
4 **économiques sont requises pour justifier le déploiement d'une intervention**
5 **commerciale.**

6 **Le Distributeur soumet respectueusement qu'aucun budget n'est prévu pour**
7 **une intervention commerciale en efficacité énergétique spécifique aux**
8 **pompes à chaleur aux Îles-de-la-Madeleine.**

24.3 Veuillez élaborer sur les possibilités pour le Distributeur de favoriser le chauffage central et de restreindre la diffusion du chauffage décentralisé par plinthes dans la nouvelle construction et la rénovation afin de faciliter l'introduction ultérieure de mesures comme la pompe à chaleur qui conviendraient mieux aux Îles-de-la-Madeleine.

Réponse :

9 **Le Distributeur fait la promotion des pompes à chaleur efficaces dans le cadre**
10 **de son programme *Maisons efficaces*. Toutefois, il est d'avis qu'il est**
11 **préférable de privilégier les mesures d'enveloppe dans la nouvelle**
12 **construction afin de diminuer les besoins en chauffage, le coût de ces**
13 **mesures étant peu élevé et leur durée de vie très longue.**

- 25. Références :** (i) Pièce B-0075, p.103;
(ii) Pièce B-0075, p.105.

Préambule :

(i) Le Distributeur explique qu'il investira 26 M\$ dans le programme *Charges interruptibles résidentielles* en 2016, une somme à laquelle il faut ajouter 14 M\$ en incitatifs, soit des coûts totaux de 40 M\$. Il indique que ce programme générera des coûts évités de 35 M\$, ce qui donne donc un TNT de -5 M\$. Le Distributeur précise que:

« L'analyse économique prend en compte les dépenses de 2016 à 2018, une durée de vie commerciale de trois ans ayant été utilisée.

Cette durée de vie commerciale présumée de trois ans reflète le fait qu'en moyenne, un client qui a adhéré au programme y demeurera trois années. »

(ii) *« 56.4 Veuillez préciser sur quelle durée de vie les investissements dans les systèmes de télé-contrôle sont amortis.*

Réponse :

La durée des amortissements correspond à celle du compte de frais reportés pour les interventions en efficacité énergétique, soit 10 ans. »

Demandes :

25.1 Veuillez indiquer à partir de quelle durée de vie de la mesure on pourrait obtenir un TNT neutre du programme *Charges interruptibles résidentielles*.

Réponse :

1 **Le TNT devient positif à partir d'une durée de vie effective de quatre ans.**

25.2 Veuillez préciser si le système de télécontrôle est installé à l'extérieur du chauffe-eau puis, considérant la durée de vie des chauffe-eau de 10 ans, justifier le choix d'une durée de vie commerciale de trois ans.

Réponse :

2 **Comme indiqué en réponse à la question 55.1 de la demande de**
 3 **renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0075), la**
 4 **durée de vie effective est basée sur une hypothèse commerciale de**
 5 **participation des clients au programme. Elle ne repose donc pas sur la durée**
 6 **de vie technique d'un équipement de télécommunication ou du chauffe-eau.**
 7 **Cette hypothèse sera ajustée lorsque le Distributeur possèdera plus**
 8 **d'informations quant à la durée moyenne de participation des clients.**

- 26. Références :**
- (i) Pièce B-0042, p. 37;
 - (ii) Dossier R-3905-2014, Pièce B-0038, p.31;
 - (iii) <http://www.hydroquebec.com/residentiel/economiser-l-energie/chauffage/chauffe-eau-a-trois-elements/>;
 - (iv) Pièce B-0075, p.106;
 - (v) [2003 ASHRAE Application Handbook \(SI\), p.49.10.](#)

Préambule :

(i) Au Tableau B-1, le Distributeur considère comme hypothèse de calcul 2016, un effacement de 0,7 kW par participant au programme *Charges interruptibles résidentielles*.

Gestion de la demande en puissance			
Chauffe-eau à trois éléments	25 000	0,1 kW	3 MW
Charges interruptibles résidentielles	100 000	0,7 kW	70 MW
Charges interruptibles - Bâtiments CI	80	500 kW	40 MW

(ii) Au Tableau B-1, le Distributeur considère comme hypothèse de calcul 2015, un effacement de 0,6 kW par participant au programme *Charges interruptibles résidentielles (Chauffe-eau)*

Gestion de la demande en puissance			
Chauffe-eau à trois éléments	20 600	0,1 kW	2 MW
Gestion à distance de charges résidentielles (chauffe-eau)	100 000	0,6 kW	60 MW

(iii) Le Distributeur explique que le chauffe-eau à 3 éléments possède un élément de 0,8 kW dont le fonctionnement prioritaire est presque continu.

Pour optimiser le fonctionnement, mieux vaut trois éléments.

Un chauffe-eau à trois éléments est moins gourmand qu'un chauffe-eau traditionnel à deux éléments. Ses trois éléments, moins puissants, nécessitent moins de watts à la fois, ce qui est particulièrement avantageux durant les périodes de pointe du matin et du soir. Même si son réservoir est approvisionné en eau chaude de manière plus uniforme, il fournit, à capacité égale, la même quantité d'eau chaude qu'un chauffe-eau traditionnel.



(iv) « L'appel de puissance à la pointe du réseau d'un chauffe-eau à trois éléments est inférieur de 0,1 kW à celui d'un chauffe-eau à deux éléments. Cette réduction de puissance est permanente. Le programme de gestion de la charge résidentielle permet d'effacer la charge totale d'un chauffe-eau pendant la durée de la pointe. L'économie potentielle procurée par cet effacement de la charge totale d'un chauffe-eau est évaluée à 0,9 kW. Cette hypothèse reflète la charge moyenne de l'ensemble du parc de chauffe-eau » [nous soulignons]

(v) L'American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE) fournit des données statistiques sur les profils horaires de soutirage d'eau chaude et sur les soutirages de pointe horaires typiques d'eau chaude du secteur résidentiel :

Table 5 Overall (OVL) and Peak Average Hot-Water Use

Group	Average Hot-Water Use, L							
	Hourly		Daily		Weekly		Monthly	
	OVL	Peak	OVL	Peak	OVL	Peak	OVL	Peak
All families	9.8	17.3	236	254	1652	1873	7178	7700
"Typical" families	9.9	21.9	239	252	1673	1981	7270	7866

2003 ASHRAE Applications Handbook (SI)

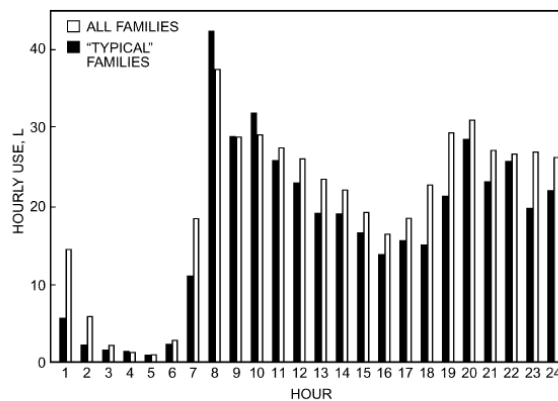


Fig. 11 Residential Hourly Hot-Water Use—
95% Confidence Level

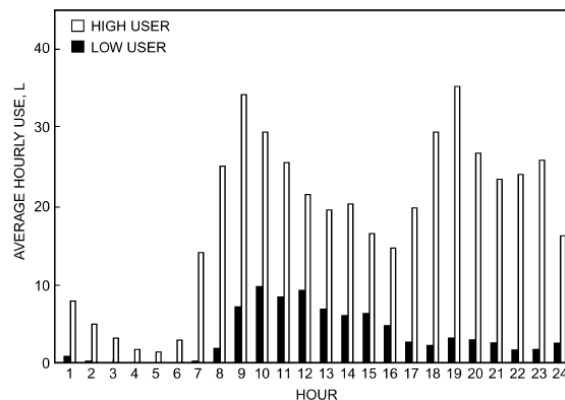


Fig. 13 Residential Average Hourly Hot-Water Use for
Low and High Users

Demandes :

26.1 Veuillez confirmer que la charge à la pointe effacée par chauffe-eau participant au programme *Charges interruptibles résidentielles*, bien inférieure à la puissance typique des éléments chauffants installés dans un chauffe-eau résidentiel à 2 éléments, est le résultat d'un calcul statistique du fonctionnement simultané d'une population suffisamment grande de chauffe-eau, qui dépend lui-même des soutirages d'eau chaude de la même population de consommateurs.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

26.2 La Régie déduit des données ASHRAE de la référence (v) que les volumes moyens d'eau chaude soutirés et coïncidant à la pointe du Distributeur seraient de l'ordre de plus de 22 L/h. En considérant une élévation de température de 50°C de l'eau froide en hiver, une capacité calorifique de l'eau de 4,18 kJ/L.°C, cette charge horaire d'eau chaude est équivalente à :

$$22 \times 4,18 \times 50 / 3\,600 = 1,28 \text{ kW}$$

Veillez expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur considère que la charge à la pointe effacée par chauffe-eau participant au programme *Charges interruptibles résidentielles* est de seulement 0,6 ou 0,7 kW.

Réponse :

1 **La valeur de 0,6 kW a été utilisée dans le dossier R-3905-2014 et constituait, à**
2 **ce moment, la meilleure estimation dont disposait le Distributeur. La valeur de**
3 **0,7 kW mentionnée à la référence (ii) est une donnée plus récente découlant**
4 **d'une optimisation des scénarios d'interruption et de reprise de charge afin de**
5 **maximiser le gain. Les données de soutirage d'eau chaude utilisées pour**
6 **réaliser ces simulations proviennent d'un mesurage effectué sur un parc de**
7 **chauffe-eau diversifié au Québec.**

8 **La valeur de 0,9 kW mentionnée à la référence (iv) résulte du mesurage**
9 **effectué durant le projet pilote d'interruption des chauffe-eau. En termes**
10 **d'approvisionnement, elle constitue la valeur brute de l'effacement, de**
11 **laquelle une réserve de fiabilité équivalente à 20 % doit être soustraite. Ces**
12 **nouvelles informations viennent confirmer la valeur de 0,7 kW utilisée aux fins**
13 **des tests économiques de l'éventuel programme *Charges interruptibles***
14 ***résidentielles*. Voir également la réponse à la question 7.2 du RNCREQ à la**
15 **pièce HQD-16, document 7 (B-0083).**

26.3 Veuillez expliquer comment la valeur de 0,6 ou de 0,7 kW a été obtenue puis préciser si cette valeur tient compte d'une reprise en charge partielle par rotation d'un certain pourcentage du parc de chauffe-eau participant au programme de télécontrôle.

Réponse :

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

26.4 Veuillez concilier les valeurs d'effacement à la pointe de 0,9 kW pour un chauffe-eau à 2 éléments, donnée dans la réponse en référence (iv), avec celles de 0,7 et 0,6 kW des références (i) et (ii) sur le télécontrôle des chauffe-eau à 2 éléments.

Réponse :

17 **Voir la réponse à la question 26.2. Le Distributeur souligne que les gains**
18 **réfèrent toujours à un parc de chauffe-eau diversifié et non uniquement à des**
19 **chauffe-eau à deux éléments.**

26.5 Si une valeur inférieure à 0,8 kW est retenue par le Distributeur, veuillez justifier l'intérêt de maintenir le programme de chauffe-eau à 3 éléments.

