

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°2  
DE LA RÉGIE**

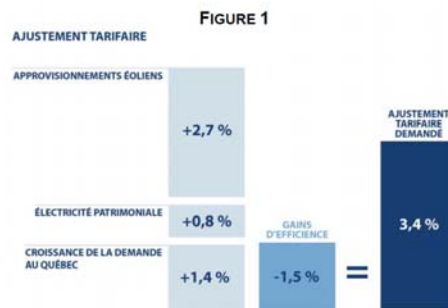


**PRÉSENTATION DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2014-2015 DU DISTRIBUTEUR**

1. **Références :** (i) Pièce B-0008, p. 5, figure 1;  
(ii) Pièce B-0008, p. 7.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente à la figure 1 la composition de l'ajustement tarifaire demandé initialement de 3,4% :



- (ii) «Les achats d'électricité s'élèvent à 5 488 M\$ en 2014, soit un montant supérieur de 136 M\$ à celui reconnu par la Régie pour 2013. Cette augmentation provient des approvisionnements en électricité postpatrimoniale, dont les coûts sont en hausse en raison de l'implantation des projets éoliens et des projets de production à partir de la biomasse, ainsi que de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale».

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez quantifier en M\$ les composantes de l'ajustement tarifaire demandé initialement de 3,4 % présenté à la figure 1 (référence (i)).

**Réponse :**

**Le tableau R-1.1 détaille la composition de l'ajustement tarifaire présenté à la figure 1 de la référence (i).**

**TABLEAU R-1.1  
COMPOSANTES DE L'AJUSTEMENT TARIFAIRE DE 3,4 % - M\$**

	Approvisionnements éoliens <sup>1</sup>	Indexation de l'électricité patrimoniale	Croissance de la demande au Québec	Gains d'efficacité	Total
Approvisionnement	234	71	(169)	-	136
Transport	19	-	72	(48) <sup>2</sup>	43
Distribution	18	-	118	(103)	33
Effet revenus <sup>3</sup>	-	-	115	-	115
Revenus additionnels requis	271	71	136	(151)	327

<sup>1</sup>Incluant les projets de production à partir de biomasse.

<sup>2</sup>Impact dans les tarifs du Distributeur de l'efficacité 2013 et 2014 du Transporteur s'élevant à 60 M\$.

<sup>3</sup>Se compose de la variation de la provision réglementaire (90 M\$) et de la variation des ventes d'électricité (25 M\$).

1.2 Veuillez quantifier en M\$ les composantes de la croissance de la demande de 1,4 %.

**Réponse :**

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

1.3 Veuillez quantifier en M\$ les composantes des gains d'efficacité de -1,5 %.

**Réponse :**

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

1.4 Veuillez quantifier les composantes de la hausse des achats d'électricité de 136 M\$ par rapport au montant reconnu en 2013, notamment les coûts en hausse en raison de l'implantation des projets éoliens et des projets de production à partir de la biomasse, ainsi que de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale.

**Réponse :**

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

## EFFICIENCE ET PERFORMANCE

2. **Référence :** Pièce B-0013, p. 5 et 10.

**Préambule :**

L'objectif que s'est donné le Distributeur en regard des deux grands axes d'analyse de la performance est de contenir sous l'inflation la croissance annuelle moyenne des indicateurs de coût, sur une période mobile de cinq ans, tout en conservant globalement le même niveau de qualité de service.

À la page 10 de la référence (i), le Distributeur indique que « *tous les indicateurs privilégiés par le Distributeur affichent une croissance inférieure à l'inflation qui s'établit à 2,0 % en moyenne sur la même période* ».

**Demande :**

2.1 Veuillez fournir les taux d'inflation ayant servi au calcul du 2,0 % dont il est question dans le préambule. Illustrer le calcul utilisé.

**Réponse :**

**Le tableau R-2.1 présente les taux d'inflation et le calcul de la croissance annuelle 2010-2014.**

**TABLEAU R-2.1  
INDICE DES PRIX À LA CONSOMMATION**

Année	Taux d'inflation <sup>1</sup> (%)	Indice	Croissance annuelle moyenne 2010-2014
2010	1,8	100,0	
2011	2,9	102,9	
2012	1,5	104,4	
2013	1,5	106,0	
2014	2,0	108,1	<b>2,0%</b>

<sup>1</sup> Source : 2009 à 2011 : Statistiques Canada.  
2012 à 2014 : HQD-3, document 1 (B-0016).