Réponse :

1 **Le Distributeur maintient le programme *Chauffe-eau à 3 éléments* parce qu'il**
2 **est rentable. Voir le tableau 8 de la pièce HQD-10, document 1 (B-0042).**

26.6 Veuillez présenter le TCTR et le TP de la mesure *Chauffe-eau à 3 éléments*.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 57.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0075).**

- 27. Références :**
- (i) Pièce B-0042, p. 37;
 - (ii) Dossier R-3905-2014 Phase 1, pièce B-0038, p.31;
 - (iii) Pièce B-0075, p.103;
 - (iv) Pièce B-0075, p.114 et 115 ;
 - (v) Pièce B-0083, Annexe A, p.1;
 - (vi) Pièce B-0042, p.16 et 17.

Préambule :

(i) Au Tableau B-1, le Distributeur considère comme hypothèse de calcul 2016, un effacement unitaire de 0,7 kW pour 100 000 participants au programme *Charges interruptibles résidentielles*.

Gestion de la demande en puissance			
Chauffe-eau à trois éléments	25 000	0,1 kW	3 MW
Charges interruptibles résidentielles	100 000	0,7 kW	70 MW
Charges interruptibles - Bâtiments CI	80	500 kW	40 MW

(ii) Au Tableau B-1, le Distributeur considère comme hypothèse de calcul 2015, un effacement unitaire de 0,6 kW pour 100 000 participants au programme *Charges interruptibles résidentielles (Chauffe-eau)*.

Gestion de la demande en puissance			
Chauffe-eau à trois éléments	20 600	0,1 kW	2 MW
Gestion à distance de charges résidentielles (chauffe-eau)	100 000	0,6 kW	60 MW

(iii) Au Tableau R.55.1, le Distributeur indique qu'il y a 40 000 participants ajoutés au programme de *Charges interruptibles résidentielles* pour l'hiver 2015-2016 et 100 000 pour l'hiver 2016-2017.

TABLEAU R-55.1 :
HYPOTHÈSES CHARGES INTERRUPTIBLES RÉSIDENIELLES

	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017
Budget du programme (excluant aide financière)	12 M\$ en 2015	26 M\$ en 2015
MW ajoutés	28	70
Nb de participants ajouté	40 K	100 K
Aide / participant	50 \$ / an	50 \$ / an

(iv) En réponse à la Régie relatives aux modalités qui sont offertes par le Distributeur aux participants au programme *Charges interruptibles résidentielles*, le Distributeur indique :

« Aucun document promotionnel ne peut être fourni. Le programme Charges interruptibles Bâtiments est au stade du projet pilote et le programme Charges interruptibles résidentielles fait l'objet d'un repositionnement. »

puis :


« Le déploiement du programme Charges interruptibles résidentielles ne débutera qu'en 2016. »

En page 115, on peut lire :

« Les modalités fines pour ces programmes seront précisées à la suite du déploiement du projet pilote pour le programme Charges interruptibles - Bâtiments et du repositionnement du programme Charges interruptibles résidentielles. Ces modalités respecteront les coûts évités du Distributeur.

Bien que le mode de déploiement commercial reste à préciser, s'il s'avérait qu'il y a un avantage à déployer ces interventions au moyen d'une option tarifaire, le Distributeur en présentera les modalités à la Régie pour approbation avant leur mise en application. » » [nous soulignons]

(v) Introduction aux résultats du projet-pilote de Chauffe-eau interruptibles présentés en septembre 2015 :



1. Le projet pilote en bref Objectifs et profil des participants

Objectifs

- Volet commercial
 - Évaluer la satisfaction de la clientèle qui participera au projet (approche, confort/inconfort, etc.).
- Volet technologique
 - Valider les modèles prédictifs de l'IREQ/LTE;
 - Valider deux types de technologies distinctes;
- Volet opérationnel
 - Tester des scénarios de délestage et de reprise en cours de projet-pilote pour valider un modèle d'exploitation atténuant la pointe en hiver.

Nombre et profil des participants

Objectif : recruter 450 Hydro-Québécois des régions de la Montérégie, de Montréal et des Laurentides
Recrutement : 490 employés d'Hydro-Québec se sont portés volontaires
Résultat : 368 candidats ont été retenus

(vi) « Le budget anticipé de 2015 s'élève à 17 M\$. Au total, 54 MW seront ajoutés à l'hiver 2015-2016¹³.

Pour 2016, le budget prévu s'élève à 31 M\$¹⁴, 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.

Au cours des dernières années, la part relative de la gestion de la demande en puissance dans le budget total est passée de 0,3 % en 2012 à 23 % en 2016. Cette augmentation témoigne des efforts accrus du Distributeur pour déployer de nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance. » [nous soulignons]

Les notes de bas de page 13 et 14 se lisent comme suit :

« ¹³ Ce nombre exclut les interventions en gestion de la demande en puissance, hors budget du PGEÉ, comme la réduction de puissance découlant des options tarifaires.

¹⁴ *Au même titre que l'aide financière accordée aux clients Grande puissance et Affaires qui adhèrent aux options d'électricité interruptible, l'aide financière allouée aux programmes Charges interruptibles résidentielles et Charges interruptibles Bâtiments n'est pas incluse dans le budget des interventions en efficacité énergétique. Elle est plutôt comptabilisée dans les coûts d'approvisionnement (voir la pièce HQD-6, document 1).* » [nous soulignons]

Demandes :

27.1 Veuillez confirmer que les résultats du projet-pilote ayant retenu 368 participants, tels que précisés en référence (v), portent sur l'hiver 2014-2015 et non sur l'hiver 2015-2016.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

27.2 Veuillez indiquer si la valeur de l'effacement de 0,6 à 0,7 kW par chauffe-eau délesté à la pointe a pu être validée ou vérifiée dans le cadre du projet-pilote de 368 participants. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

2 **Oui, le projet pilote a permis de mesurer la valeur de l'effacement des chauffe-**
3 **eau délestés. Voir également la réponse à la question 26.2.**

27.3 Veuillez confirmer que pour garantir un effacement au cours de l'hiver 2015-2016, un participant doit avoir participé ou s'être ajouté au programme au cours de l'année 2015.

Réponse :

4 **Le Distributeur le confirme. Toutefois, comme mentionné à la réponse à la**
5 **question 27.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce**
6 **HQD-16, document 1 (B-0068), le contexte d'élaboration du nouveau plan**
7 **stratégique amène le Distributeur à se repositionner sur la meilleure stratégie**
8 **à mettre en place afin d'atteindre les objectifs qu'il s'est fixés dans ce marché.**
9 **Ce repositionnement implique qu'il n'y aura pas de participants à ce**
10 **programme à l'hiver 2015-2016.**

11 **Les seuls dispositifs installés sont ceux du projet pilote auprès des employés.**

27.4 Veuillez expliquer comment on peut anticiper que 40 000 participants contribueront à l'effacement de la pointe au cours de l'hiver 2015-2016 si le déploiement du programme n'est prévu qu'en 2016 et si le mode de déploiement commercial du programme reste à préciser.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 27.3.**

27.5 Veuillez indiquer quelle portion des 40 000 participants qui s'effaceront au cours de l'hiver 2015-2016 a déjà été équipée de systèmes de télécontrôle à la fin octobre 2015 et expliquer les moyens mis en œuvre pour recruter les participants restants avant l'hiver 2015-2016.

Réponse :

13 **Voir la réponse à la question 27.3.**

27.6 Veuillez indiquer les modalités détaillées qui sont offertes aux 40 000 participants qui se sont ajoutés au programme en 2015.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 27.3.**

27.7 Veuillez indiquer quelle part du 54 MW d'effacement de la pointe annoncé pour l'hiver 2015-2016 représentent les 40 000 participants au programme *Charges interruptibles résidentielles*.

Réponse :

2 **Du 54 MW, 28 MW (40 000 participants) étaient prévus pour le programme**
3 ***Charges interruptibles résidentielles*.**

27.8 Veuillez expliquer la note de bas de page 13 en référence (vi), en précisant notamment s'il y a des charges additionnelles effacées par d'autres interventions financées hors budget du PGEÉ.

Réponse :

4 **Les autres charges effacées sont celles en provenance des options**
5 **d'électricité interruptible prévues aux Tarifs.**

27.9 Veuillez fournir un tableau détaillé permettant de comprendre quelles parts des données en référence (i) sont anticipées pour 2015 et quelles parts des données en référence (ii) seront réalisées en 2016 au moyen des budgets et des programmes du PGEÉ.

Réponse :

6 **Le tableau R-27.9 présente les informations concernant les Interventions**
7 **directes en gestion de la demande en puissance¹⁹. Les budgets des nouveaux**
8 **programmes *Charges interruptibles résidentielles* et *Charges interruptibles –***
9 ***Bâtiments CI* sont scindés en deux :**

- 10 • **Les dépenses de commercialisation, d'installation des équipements et**
11 **de gestion des programmes (26 M\$ en 2016) sont inscrites aux budgets**
12 **d'efficacité énergétique (pièce HQD-10, document 1 [B-0042]).**
- 13 • **Les compensations financières annuelles (8,8 M\$ en 2016) versées**
14 **directement aux clients participants sont inscrites aux budgets des**
15 **approvisionnements (pièce HQD-6, document 1 [B-0023]), à l'instar des**
16 **crédits fixes versés aux clients ayant adhéré aux options tarifaires**
17 **d'électricité interruptible (11,1 M\$), puisqu'il s'agit de moyens**
18 **d'approvisionnement sous le contrôle du Distributeur.**

19 **Pour l'hiver 2015-2016, un total de 46 MW est anticipé, soit une différence de**
20 **8 MW par rapport au tableau A-3 de la pièce HQD-10, document 1 (B-0042).**
21 **Cette différence provient du repositionnement du programme *Charges***

¹⁹ Pour une explication méthodologique des interventions en GDP, voir le Plan d'approvisionnement 2014-2023 (dossier R-3864-2013), à la pièce HQD-1, document 1 (B-0005), section 3.2.

- 1 ***interruptionnelles résidentielles (28 MW à 0 MW) et du programme Charges***
2 ***interruptionnelles – Bâtiments CI (de 10 à 30 MW)²⁰.***
- 3 **Pour l'hiver 2016-2017, aucun changement n'est prévu en ce qui touche**
4 **l'impact en puissance.**

²⁰ Voir à ce sujet les réponses aux questions 27.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068) et 3.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-16, document 5.1 (B-0081).

**TABLEAU R-27.9 :
INTERVENTIONS EN GDP**

Interventions directes en GDP	Impact en puissance (MW nets ajoutés)				Budgets (M\$)				Options tarifaires
	Hiver 2015-2016		Hiver 2016-2017		2015A		2016		
	HQD-10, doc. 1	Demandes de rens.	HQD-10, doc. 1	Demandes de rens.	HQD-10, doc. 1	HQD-6, doc. 1 ⁽⁵⁾	HQD-10, doc. 1	HQD-6, doc. 1 ⁽⁵⁾	
Chauffe-eau à 3 éléments	1	1	3	3	1		2		
Sensibilisation à la pointe	0	0	0	0	3		2		
Biénergie (tarif DT)	0	0	0	0	0		0		√
Nouvelles interventions en efficacité énergétique (programmes de charges interruptibles)	53	45	110	110	12	2,3	26	8,8	
<i>dont Charges interruptibles résidentielles</i>	28 ⁽¹⁾	0 ⁽²⁾	70 ⁽⁴⁾	70	12		26		
<i>Charges interruptibles - Bâtiments CI (CII)</i>	10	30 ⁽³⁾	40	40	0		0		
<i>Charges interruptibles - Bâtiments HQ</i>	15	15	0	0	1		0		
TOTAL	54	46	113	113	17		31		
Options d'électricité interruptible						12,8		11,1	√
<i>dont Options d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance</i>									√
<i>dont Options d'électricité interruptible pour la clientèle au tarif L</i>									√

(1) Pour 40 000 participants.

(2) Voir la réponse à la question 27.3.

(3) Voir la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-16, document 5.1 (B-0081).

(4) Pour 100 000 participants.

(5) Voir le tableau 6.

27.10 Veuillez indiquer quelles autres parts des données en référence (i) seront couvertes par des options tarifaires financées par les Coûts d'approvisionnement ou si elles s'ajouteront à ces données.

Réponse :

1 **Aucune de ces mesures ne sera couverte par une option tarifaire. Voir la**
2 **réponse à la question 27.9.**

27.11 Veuillez présenter en détail la liste des mesures de gestion de la pointe déployées en 2015, d'une part et en 2016, d'autre part.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 27.9.**

27.12 Veuillez présenter en détail la liste des options tarifaires qui ont été proposées en 2015 et qui seront proposées en 2016.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 27.9.**

27.13 Veuillez élaborer sur le fait que ces options tarifaires n'apparaissent pas dans le texte des Modifications aux tarifs déposé par le Distributeur.

Réponse :

5 **La GDP est un des axes de l'efficacité énergétique. Pour l'instant, les**
6 **nouvelles interventions en GDP dont, à court terme, les programmes *Charges***
7 ***interruptionnelles résidentielles* et *Charges interruptionnelles – Bâtiments*, visent une**
8 **clientèle nombreuse et nécessitent des efforts de promotion importants. C'est**
9 **pourquoi ces programmes sont considérés comme des interventions**
10 **commerciales en efficacité énergétique et non des options tarifaires inscrites**
11 **aux Tarifs. Voir également la réponse à la question 28.2 de la demande de**
12 **renseignements n° 1 de la Régie à pièce HQD-16, document 1 (B-0068) et la**
13 **réponse à la question 61.6 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie**
14 **à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0075).**

27.14 Le cas échéant, veuillez déposer les options tarifaires en lien avec les programmes de gestion de la pointe.

Réponse :

15 **Voir la réponse à la question 27.9.**

28. Référence : Pièce B-0042, p.19.

Préambule :

Le Distributeur expose, en employant des phrases au futur dans sa demande R-3933-2015, les objectifs 2015 de ses programmes de charges interruptibles dans les bâtiments d'Hydro-Québec et dans les bâtiments CI, tout en annonçant des objectifs précis pour l'hiver 2015-2016 :

« Charges interruptibles - Bâtiments d'Hydro-Québec

Le projet d'automatisation des stratégies de contrôle des systèmes électromécaniques des bâtiments d'Hydro-Québec en période de pointe se déroule comme prévu en 2015. Ce projet permet aux gestionnaires du parc immobilier d'Hydro-Québec de réduire, de façon automatisée, la demande en puissance des bâtiments lors des périodes de grand froid. L'objectif de réduction de puissance est de 15 MW à l'hiver 2015-2016.

Programme Charges interruptibles - Bâtiments CI

À la suite des résultats des travaux du Laboratoire des technologies de l'énergie (LTÉ) et du projet d'automatisation des stratégies de contrôle des systèmes électromécaniques des bâtiments d'Hydro-Québec, le Distributeur effectuera en 2015 un projet pilote de réduction de la demande en puissance dans les bâtiments du secteur CI. Ce projet permettra de valider les paramètres techniques et commerciaux, notamment le confort des occupants, en vue d'offrir pour 2016 un nouveau programme de charges interruptibles à ce marché. Sur avis du Distributeur, 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 déployera 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]

Demandes :

28.1 Veuillez confirmer que les bâtiments d'Hydro-Québec seront bien équipés des systèmes de contrôle requis dès le 1^{er} décembre 2015 pour être en mesure d'effacer 15 MW à la pointe. Sinon, veuillez justifier.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

28.2 Veuillez confirmer que depuis mars 2015, les 20 projets-pilotes visés ont été réalisés et équipés des équipements requis pour pouvoir effacer environ 10 MW à la pointe dès le 1^{er} décembre 2015. Sinon, veuillez justifier.

Réponse :

2 **Comme mentionné en réponse à la question 27.1 de la demande de**
3 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068), le**
4 **projet pilote se déroule bien. Le Distributeur confirme que les projets soumis**
5 **seront prêts et pourront contribuer à la réduction des besoins de puissance**
6 **dès l'hiver 2015-2016.**

28.3 Veuillez préciser les échéanciers et la demande budgétaire du Distributeur pour réaliser en 2016 le plan d'action qui permettra d'effacer environ 40 MW dès le 1^{er} décembre 2016.

Réponse :

7 **Le plan d'action se réalisera au cours de l'année 2016 et le Distributeur**
8 **confirme que le marché sera prêt à répondre au 1^{er} décembre 2016. Les**
9 **budgets présentés à la réponse à la question 27.1 de la demande de**
10 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068) sont**
11 **maintenus.**

29. **Références :** (i) Pièce B-0042, p.15;
(ii) <http://www.hydroquebec.com/affaires/efficacite-energetique/programmes/programmes-systemes-industriels/nouvelle-usine-agrandissement/appui-financier-et-avantages/>

Préambule :

(i) On peut lire à propos des programmes OIEÉB et OIEÉSI :

« En 2016, les deux programmes se poursuivront sans modifications majeures. »

(ii) Le Distributeur annonce qu'à partir du 1^{er} mai 2015, il y a une modification de la limite à l'appui financier du programme OIEÉSI – Nouvelle usine, agrandissement : Parmi les 3 limites supérieures de l'appui financier, une des limites est passée de 50 % des coûts

additionnels (ou surcoûts) admissibles du projet à 10 % des coûts totaux admissibles du projet. Une autre limite est que l'appui financier ne peut ramener le PRI du projet après subvention à moins de 2 ans. Ce critère est demeuré inchangé.

Demandes :

29.1 Veuillez exposer les motifs ayant amené le Distributeur à modifier le plafond de l'appui financier de 50 % des coûts additionnels (ou surcoûts) admissibles du projet à 10 % des coûts totaux admissibles du projet.

Réponse :

1 **De façon générale, le Distributeur considère équivalentes les deux options qui**
2 **étaient offertes au participant jusqu'au 1^{er} mai 2015. Par souci d'efficacité du**
3 **processus, à la lumière de plusieurs années d'exploitation du programme,**
4 **l'option la plus simple pour les participants a été retenue.**

29.2 Veuillez confirmer que cette modification n'enlève pas la nécessité de définir un projet de référence pour calculer la PRI du projet d'efficacité énergétique et effectuer le suivi du programme au niveau de ses impacts et de sa rentabilité. Sinon veuillez expliquer comment le critère du PRI non inférieur à 2 ans après subvention sera vérifié et comment le Distributeur entend faire le suivi du programme et en calculer les tests économiques.

Réponse :

5 **Le Distributeur confirme que cette modification n'enlève aucunement la**
6 **nécessité de présenter un scénario de référence pour le calcul de l'appui**
7 **financier et de la PRI du projet. Le scénario de référence correspond toujours,**
8 **dans ce volet du programme, aux pratiques courantes ou aux standards du**
9 **marché. Il sert à définir la rentabilité de chacun des projets et par conséquent,**
10 **la rentabilité du programme pour le Distributeur.**

11 **On doit noter que la démonstration des économies d'électricité admissibles**
12 **requis pour le calcul de la PRI doit être supportée par les fiches techniques**
13 **du scénario de référence et par un mesurage de l'équipement efficace mis en**
14 **place.**

29.3 Veuillez expliquer si le changement effectué en mai 2015 a un impact uniquement sur le montant de l'appui financier ou s'il peut en avoir un également sur l'admissibilité d'un projet ayant un pay-back supérieur à deux ans à pouvoir bénéficier d'un appui financier.

Réponse :

15 **Le Distributeur convient que tout changement aux modalités peut avoir un**
16 **impact sur l'admissibilité et l'appui financier offert pour un certain nombre de**
17 **projets. Toutefois, le Distributeur est confiant que ce changement est**

- 1 favorable à la grande majorité des participants puisqu'il simplifie le processus
2 du projet pour eux.

STRATÉGIE TARIFAIRE

- 30. Références :**
- (i) Pièce B-0071, p. 42 à 45;
 - (ii) Pièce B-0051, p. 5;
 - (iii) Pièce B-0071, p. 5;
 - (iv) Pièce B-0051, p. 24.

Préambule :

(i) « 12.5 Veuillez expliquer la réduction de la projection du tarif L à 5,2 ¢/kWh en 2022, au Tableau 6 de la référence (iv), par rapport à la projection à 5,4 ¢/kWh en 2022, au Tableau 6.1 de la référence (v). »

Réponse :

Par rapport à la projection du tarif L présentée dans le dossier R-3905-2014, celle du présent dossier tarifaire (référence (iv)) tient compte des hausses tarifaires prévues actuellement, incluant la hausse autorisée pour 2015-2016 par la décision D-2015-018 et celle proposée pour 2016-2017. »

La Régie remarque que la croissance des coûts de fourniture à la marge entre 2015 et 2023 est passée de 47 % au Tableau R-6.1 de la référence (i) à 78 % au Tableau 6. La Régie remarque également que la projection prévue des hausses tarifaires au tarif L entre 2015 et 2023 est passée de 10,2 % au Tableau R-6.1, à seulement 6,1 % au Tableau 6, ce qui correspond à une hausse annuelle de moins de 0,75 % par année. La neutralité du TDÉ au tarif L est donc affectée négativement par la hausse des coûts à la marge et par la baisse des revenus en raison de la projection de tarifs plus faibles.

(ii) « Pour l'année tarifaire 2016-2017, la hausse des tarifs permettant au Distributeur de récupérer son coût de service en 2016 est de 1,9 % auprès de l'ensemble de la clientèle, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour lesquels la hausse est de 1,2 %. »

(iii) « L'ajustement différencié reflétant la variation des coûts de 6,3 % pour le tarif L découle du contexte général des deux derniers dossiers tarifaires, tel qu'il est indiqué en réponse à la question 1.1. »

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

Demandes :

30.1 Veuillez présenter les hypothèses sous-jacentes et expliquer comment le Distributeur projette une hausse moyenne du tarif L inférieure à 0,75 % par année pour

les 8 prochaines années, tel qu'énoncé à la référence (i), considérant la hausse tarifaire plus élevée proposée à la référence (ii).

Réponse :

1 **Le tableau R-30.1 présente les hausses tarifaires considérées pour le tarif L de**
2 **2015 à 2023 pour l'analyse de neutralité du TDÉ des dossiers tarifaires**
3 **2015-2016 et 2016-2017. Il s'agit des hausses prévues, compte tenu des**
4 **paramètres et des hypothèses retenues au moment du dépôt des preuves du**
5 **Distributeur, sans indexation du patrimonial.**

**TABLEAU R-30.1 :
HAUSSES TARIFAIRES CONSIDÉRÉES POUR LE TARIF L**

Année	Dossier tarifaire	
	2015-2016	2016-2017
2015	3,5%	2,5%
2016	2,1%	1,2%
2017	1,5%	0,5%
2018	1,2%	1,2%
2019	0,9%	1,0%
2020	1,0%	0,3%
2021	1,0%	1,0%
2022	1,0%	1,0%
2023	1,0%	1,0%

30.2 Veuillez concilier la réduction de la croissance projetée des tarifs au Tableau 6 de la référence (i) avec la pression sur les coûts constatée aux références (i) et (iii).