**CONVENTIONS, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES**

**Compte d'écarts relatif aux coûts du  
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ)**

- 3. Références :** (i) Pièce B-0015, p. 9;  
(ii) Pièce B-0015, p. 10.

**Préambule :**

(i) « Ainsi, compte tenu de l'absence de date spécifique à laquelle les coûts encourus sont connus, le Distributeur propose pour le compte d'écarts relatif aux coûts du BEIÉ, les modalités de disposition suivantes :

- Constatation au compte hors base de tarification de l'écart entre les coûts estimés par le Distributeur à partir de l'information disponible la plus récente et les coûts autorisés ; »  
[nous soulignons]

(ii) « Les modalités proposées qui reflètent l'incertitude quant à la date d'adoption des décrets gouvernementaux à la base des coûts encourus par le Distributeur pourraient être revues advenant un changement dans le processus d'adoption des coûts réellement encourus par le Distributeur ».

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez préciser si « l'information disponible la plus récente » correspond à celle du dernier décret.

**Réponse :**

**Le Distributeur le confirme.**

- 3.2 Veuillez préciser si, depuis le dépôt de la preuve, le Distributeur anticipe un nouveau décret.

**Réponse :**

**Le Distributeur confirme qu'un nouveau décret est à venir.**

- 3.3 Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur sur la possibilité de constater dans le compte d'écarts de l'année témoin l'information disponible la plus récente, soit celle disponible au moment de la mise à jour du taux de rendement en janvier.

**Réponse :**

**Le Distributeur ne voit pas d'inconvénient à constater dans le compte d'écarts de l'année témoin l'information disponible au moment de la mise à jour du taux de rendement en janvier. Cependant, il tient à préciser qu'il pourrait survenir, à l'instar de la bonification du programme Rénoclimat, des ajustements ultérieurs compte tenu des bonifications associées à certains programmes.**

3.4 Veuillez expliquer l'affirmation citée à la référence (ii).

**Réponse :**

**Advenant le cas où les décrets gouvernementaux seraient adoptés à date fixe, les modalités proposées pourraient être revues pour refléter adéquatement l'information au dossier tarifaire.**

4. **Référence :** Pièce B-0028, p. 3, tableau 1.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 1, l'évolution des autres charges, dont les coûts du BEIÉ suivants :

Année historique 2012 :	37,3 M\$
D-2013-037 :	34,3 M\$
Année de base 2013 :	37,4 M\$
Année témoin 2014 :	44,6 M\$

**Demandes :**

4.1 Veuillez indiquer le numéro du dernier décret du gouvernement du Québec à ce jour.

**Réponse :**

**Le dernier décret du gouvernement du Québec à ce jour est le n° 846-2012.**

4.2 Veuillez indiquer comment est établie la prévision de l'année de base 2013 de 37,4 M\$ et indiquer le numéro de décret qui appuie cette prévision. Veuillez fournir les versements trimestriels des quotes-parts.

**Réponse :**

**Les prévisions de coûts du BEIÉ pour l'année de base 2013 et l'année témoin 2014 sont présentées au tableau R-4.2 :**

**Tableau R-4.2  
Quote-part du BEIÉ (M\$)**

			Année de base 2013			Année témoin 2014				
			Quote-part	Nombre de trimestres	Total	Quote-part	Nombre de trimestres	Total		
Quote-part 2012-2013 (1 avril 2012 au 31 mars 2013)	Décret 846-2012	Programme	29,56	A	1	7,4				
Quote-part 2012-2013 (1 avril 2012 au 31 mars 2013)	Décret 846-2012	Bonification	4,76	B	1	1,2				
Quote-part 2013-2014 (1 avril 2013 au 31 mars 2014)	Prévision	Programme	30,15	C	3	22,6	30,15	C	1	7,5
Quote-part 2013-2014 (1 avril 2013 au 31 mars 2014)	Prévision	Bonification	8,33	D	3	6,2	8,33	D	1	2,1
Quote-part 2014-2015 (1 avril 2014 au 31 mars 2015)	Prévision	Programme					30,75	E	3	23,1
Quote-part 2014-2015 (1 avril 2014 au 31 mars 2015)	Prévision	Bonification					15,90	F	3	11,9
<b>Quote-part BEIÉ</b>						<b>37,4</b>				<b>44,6</b>

A Total du programme de 34,32 M\$ selon le décret 846-2012 excluant la portion pour la bonification (B)

B 5,6 M\$ pour la bonification du programme Rénoclimat selon la portion électricité de l'apport financier global du décret n° 846-2012, soit 85 %

C Un taux d'inflation de 2 % a été appliqué au montant en A

D 9,8 M\$ pour la bonification du programme Rénoclimat selon la portion électricité de l'apport financier global du décret n° 846-2012, soit 85 %

E Un taux d'inflation de 2 % a été appliqué au montant en C

F 18,7 M\$ pour la bonification du programme Rénoclimat selon la portion électricité de l'apport financier global du décret n° 846-2012, soit 85 %

**Les versements trimestriels correspondant au décret n° 846-2012 ont été de 11,6 M\$ au 30 juin 2012 et de 7,6 M\$ au 30 septembre 2012, 31 décembre 2012 et 31 mars 2013. De plus, des versements de 7,6 M\$ ont été effectués au 30 juin 2013 et au 30 septembre 2013 dans l'attente du prochain décret. Les versements au 31 décembre 2013 et au 31 mars 2014 seront ajustés en fonction du nouveau décret.**

4.3 Veuillez indiquer comment est établie la prévision de l'année témoin 2014 de 44,6 M\$ et indiquer le numéro de décret qui appuie cette prévision. Veuillez fournir les versements trimestriels des quotes-parts.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4.2.**



**PRÉVISION DES VENTES**

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0011, p. 7;
  - (ii) Pièce B-0011, p. 8;
  - (iii) Pièce B-0016, p. 3;
  - (iv) Dossier R-3814-2012, pièce B-0082, p. 16.
  - (v) Pièce B-0035, p. 8.

**Préambule :**

- (i) Tableau 1 – Prévision économique du Québec
- (ii) Tableau 2 – Comparaison de la prévision économique du Québec
- (iii) Tableau – Principaux paramètres économiques
- (iv) Tableau R-5.5 – Prix des combustibles en date de mai 2012
- (v) Tableau 5 - Évolution des nouveaux abonnements et des investissements pour l'alimentation des abonnés.

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez mettre à jour les tableaux des références (i) et (ii) en utilisant les plus récentes prévisions économiques des organismes formant le consensus, ainsi que celle du Distributeur. Veuillez également compléter ces tableaux en y incluant les valeurs réelles pour 2012.

**Réponse :**

**Les tableaux suivants présentent la mise à jour de la prévision économique en date du 9 octobre 2013.**

**TABLEAU R-5.1-A  
PRÉVISION ÉCONOMIQUE DU QUÉBEC EN DATE DU 9 OCTOBRE 2013**

	2012 <sup>2</sup>	2013	2014
Croissance du PIB total <sup>1</sup> (%)	0,9	1,0	1,6
Croissance du PIB manufacturier <sup>1</sup> (%)	-1,8	-1,5	0,7
Croissance du PIB tertiaire <sup>1</sup> (%)	1,3	1,6	1,9
Croissance de l'emploi total (%)	0,8	1,0	0,8
Croissance de la rémunération des salariés <sup>1</sup> (%)	1,6	1,5	1,8
Mises en chantier <sup>3</sup> (milliers)	47,4	38,5	39,8

<sup>1</sup> La croissance du PIB total, manufacturier et tertiaire ainsi que celle de la rémunération des salariés sont exprimées en termes réels, c'est-à-dire nettes de l'inflation.

<sup>2</sup> Estimation du PIB réel, selon les données du 2e trimestre 2013 publiées par l'Institut de la statistique du Québec.

<sup>3</sup> Prévision de la Société canadienne d'hypothèques et de logement (SCHL) du troisième trimestre 2013.