Réponse :

6 **L'analyse de la neutralité met en relation les coûts prévus à la marge et les**
7 **revenus prévus moyens. Les coûts à la marge font référence au concept de**
8 **signal de prix pour le dernier kWh consommé, alors que les hausses tarifaires**
9 **considérées pour déterminer les revenus moyens sont basées sur une**
10 **prévision des coûts moyens. Les tarifs n'évoluent pas nécessairement au**
11 **même rythme que les coûts à la marge.**

30.3 Veuillez préciser quel tarif s'appliquerait à chacune des trois demandes, advenant qu'elles soient acceptées et que les projets aillent de l'avant.

Réponse :

12 **Le tarif L ou le tarif LG en vigueur au moment de l'acceptation des demandes**
13 **s'appliquerait, incluant une réduction de 20 %.**

31. Références : (i) Dossier R-3854-2013, pièce B-0045, p. 15;
(ii) Pièce B-0046, p. 15;
(iii) Pièce B-0071, p. 6;
(iv) Pièce B-0076, p. 7 et 14.

Préambule :

(i)

Tableau 8B
Calcul des ajustements tarifaires différenciés et indices d'interfinancement
Année témoin projetée 2014

Catégories de consommateurs	Coût de service (M\$)		Revenus avant hausse (M\$)		Provision réglementaire (M\$)		Ventes (GWh)	
	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
Domestiques	5 757,1	5 904,6	4 758,2	4 816,0	7,9	(42,0)	65 226	65 666
Généraux	2 979,5	3 144,7	3 765,6	3 810,9	4,8	(24,9)	49 436	50 168
Tarif G ¹	905,0	900,0	1 061,3	1 017,4	1,5	(7,7)	11 363	10 813
Tarif MF	1 672,9	1 820,6	2 264,0	2 352,3	2,7	(14,4)	29 607	30 872
Tarif LG ³	401,6	424,1	440,3	441,2	0,5	(2,7)	8 466	8 482
Grands industriels	1 152,5	1 196,6	1 351,3	1 367,5	1,6	(8,4)	29 211	29 622
Total	9 889,2	10 245,9	9 875,1	9 994,4	14,2	(75,3)	143 873	145 455

Catégories de consommateurs	Écart de coûts			Écart de revenus			Revenu additionnel requis
	Effet volume	Effet prix	Total	Effet volume	Effet prix	Total	
	(I)	(J)	(K)	(L)	(M)	(N)	
Domestiques	38,8	108,7	147,5	32,1	(24,2)	7,9	139,5
Généraux	28,5	136,7	165,2	46,3	(30,6)	15,7	149,5
Tarif G	(43,8)	38,8	(5,0)	(51,4)	(1,7)	(53,1)	48,1
Tarif M	71,5	76,2	147,7	96,9	(25,8)	71,1	76,6
Tarif LG	0,8	21,7	22,5	0,8	(3,2)	(2,3)	24,8
Grands industriels	16,2	27,9	44,1	19,0	(12,9)	6,2	38,0
Total	83,5	273,3	356,8	97,4	(67,6)	29,8	327,0

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial (D et L) et rééquilibrage des tarifs généraux			Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts		
	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement
	(P)	(Q)	(R)	(S)	(T)	(U)
Domestiques	3,4%	4 979,0	83,7	2,9%	4 955,6	83,3
Généraux	3,4%	3 939,9	124,4	3,9%	3 960,4	125,0
Tarif G	4,0%	1 057,6	116,6	4,7%	1 065,5	117,5
Tarif M	3,0%	2 421,8	132,0	3,3%	2 428,9	132,4
Tarif LG	4,4%	460,5	107,8	5,6%	466,0	109,1
Grands industriels	2,6%	1 402,5	116,4	2,8%	1 405,4	116,6
Total	-	10 321,4	100,0	-	10 321,4	100,0

La Régie constate que le coût de service par kWh vendu en 2013 était de 8,83 ¢/kWh (colonne A / colonne G) aux tarifs domestiques et de 3,95 ¢/kWh pour les grands industriels.

(ii)

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

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

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

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

La Régie constate que le coût de service par kWh vendu prévu pour 2016 serait de 9,19 ¢/kWh (colonne B / colonne H) aux tarifs domestiques et de 4,59 ¢/kWh pour les grands industriels.

La Régie constate également que la progression sur 3 ans du coût de service par kWh, soit entre 2013 (8,83 ¢/kWh) et 2016 (9,19 ¢/kWh), serait de 4,1 % aux tarifs domestiques. Pour le tarif grands industriels, la même progression sur 3 ans du coût de service par kWh entre 2013 (3,95 ¢/kWh) et 2016 (4,59 ¢/kWh), serait de 16,2 %.

(iii)

TABLEAU R-1.4 :
HISTORIQUE DES HAUSSES TARIFAIRES APPLIQUÉES
ET DES HAUSSES SELON LA VARIATION DES COÛTS
ANNÉES PRÉVISIONNELLES 2011 À 2016

Catégories de consommateurs	Hausse appliquées			Hausse selon la variation des coûts		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Domestique	-0,4%	-0,5%	2,4%	-1,0%	-1,2%	4,3%
Petite puissance	-0,4%	-0,5%	2,4%	2,4%	-0,8%	1,3%
Moyenne puissance	-0,4%	-0,5%	2,4%	-1,8%	1,3%	-0,2%
Grande puissance	-0,4%	-0,5%	2,4%	0,8%	-0,3%	1,1%

Catégories de consommateurs	Hausse appliquées			Hausse selon la variation des coûts		
	2014	2015	2016*	2014	2015	2016
Domestiques	4,3%	2,9%	1,9%	4,0%	2,0%	0,0%
Général	4,3%	2,9%	1,9%	4,6%	3,0%	2,5%
Tarif G	4,8%	2,9%	1,9%	5,8%	3,6%	-0,4%
Tarif M	3,8%	2,7%	1,9%	4,0%	2,0%	3,7%
Tarif LG	5,3%	3,5%	1,9%	5,0%	6,7%	2,8%
Grands industriels	3,5%	2,5%	1,2%	3,5%	5,3%	6,3%

* Prévisionnelles

La Régie constate que les hausses tarifaires sur 3 ans, soient celles appliquées en 2014 et 2015 ainsi que celle proposée en 2016, seraient de 9,4 % aux tarifs domestiques et de 7,4 % au tarif grands industriels.

La Régie constate enfin que les hausses tarifaires sur 3 ans excéderaient de 5,3 % la hausse du coût de service par kWh aux tarifs domestiques (9,4 % - 4,1 %). Par contre, les hausses tarifaires sur 3 ans seraient inférieures de 8,8 % à la hausse du coût de service par kWh au tarif grands industriels (7,4 % - 16,2 %).

(iv)

Catégories de consommateurs	(I) Coût de service (M\$)				(V) Ventes (GWh)	
	2013 ⁽¹⁾	US GAAP	IFRS	sans modif	2013 ⁽¹⁾	2016 ⁽²⁾
		2016 ⁽²⁾	2016 ⁽³⁾	pass-on 2016 ⁽⁴⁾		
Domestiques	5 757,1	6 163,7	6 407,2	6 245,6	65 226	67 068
Généraux	2 979,5	3 446,2	3 552,5	3 408,1	49 436	50 951
Tarif G	905,0	889,3	919,9	895,1	11 363	10 240
Tarif M	1 672,9	2 058,8	2 121,1	2 021,4	29 607	31 813
Tarif LG	401,6	498,1	511,6	491,6	8 466	8 898
Grands industriels	1 152,5	1 302,3	1 328,9	1 258,5	29 211	28 388
	9 889,2	10 912,2	11 288,6	10 912,2	143 873	146 407

Catégories de consommateurs	(VII) = (I)/(V) Coût de service ¢/kWh				(XI) = (VII)/(VII) Variation 2016 / 2013 coût de service par kWh			Hausse tarifaires appliquées 2014 et 2015; proposée 2016 ⁽⁵⁾
	2013	US GAAP	IFRS	sans modif	2013-2016	IFRS 2013-2016	sans modif pass-on 2013-2016	
		2016	2016	pass-on 2016				
Domestiques	0,0883 \$	0,0919 \$	0,0955 \$	0,0931 \$	4,1%	8,2%	5,5%	9,36%
Généraux	0,0603 \$	0,0676 \$	0,0697 \$	0,0669 \$	12,2%	15,7%	11,0%	9,36%
Tarif G	0,0796 \$	0,0868 \$	0,0898 \$	0,0874 \$	9,0%	12,8%	9,8%	9,89%
Tarif M	0,0565 \$	0,0647 \$	0,0667 \$	0,0635 \$	14,5%	18,0%	12,5%	8,63%
Tarif LG	0,0474 \$	0,0560 \$	0,0575 \$	0,0552 \$	18,0%	21,2%	16,5%	11,06%
Grands industriels	0,0395 \$	0,0459 \$	0,0468 \$	0,0443 \$	16,3%	18,6%	12,4%	7,36%
	0,0687 \$	0,0745 \$	0,0771 \$	0,0745 \$	8,4%	12,2%	8,4%	

⁽¹⁾ R-3854, HQD-11, document 4, p. 15

⁽²⁾ Pièce B-0046, p. 15

⁽³⁾ Pièce B-0076, p. 7

⁽⁴⁾ Pièce B-0076, p. 14 - Tableau R-2.1-C: Illustration du Tableau 8B en maintenant les modalités de disposition des comptes de *pass-on* et de nivellement

⁽⁵⁾ Pièce B-0071, p. 6

La Régie a produit le Tableau ci-dessus à partir des pièces en référence. La Régie constate que la croissance plus importante des coûts de service par kWh au tarif grands industriels entre 2013 et 2016 s'observe tant avec les données fournies sur la base des principes comptables US GAAP que selon IFRS, ainsi que sous l'hypothèse du maintien des modalités de disposition des comptes de *pass-on* et de nivellement.

Demande :

31.1 Veuillez commenter l'évolution du coût de service par kWh entre 2013 et 2016 des différentes catégories de consommateurs, telle qu'observée aux références (i) à (iv). Veuillez préciser l'impact de tout élément exceptionnel ou non récurrent qui expliquerait les différences des taux de croissance des coûts de service par kWh entre les catégories de consommateurs.

Réponse :

- 1 L'évolution du coût de service doit être analysée à la lumière de l'effet de la
- 2 croissance du volume de consommation, la catégorie Grands industriels
- 3 ayant connu une baisse de sa consommation entre 2013 et 2016, à l'inverse de
- 4 la catégorie Domestiques. Outre les éléments relatifs aux principes

1 comptables ainsi qu'aux modifications des modalités de disposition des
2 comptes, de façon générale, les coûts de distribution et de service à la
3 clientèle ont diminué de 2013 à 2016. Cette diminution a eu un impact plus
4 important sur la catégorie Domestiques compte tenu des différents facteurs
5 de répartition. Elle s'explique notamment par les gains d'efficacité et par la
6 diminution de la base de tarification et l'amortissement du PGEÉ.

7 Le Distributeur précise que les montants de la base de tarification et
8 l'amortissement du compte de nivellement de l'année 2013 étaient positifs,
9 puisque'ils incluaient les soldes des années froides 2006, 2010 et 2011. Ces
10 facteurs ont un impact non négligeable sur le coût de service et sur la
11 répartition par catégories de consommateurs. Ce ne sont toutefois pas des
12 éléments exceptionnels ou non récurrents.

- 32. Références :**
- (i) Pièce B-0076, p. 16;
 - (ii) Pièce B-0076, p. 18;
 - (iii) Dossier R-3854-2013, pièce B-0049, p. 11 et 12;
 - (iv) Pièce B-0051, p. 5 et 6.

Préambule :

(i) « En effet, depuis le dossier R-3644-2007, et bien que la décision D-2007-12 concernant l'interfinancement lui permet de proposer des ajustements selon la variation des coûts à chaque catégorie de consommateurs, le Distributeur a pris position pour une approche qu'il juge raisonnable, à savoir « proposer une hausse uniforme tout en laissant à la Régie, après avoir entendu les intervenants, arbitrer cette question en fonction de l'ensemble des éléments au dossier. »

« Dans le contexte actuel, la mise en application d'ajustements différenciés selon la variation des coûts conduirait à des impacts « brusques et déséquilibrés », à l'encontre de l'interprétation de la Régie du décret 1164-2007 (décision D-2007-24, p. 120).

Enfin, ces ajustements différenciés iraient à l'encontre de la stratégie à l'égard du rééquilibrage des tarifs généraux amorcée depuis 2014, ce qui n'est pas négligeable. »

(ii) « En revanche, d'année en année, nonobstant la croissance des revenus requis propre à chaque catégorie de consommateurs, les clients d'une catégorie donnée seraient protégés contre une hausse tarifaire beaucoup plus importante pour eux que pour le reste de la clientèle, ce qui assurerait une stabilité dans l'évolution des tarifs entre les catégories de consommateurs.

TABLEAU 3
IMPACT SUR L'INTERFINANCEMENT D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DIFFÉRENCIÉE
(CRITÈRES D'ÉCART MAXIMAL)

	Interfinancement avant hausse (%)	Scénario à 20%		Scénario à 30%		Scénario à 40%	
		Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)	Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)	Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)
Domestique	81,9	2,6	82,3	2,9	82,4	3,1	82,6
Petite puissance	123,7	2,3	123,8	2,3	123,9	2,4	124,0
Moyenne puissance	131,0	1,6	130,2	1,3	129,8	1,0	129,4
Grande puissance	115,3	1,7	114,7	1,5	114,5	1,3	114,2
Total - Tarifs réguliers	100,0	2,2	100,0	2,2	100,0	2,2	100,0

Demande :

3.1 Dans l'hypothèse où la Régie devait décider de ne pas retenir la proposition d'ajustement tarifaire uniforme mais plutôt d'opter, au présent dossier, pour des ajustements différenciés reflétant la variation des coûts, veuillez présenter une proposition de scénarios d'ajustement différenciés, tels que ceux présentés à la référence (i).

Réponse :

Le Distributeur comprend de la demande de la Régie que dans le cas d'un scénario à 20 % par exemple, 80 % de la hausse demandée pour une catégorie de consommateurs doit être considérée d'une part, et 20 % de la hausse serait établie selon la variation des coûts d'autre part. Le tableau R-3.1 présente les scénarios demandés par la Régie. »

TABLEAU R-3.1 :
SCÉNARIOS D'AJUSTEMENT SELON LA VARIATION DES COÛTS

Catégories de consommateurs	Interfinancement avant hausse	Scénario à 20%			Scénario à 30%			Scénario à 40%		
		Ajustement tarifaire	Revenus après hausse	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse	Interfinancement
Domestiques	86,4	1,5%	5 359,4	86,2	1,3%	5 349,5	86,0	1,1%	5 339,7	85,9
Généraux	121,5	2,0%	4 232,4	121,8	2,1%	4 235,1	121,8	2,1%	4 237,9	121,9
Tarif G	118,4	1,4%	1 058,5	118,0	1,2%	1 058,1	117,7	1,0%	1 053,8	117,5
Tarif M	127,0	2,2%	2 649,1	127,6	2,4%	2 653,8	127,8	2,6%	2 658,5	128,0
Tarif LG4	104,1	2,1%	524,4	104,4	2,2%	524,8	104,5	2,2%	525,3	104,6
Grands industriels	107,2	2,2%	1 414,6	107,7	2,7%	1 421,7	108,2	3,3%	1 428,8	108,8
Total	100,0	-	11 006,4	100,0	-	11 006,4	100,0	-	11 006,4	100,0

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

TABLEAU 1
AJUSTEMENTS DIFFÉRENCIÉS ET INDICES D'INTERFINANCEMENT¹²

Catégories de consommateurs	Reffet du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux		Reffet de la variation des coûts	
	Ajustement tarifaire	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Interfinancement
Domestiques	3,4%	83,7	2,9%	83,3
Généraux				
G	4,0%	116,6	4,7%	117,5
M	3,0%	132,0	3,3%	132,4
LG	4,4%	107,8	5,6%	109,1
Sous-total - Généraux	3,4%	124,4	3,9%	125,0
Total	3,4%	97,8	3,4%	97,8
Grands industriels	2,6%	116,4	2,8%	116,6

La Régie constate que le rééquilibrage des tarifs généraux, initié au dossier R-3854-2013, constitue une démarcation par rapport aux hausses tarifaires uniformes appliquées généralement.

(iv) « le Distributeur propose de reconduire la stratégie de rééquilibrage appliquée au 1^{er} avril 2015, qui se limite uniquement aux revenus additionnels associés à l'introduction graduelle du mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale au tarif LG. Cet impact étant plus faible pour l'année 2016 qu'en 2015, la hausse du tarif M n'est que très légèrement réduite. » [nous soulignons]

Demandes :

32.1 Veuillez confirmer si, selon le Distributeur, une hausse tarifaire différenciée modulée selon la méthode présentée à la référence (ii) permettrait d'éviter les impacts brusques et déséquilibrés mentionnés à la référence (i). Sinon, veuillez commenter.

Réponse :

1 **Un scénario d'ajustement à 20 %, 30 % ou 40 % permet de diminuer l'écart des**
 2 **hausse entre les catégories de consommateurs. Le Distributeur est d'avis**
 3 **qu'il convient de laisser la Régie statuer sur ce que représentent des**
 4 **« impacts brusques et déséquilibrés », en fonction du contexte économique**
 5 **propre à chaque catégorie de consommateurs.**

32.2 Veuillez confirmer si la citation du premier paragraphe de la référence (ii), extrait de la preuve du Distributeur au dossier R-3677-2008, pourrait toujours s'appliquer aux scénarios d'ajustement selon la variation des coûts présentés au Tableau R-3.1 de la référence (ii). Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

6 **Le Distributeur tient tout d'abord à rappeler le contexte dans lequel il avait**
 7 **fourni ces scénarios dans le dossier R-3677-2008 (HQD-12, document 1, pages**
 8 **14 et 15) :**

1 Dans sa dernière décision, la Régie demandait au Distributeur de déposer
2 lors du prochain dossier tarifaire, différents scénarios de hausses
3 différenciées. D'emblée, le Distributeur précise qu'il n'existe pas de règle
4 ou de principe reconnu dans le domaine. Ainsi, les scénarios que le
5 Distributeur fournit font appel à un critère d'écart maximal entre la
6 hausse de chaque catégorie de consommateurs et la hausse moyenne
7 demandée pour l'ensemble de la clientèle. [...] L'application d'un critère
8 d'écart maximal suppose qu'à chaque dossier tarifaire le poids joué par la
9 «Croissance des coûts» dans le calcul des hausses différenciées pourrait
10 être réduit au profit des «Ajustements» qui sont proportionnels aux
11 revenus prévus avant hausse pour chaque catégorie de consommateurs.
12 Cela signifie également que lorsqu'une catégorie de consommateurs
13 subira une hausse inférieure à la hausse basée sur la variation du coût
14 de service, les autres catégories subiront des hausses plus importantes
15 que celles qu'elles auraient assumées dans un scénario basé sur la
16 variation de ce même coût.

17 En revanche, d'année en année, nonobstant la croissance des revenus
18 requis propre à chaque catégorie de consommateurs, les clients d'une
19 catégorie donnée seraient protégés contre une hausse tarifaire beaucoup
20 plus importante pour eux que pour le reste de la clientèle, ce qui
21 assurerait une stabilité dans l'évolution des tarifs entre les catégories de
22 consommateurs. Ce faisant, un critère d'écart maximal pourrait être une
23 réponse au décret 1164-2007 du gouvernement. *(nos soulignés)*

24 Dans sa décision D-2009-016, la Régie demandait au Distributeur de déposer
25 les scénarios de 20 %, 30 % et 40 %, mais sans indiquer s'il pourrait s'agir
26 d'une stratégie tarifaire applicable.

27 Selon le Distributeur, ces scénarios sont seulement des illustrations de ce
28 que pourrait être une forme de lissage des hausses différenciées, mais ne
29 constituent aucunement des propositions de mécanisme formel. Le
30 Distributeur est d'avis qu'il conviendrait d'abord que des objectifs précis en
31 matière d'évolution des indices d'interfinancement et de stabilité tarifaire
32 soient fixés et que soient énoncées des orientations claires quant aux
33 circonstances et au contexte où un tel mécanisme devrait être appliqué. Un de
34 ces éléments de contexte est l'intention du législateur de faire bénéficier les
35 clients au tarif L d'un avantage tarifaire en les exemptant de l'indexation du
36 coût de l'électricité patrimoniale. Ainsi, le Distributeur peut difficilement se
37 prononcer sur ces scénarios.

32.3 Veuillez expliquer en quoi le rééquilibrage des tarifs généraux, qui constitue une démarcation par rapport aux hausses tarifaires uniformes, tel qu'observé à la référence (iii), ne pourrait pas se poursuivre en tant que démarcation à une éventuelle hausse tarifaire différenciée modulée selon les scénarios de la référence (ii), considérant que l'ajustement prévu au dossier n'est que très léger, tel que souligné à la référence (iv).

Réponse :

1 Le Distributeur rappelle que l'objectif du rééquilibrage est d'alléger, de façon
2 graduelle et en fonction du contexte de chaque dossier tarifaire, la pression
3 sur les petites et moyennes entreprises au tarif M, compte tenu de leur
4 position concurrentielle, tout en visant des structures tarifaires mieux
5 équilibrées pour l'ensemble des tarifs généraux, cela sans impact pour la
6 clientèle domestique. Il s'agit d'un objectif de moyen terme, qui doit se faire
7 de façon continue. Le fait d'appliquer des hausses tarifaires différenciées
8 selon la variation des coûts pourrait, en une seule année, annuler
9 l'amélioration de la situation de ces clients au cours des précédentes années.
10 Voir également la réponse à la question 32.2.

32.4 Veuillez présenter le Tableau R-3.1 de la référence (ii) en intégrant le rééquilibrage des tarifs généraux de façon à limiter à 1,9 % la hausse du tarif M. Veuillez commenter.

Réponse :

11 Le Distributeur présente au tableau R-32.4 la simulation telle qu'elle est
12 décrite par la Régie dans le libellé de sa question.

TABLEAU R-32.4 :
SCÉNARIO D'AJUSTEMENT SELON LA VARIATION DES COÛTS
INCLUANT UNE HAUSSE DU TARIF M DE 1,9 %

Catégories de consommateurs	Interfinancement avant hausse	Scénario à 20%; Tarif M fixé à 1,9%			Scénario à 30%; Tarif M fixé à 1,9%			Scénario à 40%; Tarif M fixé à 1,9%		
		Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement
Domestiques	86,4	1,5%	5 359,4	86,2	1,3%	5 349,5	86,0	1,1%	5 339,7	85,9
Généraux	121,5	2,0%	4 232,4	121,8	2,1%	4 235,1	121,8	2,1%	4 237,9	121,9
Tarif G	118,4	2,0%	1 064,2	118,6	2,0%	1 065,0	118,7	2,1%	1 065,7	118,8
Tarif M	127,0	1,9%	2 640,6	127,2	1,9%	2 640,6	127,2	1,9%	2 640,6	127,2
Tarif LG	104,1	2,6%	527,2	104,9	3,0%	529,2	105,3	3,4%	531,3	105,7
Grands industriels	107,2	2,2%	1 414,6	107,7	2,7%	1 421,7	108,2	3,3%	1 428,8	108,8
Total	100,0	-	11 006,4	100,0	-	11 006,4	100,0	-	11 006,4	100,0

13 Comme mentionné en réponse à la question 32.2, le Distributeur est d'avis
14 qu'il faut d'abord statuer sur la fixation ou non d'objectifs en matière
15 d'ajustements différenciés des tarifs en fonction de l'évolution des indices
16 d'interfinancement et d'orientations quant à l'application d'un mécanisme
17 formel pour ce faire. L'application de hausses différenciées selon la variation
18 des coûts, combinée au rééquilibrage des tarifs généraux, constitue un cumul
19 de mesures visant des objectifs difficilement conciliables.