**TABLEAU R-5.1-B  
COMPARAISON DE LA PRÉVISION ÉCONOMIQUE DU QUÉBEC EN DATE DU  
9 OCTOBRE 2013**

	2013	2014
<b>Croissance du PIB total <sup>1</sup> (%)</b>		
<b>Moyenne du consensus</b>	<b>1,3</b>	<b>2,0</b>
Conference Board of Canada	1,4	2,2
Mouvement Desjardins	1,1	1,8
Banque de Montréal	1,1	1,9
Banque TD	1,4	2,2
Banque Royale du Canada	1,3	1,9
Banque Nationale du Canada	1,2	2,0
Banque Scotia	1,1	1,8
IHS Global Insight	1,2	2,2
SCHL	1,5	2,2
Ministère des Finances du Québec	1,3	1,8
<b>Hydro-Québec</b>	<b>1,0</b>	<b>1,6</b>
<b>Croissance du PIB manufacturier <sup>1</sup> (%)</b>		
Conference Board of Canada	-1,1	2,4
IHS Global Insight	1,3	2,5
<b>Hydro-Québec</b>	<b>-1,5</b>	<b>0,7</b>
<b>Croissance du PIB tertiaire <sup>1</sup> (%)</b>		
Conference Board of Canada	1,3	2,0
IHS Global Insight	1,7	2,4
<b>Hydro-Québec</b>	<b>1,6</b>	<b>1,9</b>
<b>Croissance de l'emploi au Québec (%)</b>		
<b>Moyenne du consensus</b>	<b>1,2</b>	<b>1,1</b>
Conference Board of Canada	1,4	1,1
Mouvement Desjardins	0,9	1,0
Banque de Montréal	1,2	1,0
Banque TD	1,5	1,2
Banque Royale du Canada	1,2	1,1
Banque Nationale du Canada	1,2	1,0
Banque Scotia	1,1	1,0
IHS Global Insight	1,3	1,5
SCHL	1,4	1,4
Ministère des Finances du Québec	1,1	0,9
<b>Hydro-Québec</b>	<b>1,0</b>	<b>0,8</b>
<b>Croissance de la rémunération des salariés <sup>1</sup> (%)</b>		
Conference Board of Canada	1,4	1,6
IHS Global Insight	1,7	1,2
<b>Hydro-Québec</b>	<b>1,5</b>	<b>1,8</b>

Dates de publication :

Conference Board of Canada, juil. 2013 ; Mouvement Desjardins, sept. 2013 ; Banque de Montréal, sept. 2013 ; Banque TD, juil. 2013 ; Banque Royale du Canada, sept. 2013 ; Banque Nationale du Canada, été 2013 ; Banque Scotia, août 2013 ; IHS Global Insight, juil. 2013 ; SCHL, 3e trim. 2013 et ministère des Finances du Québec, juin 2013.

<sup>1</sup> La croissance du PIB total, manufacturier et tertiaire ainsi que celle de la rémunération des salariés sont exprimées en termes réels, c'est-à-dire nettes de l'inflation.

- 5.2 Veuillez expliquer les écarts entre les prévisions 2014 du Distributeur et du consensus au sujet de la croissance du PIB d'une part et de la croissance du PIB tertiaire d'autre part.

**Réponse :**

**La prévision du PIB total du Québec, faite par le Distributeur pour 2014, se situait au moment de son établissement (en mai 2013) à 0,5 % en dessous de la moyenne du consensus. Depuis, nombre d'organismes ont révisé leur prévision, notamment en raison de la faible reprise du secteur industriel. Effectivement, les données économiques récemment publiées sont plus faibles qu'espérées.**

**En ce qui a trait à la prévision du PIB manufacturier et du PIB des services au Québec, uniquement deux organismes se prononcent, ce qui peut difficilement constituer une base de comparaison. De plus, la comparaison de prévision du PIB total montrait qu'au printemps dernier, ces deux organismes se situaient dans le haut de la fourchette de prévisions des divers organismes et qu'ils misaient sur une forte reprise de la production manufacturière.**

**De son côté, le Distributeur projette que la lente reprise de l'économie mondiale et du commerce extérieur ralentissent les exportations du Québec. La valeur élevée de la devise canadienne, la faiblesse du prix des ressources et des métaux de base, le ralentissement de l'investissement et la diminution des indices avancés en début de 2013 avaient alors été pris en compte dans l'établissement de la prévision économique du PIB manufacturier.**

**La lenteur de la reprise industrielle a un impact sur les industries du commerce de gros, du transport et de l'entreposage et des services de la gestion et des finances. Il en résulte que la progression prévue pour ces secteurs de soutien à la production est moins rapide. Enfin, la faible progression du travail à temps plein et du revenu net disponible des derniers trimestres restreindra la croissance du PIB du commerce de détail. En mai dernier, le Distributeur a incorporé ces éléments dans l'établissement de sa prévision du PIB du secteur des services.**

- 5.3 Tel qu'à la référence (iv), veuillez présenter un tableau sur la comparaison de la prévision du prix des combustibles qui soit la plus récente possible, tout en y incluant les valeurs moyennes réelles pour 2012. Veuillez également ajouter à ce tableau les données du consensus et du Distributeur relatives au prix de l'aluminium – Midwest américain que l'on retrouve à la référence (iii). Veuillez commenter les données au tableau.