- 33. Références :**
- (i) Pièce B-0076, p. 22 et 23;
 - (ii) Pièce B-0071, p. 25;
 - (iii) Pièce B-0071, p. 26;
 - (iv) Pièce B-0046, p. 15;
 - (v) Dossier R-3644-2007, HQD-12, document 2, p. 5;
 - (vi) Pièce B-0071, p. 29;
 - (vii) Pièce B-0076, p. 24.

Préambule :

(i) « Le Tableau A-9 présente une description de la clientèle aux tarifs domestiques et fournit entre autres les données des colonnes (I) à (III) du Tableau suivant :

Description clientèle - Tarifs domestiques <small>(extrait du Tableau A-9, pièce B-0051, p. 38)</small>	(i) Abonnements	(ii) Consommation annuelle (GWh)	(iii) Revenus (M\$)	(iv)=(ii) / (i) Consommation moyenne (kWh)	(v)=(iii) / (i) Revenus moyens	(vi)=(iii) / (ii) Revenus / consommation (kWh)
Total Tarif D - sans puissance facturée	3 486 468	61 625	4 928	17 675	1 413 \$	0,0800 \$
Total Tarif D - avec puissance facturée	5 072	1 066	97	210 174	19 125 \$	0,0910 \$
Total Tarif DM - sans puissance facturée	18 204	1 454	112	79 873	6 152 \$	0,0770 \$
Total Tarif DM - avec puissance facturée	1 691	898	70	531 047	41 396 \$	0,0780 \$

La Régie constate à la colonne (VI) que, lorsqu'on considère la facture totale par kWh consommé, les clients au tarif D avec puissance facturée paient 13,7 % de plus que les clients sans puissance facturée. Elle constate également que les clients au tarif DM avec puissance facturée ne paient pas davantage que les clients au tarif D sans puissance facturée, avant prise en compte des crédits d'alimentation. »

« 5.1 Veuillez commenter les observations énoncées à la référence (ii) en ce qui a trait à l'écart de la facture totale par kWh consommé pour les clients au tarif D avec puissance facturée par rapport à ceux sans puissance facturée. Veuillez préciser si le Distributeur juge cet écart trop grand et que cela justifie la création d'un tarif D2. Veuillez expliquer.

Réponse :

La seule comparaison des revenus unitaires moyens de sous-groupes de clients ne permet pas de justifier une modification à une structure tarifaire, par exemple la création d'un tarif D2, puisqu'elle ne tient pas compte également des coûts que ces clients assument. Le Distributeur est d'avis qu'il faut analyser la structure d'un tarif à la lumière de critères généralement reconnus par l'industrie tels que l'équité, l'efficacité, la simplicité et la stabilité, afin d'avoir un portrait complet et un regard objectif sur la tarification (voir la page 32 du document de présentation du 30 avril 2015). » [nous soulignons]

(ii) « Les coûts de service par tranches de consommation ont été établis en appliquant la méthode de répartition approuvée par la Régie à chacune de ces tranches, et ce, en fonction notamment des caractéristiques de consommation propres des clients de ces tranches. Il s'agit de l'extension de l'application de la méthode de répartition du coût de service à chacune des tranches. »

La Régie comprend que ces coûts reflètent le coût de l'ensemble des installations de production, de transport et de distribution, des plus vieilles aux plus récentes, à travers les

coûts de fourniture, transport, distribution et des services à la clientèle. Ils s'apparentent donc au coût moyen, par opposition au coût marginal, soit celui de fournir un kWh additionnel.

(iii)

TABLEAU R-7.3 :
DONNÉES PAR TRANCHES DE CONSOMMATION

Tranches de consommation (kWh-an)	Consommation unitaire moyenne (kWh)	Coûts	Revenus	
			Stratégie actuelle (¢/kWh)	Hausse uniforme (¢/kWh)
5000 et moins	2 488	22,51	13,17	15,17
5 000 - 10 000	7 719	11,81	8,81	9,69
10 000 - 15 000	12 459	10,35	8,22	8,64
15 000 - 20 000	17 578	9,75	8,16	8,26
20 000 - 25 000	22 592	9,49	8,21	8,12
25 000 - 30 000	27 455	9,19	8,30	8,08
30 000 - 60 000	37 013	8,70	8,39	8,00
60 000 - 100 000	72 102	7,77	8,41	7,79
100 000 et plus	168 041	6,78	8,50	7,56

La Régie remarque que les revenus par kWh augmentent de façon très graduelle avec la croissance de la consommation à partir d'un seuil de 15 000 kWh. Par contre, les coûts par kWh reculent rapidement, de près d'un cent à chacune des tranches de consommation supérieures.

La Régie constate que si 72 102 kWh coûte en moyenne 7,77 ¢/kWh, et 168 041 kWh coûte en moyenne 6,78 ¢/kWh, cela implique que la dernière tranche de 95 939 kWh (soit la différence entre 168 041 et 72 102) coûte en moyenne 6,04 ¢/kWh.

(iv) La Régie constate que ce coût de 6,04 ¢/kWh est inférieur au coût de service moyen au tarif M en 2015, qui était de 6,11 ¢/kWh (*coût de service / ventes*), des clients qui pourtant consomment en moyenne 1 098 811 kWh-an.

(v) « *Un principe fondamental en tarification de l'électricité est de faire payer au consommateur ce qu'il en coûte pour offrir le service d'un kWh additionnel.* »

La Régie observe que si l'on devait suivre la logique voulant que plus la consommation augmente plus les coûts par kWh diminuent, tel qu'observé au Tableau de la référence (iii), cela pourrait nous ramener à des tarifs régressifs, ce qui est contraire à ce qui a été fait en tarification depuis 1978.

(vi) « *Ainsi, la création du tarif D2 n'aurait aucun impact sur l'indice d'interfinancement, mais elle permettrait néanmoins d'abaisser la contribution pour couvrir les coûts de ces clients.* » [nous soulignons]

(vii)

TABLEAU R-5.3 :
NOMBRE DE CLIENTS, CONSOMMATION MOYENNE
ET REVENU MOYEN PAR TRANCHES DE CONSOMMATION
POUR LA CATÉGORIE « GRANDS CONSOMMATEURS »

Tranche de consommation	Nombre de clients	kWh moyen	Revenu moyen (¢/kWh)
Clients agricoles			
kWh < 50 000	271	27 894	9,51
50 000 <= kWh < 100 000	231	70 992	9,22
100 000 <= kWh < 200 000	620	154 429	8,81
200 000 <= kWh < 400 000	572	270 578	8,95
400 000 <= kWh < 600 000	100	480 825	9,32
600 000 <= kWh < 800 000	21	690 070	9,51
800 000 <= kWh < 1 000 000	9	924 492	9,57
1 000 000 et plus	7	2 132 925	9,81
Clients résidentiels			
kWh < 50 000	215	23 014	9,26
50 000 <= kWh < 100 000	560	75 488	8,73
100 000 <= kWh < 200 000	1 225	145 684	8,84
200 000 <= kWh < 400 000	838	273 677	9,07
400 000 <= kWh < 600 000	221	486 729	9,41
600 000 <= kWh < 800 000	116	696 534	9,58
800 000 <= kWh < 1 000 000	53	909 586	9,65
1 000 000 <= kWh < 1 200 000	25	1 066 074	9,52
1 200 000 et plus	42	1 788 664	9,66

Demandes :

33.1 Veuillez confirmer si les « *coûts que ces clients assument* », souligné au préambule (i), font référence aux coûts de service par tranche de consommation des préambules (ii) et (iii). Sinon, veuillez préciser.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

33.2 Veuillez confirmer si le Distributeur est d'accord avec l'énoncé de la Régie au préambule (ii). Sinon, veuillez expliquer en quoi les coûts de service par tranche de consommation diffèrent de la notion de coût moyen et veuillez quantifier l'ampleur de ces différences.

Réponse :

2 **Le Distributeur est d'accord avec l'énoncé de la Régie.**

33.3 Veuillez commenter les observations de la Régie aux préambules (iii) et (iv) et veuillez expliquer comment le coût des kWh de la dernière tranche de 95 939 kWh au tarif D peut être inférieur au coût moyen du tarif M.

Réponse :

3 **Les coûts moyens du tableau R-5.3 ont été établis en appliquant, à chacune**
4 **de ces tranches, la méthode de répartition des coûts approuvée par la Régie,**
5 **et ce, en fonction notamment des caractéristiques de consommation propres**
6 **des clients de chacune de ces tranches. Le calcul du préambule (iii), qui**

1 correspond à un différentiel de coût moyen, ne peut être associé au coût
2 d'alimenter une consommation à la marge correspondant à l'écart entre la
3 consommation moyenne des 2 dernières tranches de consommation. Le
4 Distributeur rappelle que le coût marginal à considérer est plutôt celui
5 correspondant au coût évité de long terme.

6 Également, le calcul du préambule (iii) ne peut être comparé au coût moyen
7 du tarif M tel qu'il est présenté au préambule (iv). C'est le coût moyen de
8 6,78 ¢/kWh associé à l'alimentation des clients de 100 000 kWh et plus qui se
9 compare le mieux au coût moyen au tarif M de 6,11 ¢/kWh. De la même façon
10 que la seule comparaison des revenus unitaires moyens ne permet pas
11 d'évaluer une structure tarifaire (voir la réponse à la question 5.1 de la
12 demande de renseignements n° 4 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.3
13 [B-0076]), la seule comparaison des coûts unitaires moyens ne permet pas
14 plus de conclure de la justesse d'un tarif par rapport à un autre. Le
15 Distributeur a plutôt utilisé la contribution des revenus aux coûts pour
16 déterminer s'il était justifié ou non de poursuivre la stratégie tarifaire des
17 dernières années.

33.4 Veuillez expliquer l'application du principe fondamental énoncé au préambule (v) et concilier ce dernier avec l'observation du même préambule.

Réponse :

18 Les prix d'un tarif sont établis de manière à récupérer les coûts de service des
19 clients qui y sont facturés. Toutefois, cette juste récupération des revenus
20 requis peut se réaliser sans renoncer à l'importance, reconnue par la Régie au
21 cours des dernières années, d'avoir une structure tarifaire qui reflète mieux
22 les coûts évités de long terme. Le fait de baser le signal de prix d'un tarif sur
23 un coût moyen viendrait à l'encontre de l'objectif visant à favoriser une
24 utilisation efficace de l'électricité qui est à la base de la stratégie appliquée
25 ces dernières années.

33.5 Veuillez préciser si la création du tarif D2 a pour objectif de réduire la contribution des plus grands consommateurs aux tarifs domestiques. Veuillez commenter.

Réponse :

26 Un tarif D2 permettrait d'avoir une stratégie tarifaire mieux adaptée aux plus
27 grands consommateurs. Comme mentionné en réponse à la question 7.6 de la
28 demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.1
29 (B-0071), il en résulterait une diminution de leur contribution aux revenus
30 sans toutefois avoir d'impact perceptible sur le reste de la clientèle du tarif D.

33.6 Veuillez présenter, sous la forme du Tableau R-5.3 de la référence (ii), le nombre de clients au tarif DM par tranche de consommation, leur consommation moyenne (kWh) ainsi que le revenu total moyen par kWh consommé.

Réponse :

1 **Le tableau R-33.6 présente l'information demandée.**

**TABLEAU R-33.6 :
NOMBRE DE CLIENTS, CONSOMMATION MOYENNE
ET REVENU MOYEN PAR TRANCHES DE CONSOMMATION
POUR LA CATÉGORIE GRANDS CONSOMMATEURS DU TARIF DM**

Tranche de consommation	Nombre de clients	kWh moyen	Revenu moyen (¢/kWh)
Clients agricoles			
kWh < 50 000	1	23 159	9,44
50 000 <= kWh < 100 000	3	61 113	9,16
100 000 <= kWh < 200 000	13	158 884	8,92
200 000 <= kWh < 400 000	29	272 182	8,92
400 000 <= kWh < 600 000	3	489 379	9,63
600 000 et plus	5	828 727	9,73
Clients résidentiels			
kWh < 50 000	2	48 815	9,24
50 000 <= kWh < 100 000	27	87 937	7,99
100 000 <= kWh < 200 000	512	159 357	7,76
200 000 <= kWh < 400 000	555	272 221	7,80
400 000 <= kWh < 600 000	147	488 767	7,83
600 000 <= kWh < 800 000	109	692 323	7,76
800 000 <= kWh < 1 000 000	52	896 813	7,79
1 000 000 <= kWh < 1 200 000	45	1 096 329	7,77
1 200 000 et plus	233	1 946 485	7,84

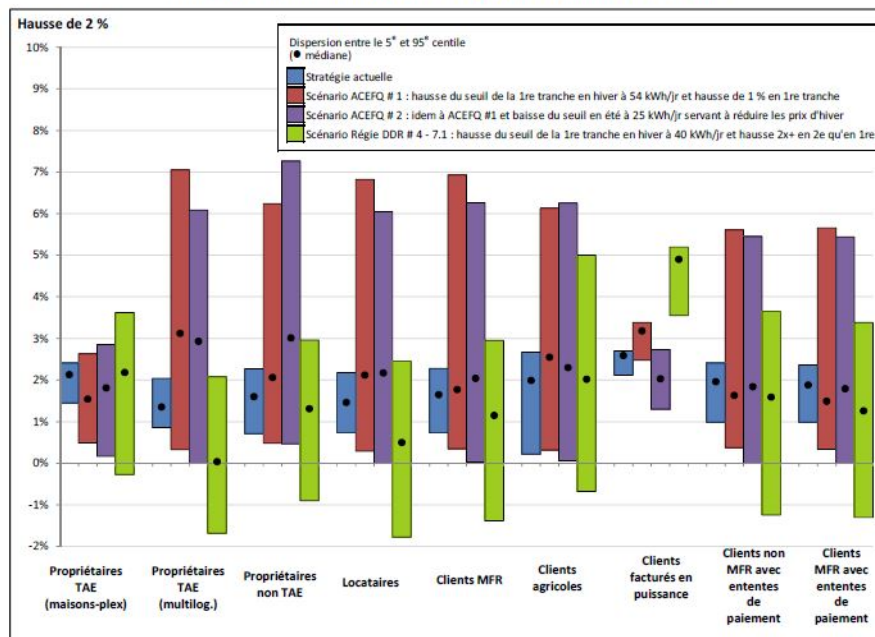
34. Référence : Pièce B-0076, p. 29 à 31.

Préambule :

TABLEAU R-7.1 :
SCÉNARIOS DE STRUCTURE SAISONNIÈRE À DEUX TRANCHES D'ÉNERGIE

Composantes	Prix 1 ^{er} avril 2015	Hausse de 2% - Structure saisonnière à 2 tranches d'énergie								
		Stratégie actuelle		Scénario ACEFQ # 1		Scénario ACEFQ # 2		Scénario Régie DDR # 4 - 7.1		
		seuil		seuil		seuil		seuil		
Redevance (¢/jour)	40,64¢	40,64¢		40,64¢		40,64¢		40,64¢		
<i>hausse</i>		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		
ÉTÉ										
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,68¢	0-30	5,76¢	0-30	5,74¢	0-25	5,74¢	0-30	5,84¢	
<i>hausse</i>			1,4%		1,1%		1,1%		2,8%	
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,60¢	> 30	8,84¢	> 30	8,91¢	> 25	8,89¢	> 30	9,08¢	
<i>hausse</i>			2,8%		3,6%		3,4%		5,6%	
HIVER										
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,68¢	0-30	5,76¢	0-54	6,84¢	0-54	6,64¢	0-40	5,84¢	
<i>hausse</i>			1,4%		20,4%		16,9%		2,8%	
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,60¢	> 30	8,84¢	>54	8,91¢	>54	8,63¢	> 40	9,08¢	
<i>hausse</i>			2,8%		3,6%		0,3%		5,6%	
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21\$	6,21\$		6,21\$		6,21\$		6,21\$		
<i>hausse</i>		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,15\$	3,15\$		3,15\$		3,15\$		3,15\$		
<i>hausse</i>		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		

FIGURE R-7.1-B :
IMPACTS DES SCÉNARIOS DE STRUCTURE SAISONNIÈRE
À DEUX TRANCHES D'ÉNERGIE SELON LE GROUPE DE CLIENTS



« La figure R-7.1-A permet de constater que ce scénario de structure saisonnière génère un impact plus élevé pour les clients qui consomment moins de 30 kWh par jour en raison de la hausse plus importante du prix de la 1^{re} tranche pour compenser la hausse du seuil en

hiver, au bénéfice des clients qui consomment jusqu'à 40 kWh par jour en hiver. Par ailleurs, la figure R-7.1-B permet de constater que ce scénario génère une dispersion plus importante des impacts que la stratégie actuelle, notamment pour les clients MFR. » [nous soulignons]

Demandes :

34.1 Veuillez confirmer qu'en comparant le scénario de structure saisonnière à la stratégie actuelle, comme il est fait au préambule, on compare un scénario où le seuil de la 1^{re} tranche est haussé pendant 4 mois à un « scénario » où il n'y a pas d'augmentation du seuil de la 1^{re} tranche, soit la stratégie actuelle. Dans l'affirmative, veuillez confirmer qu'on ne peut affirmer que la plus grande dispersion des impacts, observée à la Figure R-7.1-B, est dû au caractère saisonnier de la hausse du seuil de la 1^{re} tranche. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme qu'il a comparé à la stratégie actuelle, un scénario où**
2 **le seuil de la 1^{re} tranche est haussé pendant 4 mois. Puisque la seule**
3 **différence entre ces deux scénarios est l'introduction d'un seuil saisonnier,**
4 **les impacts qui en découlent y sont nécessairement associés.**

5 **Toutefois, une plus grande dispersion des impacts n'est pas uniquement**
6 **associée à l'introduction d'un seuil saisonnier mais également à la hausse du**
7 **seuil. En fait, outre un scénario de hausse uniforme toutes choses égales par**
8 **ailleurs, tout scénario de modification de structure peut générer une plus**
9 **grande dispersion des impacts que la poursuite de la stratégie tarifaire des**
10 **dernières années.**

11 **Certaines modifications qui visent à récupérer davantage de coûts auprès de**
12 **certains groupes de clients auront nécessairement des impacts plus**
13 **importants pour ceux-ci. Or, tel qu'il est mentionné en réponse à la**
14 **question 23.1 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-16, document 2 (B-0077),**
15 **plusieurs critères, dont l'efficience, l'équité, la simplicité, la stabilité et la**
16 **continuité, sont à considérer dans l'évaluation d'une stratégie tarifaire. Une**
17 **plus grande dispersion n'est pas un obstacle en soi à l'introduction d'une**
18 **modification tarifaire mais plutôt un des éléments à considérer dans la**
19 **formulation d'une proposition. Un arbitrage doit nécessairement se faire entre**
20 **les critères d'évaluation.**

21 **Pour ces raisons, le Distributeur réitère l'importance de considérer ces**
22 **critères, dont certains sont qualitatifs, de même que toutes les autres**
23 **modifications à la structure des tarifs qui pourraient s'appliquer**
24 **simultanément, la stratégie d'ajustement des prix et le rythme d'implantation**
25 **de ces changements. Ces éléments pourraient mitiger ou accroître la**
26 **dispersion des impacts.**

34.2 Veuillez calculer et présenter les impacts, par tranche de consommation et par segment de clientèle, d'une hausse de la 1^{re} tranche limitée à 40 kWh/j pour les 12 mois de l'année, compensée par une hausse du prix de la 2^e tranche d'énergie 2 fois plus importante que pour la 1^{re} tranche. Veuillez présenter la mise à jour du Tableau R-7.1 et des Figures R-7.1-A et R-7.1-B illustrant la stratégie actuelle, le scénario de hausse saisonnière Régie DDR#4-7.1 ainsi que le scénario de hausse à 40 kWh/jour pour les 12 mois de l'année. Veuillez commenter.

Réponse :

1 Le tableau R-34.2 et les figures R-34.2-A et R-34.2-B présentent les mises à
 2 jour du tableau R-7.1 et des figures R-7.1-A et R-7.1-B intégrant le scénario de
 3 hausse à 40 kWh/jour du seuil de la 1^{re} tranche applicable à l'année,
 4 compensée par une hausse deux fois plus importante du prix de la 2^e tranche.
 5 Le Distributeur a également inclus à titre illustratif un deuxième scénario qui
 6 consisterait à compenser la hausse du seuil de la 1^{re} tranche par une hausse
 7 en totalité en 2^e tranche afin d'en mitiger les impacts.

TABLEAU R-34.2 :
SCÉNARIOS DE STRUCTURE SAISONNIÈRE À DEUX TRANCHES D'ÉNERGIE

Composantes	Prix 1 ^{er} avril 2015	Hausse de 2 %- Structure saisonnière à 2 tranches d'énergie							
		Stratégie actuelle		Scénario Régie DDR # 4 - 7.1		Scénario Régie DDR # 5 - 34.2		Scénario Seuil annuel à 40 kWh/jour et hausse en totalité en 2 ^e tranche	
		seuil		seuil		seuil		seuil	
Redevance (¢/jour)	40,64¢	40,64¢		40,64¢		40,64¢		40,64¢	
<i>hausse</i>		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%	
ÉTÉ									
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,68¢	0-30	5,76¢	0-30	5,84¢	0-40	5,94¢	0-40	5,68¢
<i>hausse</i>			1,4%		2,8%		4,6%		0,0%
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,60¢	> 30	8,84¢	> 30	9,08¢	> 40	9,38¢	> 40	9,77¢
<i>hausse</i>			2,8%		5,6%		9,1%		13,6%
HIVER									
Énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,68¢	0-30	5,76¢	0-40	5,84¢	0-40	5,94¢	0-40	5,68¢
<i>hausse</i>			1,4%		2,8%		4,6%		0,0%
Énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,60¢	> 30	8,84¢	> 40	9,08¢	> 40	9,38¢	> 40	9,77¢
<i>hausse</i>			2,8%		5,6%		9,1%		13,6%
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21\$		6,21\$		6,21\$		6,21\$		6,21\$
<i>hausse</i>			0,0%		0,0%		0,0%		0,0%
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,15\$		3,15\$		3,15\$		3,15\$		3,15\$
<i>hausse</i>			0,0%		0,0%		0,0%		0,0%

FIGURE R-34.2-A :
IMPACTS DES SCÉNARIOS DE STRUCTURE SAISONNIÈRE
À DEUX TRANCHES D'ÉNERGIE SELON LE NIVEAU DE CONSOMMATION

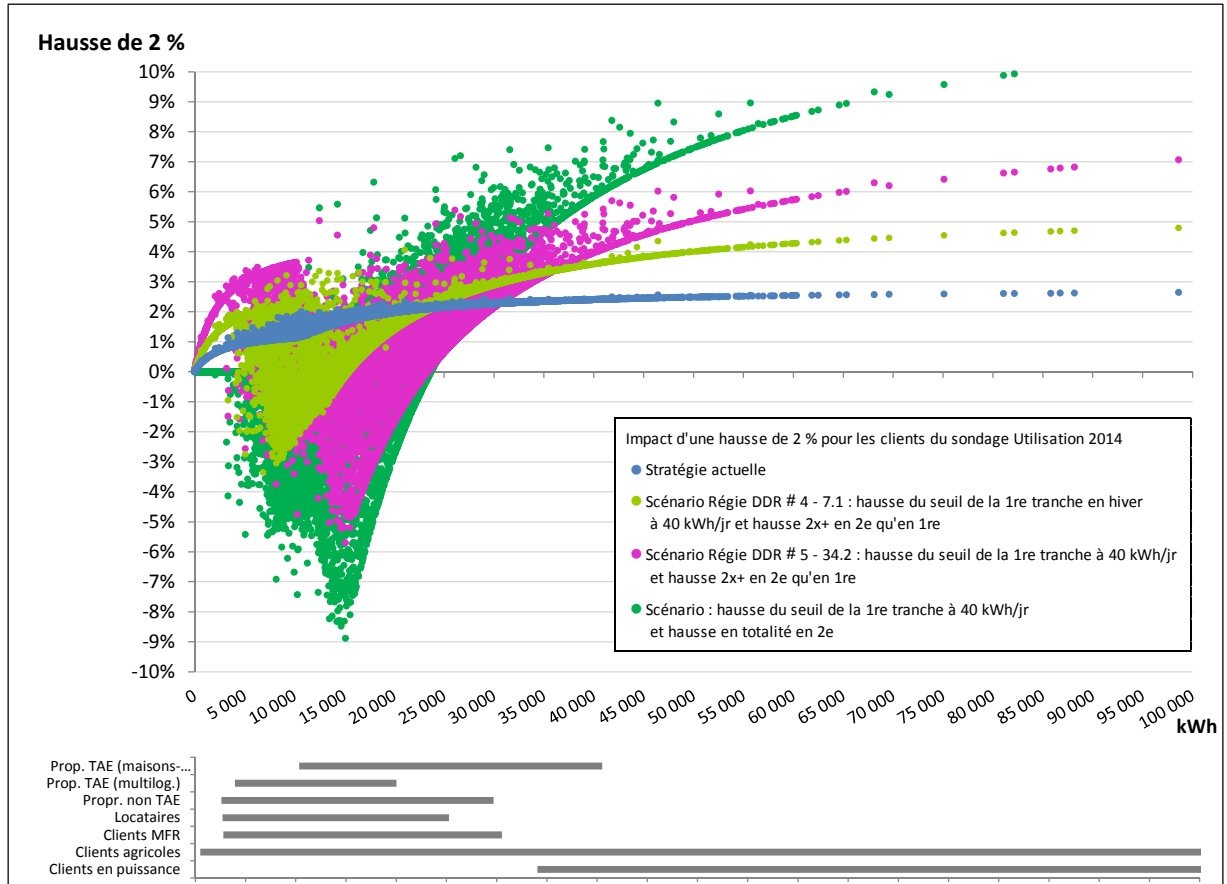
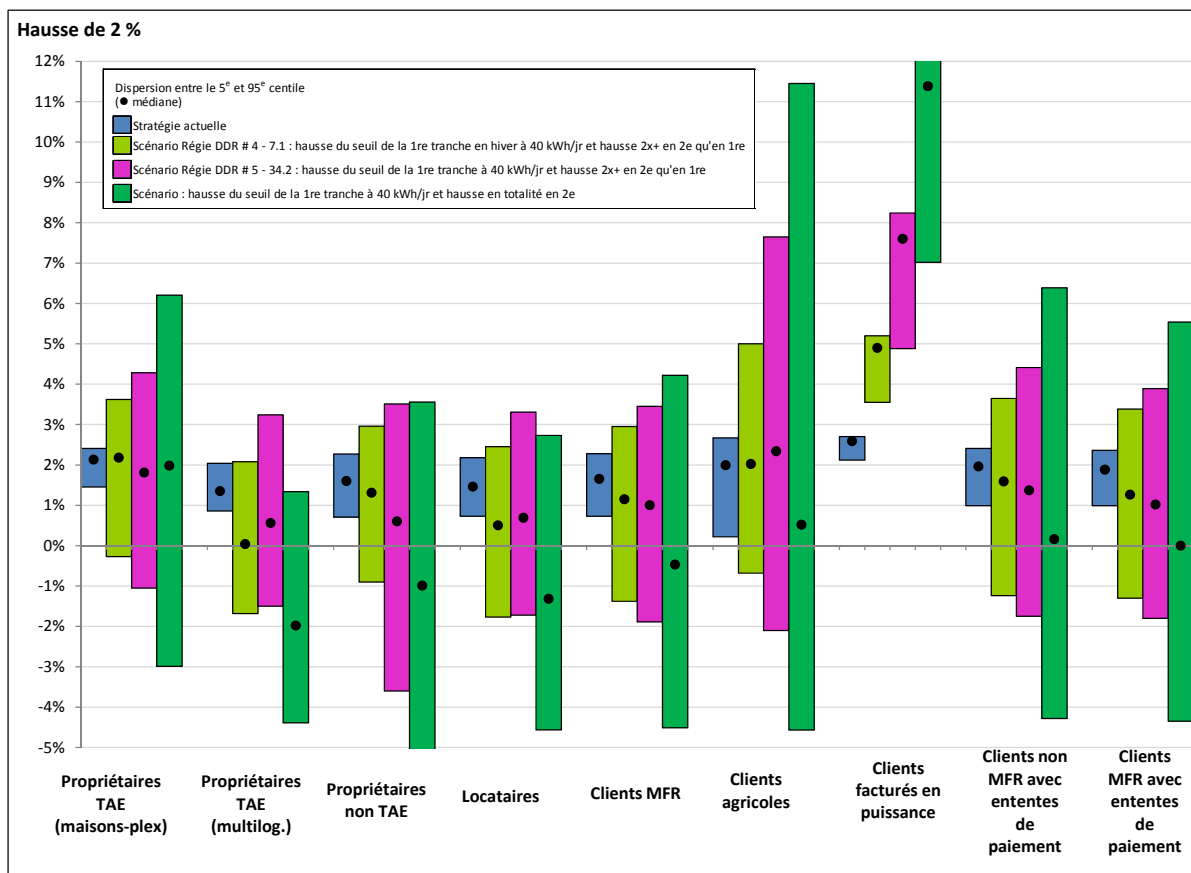


FIGURE R-34.2-B :
IMPACTS DES SCÉNARIOS DE STRUCTURE SAISONNIÈRE
À DEUX TRANCHES D'ÉNERGIE SELON LE GROUPE DE CLIENTS



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14

L'analyse de la figure R-34.2-A permet de constater que le scénario de hausse de la 1^{re} tranche compensée par une hausse deux fois plus en 2^e qu'en 1^{re} tranche génère un impact plus élevé pour les clients qui consomment moins de 30 kWh par jour en raison de la hausse plus importante du prix de la 1^{re} tranche que celle associée à la hausse du seuil uniquement en hiver. Toutefois, le fait de compenser cette hausse du seuil à l'année uniquement par une hausse du prix de la 2^e tranche a pour effet de mitiger cet impact tout en permettant d'accroître le signal de prix associé à la consommation en 2^e tranche.

Par ailleurs, l'analyse de la figure R-34.2-B permet de constater que les scénarios de hausse annuelle du seuil de la 1^{re} tranche génère une dispersion plus importante des impacts que celle de la stratégie actuelle et que celle de la hausse du seuil de la 1^{re} tranche en hiver seulement. Toutefois, il appert qu'une hausse appliquée en totalité sur le prix de la 2^e tranche plutôt que deux

1 **fois plus en 2^e qu'en 1^{re} permettrait de réduire considérablement la hausse**
2 **médiane pour les plus petits consommateurs, dont notamment les MFR.**

3 **Tel qu'il est mentionné en réponse à la question 24.1 de l'ACEF de Québec à**
4 **la pièce HQD-16, document 2 (B-0077), le Distributeur estime qu'une structure**
5 **saisonnnière complexifierait grandement le tarif et son application, ce qui**
6 **nuirait à la clarté du signal de prix. Or, la clientèle accorde une grande**
7 **importance à la simplicité des tarifs.**

35. Référence : [Pièce B-0076, p. 28 et 29.](#)

Préambule :

Le Distributeur évalue l'impact de différents scénarios de hausse du seuil entre la 1^{ère} et la 2^{ième} tranche du tarif D de 30 à 40 kWh, selon différents scénarios de différence tarifaire entre les deux paliers, saisonniers ou non.

Demandes :

35.1 Veuillez confirmer que la hausse du seuil de la 1^{ère} tranche de 30 à 40 kWh, si elle était retenue, ne serait pas destinée à couvrir uniquement des usages de base de l'électricité mais une partie des charges de chauffage dans le cadre d'une réforme de la tarification visant à atteindre un signal de prix du chauffage électrique plus proche des coûts évités de puissance et d'énergie en réseau intégré.

Réponse :

8 **Le Distributeur s'est dit ouvert à explorer la hausse du seuil de la 1^{re} tranche**
9 **comme le souhaitent certains intervenants, ce qui permettrait, pour certains**
10 **clients, de couvrir une partie des besoins de chauffage. La hausse du seuil de**
11 **la 1^{re} tranche permettrait également d'accroître davantage le signal de prix de**
12 **la 2^e tranche.**

13 **Bien que davantage de kWh de chauffage puissent être facturés au prix de la**
14 **1^{re} tranche, il n'en demeure pas moins que la 2^e tranche continuerait de viser**
15 **essentiellement le chauffage des locaux et, conséquemment, que son prix**
16 **devrait toujours tendre vers le coût évité de long terme pour le chauffage des**
17 **locaux.**

35.2 Selon votre réponse à la question précédente, veuillez indiquer si, de l'opinion du Distributeur, il est possible de maintenir, dans les réseaux autonomes au Nord du 53^e parallèle, le seuil de la 1^{ère} tranche du tarif D à 30 kWh tout en respectant l'esprit d'uniformité territoriale des tarifs d'électricité pour les usages de base.

Réponse :

18 **Le seuil de la 1^{re} tranche applicable au nord du 53^e parallèle pourrait être**
19 **maintenu à 30 kWh/jour. Toutefois, le Distributeur est d'avis que pour des**

- 1 **raisons d'équité, il serait souhaitable de continuer d'octroyer le même nombre**
2 **de kWh en 1^{re} tranche au sud et au nord du 53^e parallèle. Le Distributeur**
3 **rappelle d'ailleurs que certains clients au nord du 53^e parallèle facturés**
4 **uniquement en 1^{re} tranche utilisent déjà du chauffage d'appoint électrique.**
5 **Voir également la réponse à la question 35.1.**