**Réponse :**

Le tableau R-5.3-A présente et compare la prévision des prix des combustibles. Contrairement au tableau à la référence (iv), le Distributeur présente dans le présent dossier la prévision du prix du gaz naturel Henry Hub puisqu'il n'effectue plus le suivi du prix du gaz à la frontière de l'Alberta.

La moyenne des prix à terme du pétrole brut WTI sur le NYMEX est légèrement inférieure à la moyenne du consensus, alors que la moyenne des prix à terme du gaz naturel Henry Hub sur le NYMEX est légèrement supérieure à la moyenne du consensus. Les dates de réalisation de ces prévisions sont un des éléments clés de l'explication d'écart. Ainsi, pour ce dossier tarifaire, le Distributeur présente les moyennes des prix à terme sur le NYMEX du mois d'avril 2013. Les dates inscrites pour les prévisions des autres organismes sont leurs dates de publication. Elles ne sont pas forcément représentatives de la période exacte à laquelle elles ont été effectuées. Or, les prix du pétrole brut et du gaz peuvent changer rapidement.

Le Distributeur utilise les prix à terme. Ces prix à terme résultent des anticipations du marché. Ces anticipations tiennent compte en partie de l'équilibre entre l'offre et la demande des marchés, mais elles intègrent aussi d'autres facteurs tels que l'évolution attendue de l'économie ou du cours de la bourse ou encore, elles anticipent les questions de prise de profit. Enfin, le Distributeur mentionne qu'il n'a aucune information sur les hypothèses ou sur les méthodologies qui sous-tendent les prévisions des autres prévisionnistes.

**TABLEAU R-5.3-A  
PRÉSENTATION ET COMPARAISON DE LA PRÉVISION DES PRIX DES  
COMBUSTIBLES**

	2012	2013	2014
<b>Prix du pétrole brut West Texas Intermediate (US\$/baril)</b>			
Valeurs moyennes réelles	94,05		
<b>Moyenne du consensus</b>		93,06	93,58
Energy Information Administration		93,92	92,25
Mouvement Desjardins		93,00	100,00
AJM Deloitte		92,00	91,80
Sproule		93,32	90,27
<b>Moyenne mensuelle des prix à terme (avril 2013)</b>		92,68	89,55
<b>Prix du gaz naturel Henry Hub (US\$/MMBTU)</b>			
Valeurs moyennes réelles	2,75		
<b>Moyenne du consensus</b>		3,71	3,96
Energy Information Administration		3,52	3,60
Mouvement Desjardins		3,80	4,00
AJM Deloitte		3,54	3,96
Sproule		3,99	4,27
<b>Moyenne mensuelle des prix à terme (avril 2013)</b>		4,07	4,28

Note : les dates de prévision sont les suivantes : EIA, avril 2013; Mouvement Desjardins, mai 2013; Sproule, avril 2013; AJM Deloitte, mars 2013. La moyenne du consensus est la moyenne des prévisions de ces organismes.

**Quant au prix de l'aluminium, le Distributeur en dépose la comparaison sous pli confidentiel.**

5.4 Veuillez concilier les données sur les mises en chantier de la référence (iii) avec les données sur les nouveaux abonnements résidentiels et agricoles de la référence (v).

**Réponse :**

**Le Distributeur estime qu'il y a jusqu'à une année de décalage entre les mises en chantier et les nouveaux abonnements. Celle-ci est attribuable au temps de construction et d'occupation des logements. En moyenne, ce décalage est de 3 à 12 mois selon le type d'habitation. Dans le cas présent, les nouveaux abonnements prévus sont inférieurs aux mises en chantiers prévues.**

6. **Référence :** Pièce B-0011, p. 9.

**Préambule :**

*« La prévision des ventes du Distributeur pour l'année témoin projetée 2014 s'appuie sur la tendance du réchauffement climatique de la période de 1971 à 2012. Cette approche permet d'intégrer à chaque dossier tarifaire une année complète des données climatiques les plus récentes et de refléter l'évolution de la normale climatique dans la prévision de la demande. L'impact estimé de cette actualisation réduit de 293 GWh les ventes prévues pour 2014 ».*

**Demande :**

6.1 Veuillez justifier davantage l'actualisation de la normale climatique. À cet égard, veuillez indiquer en quoi la méthode actuelle reflète adéquatement les changements climatiques observés.

**Réponse :**

**L'approche utilisée par le Distributeur consiste à intégrer à chaque dossier tarifaire, une année complète des données climatiques les plus récentes, soit celles de la dernière année révolue, et à les ajouter aux données climatiques débutant en 1971. De plus, lors de cet exercice, les tendances de réchauffement climatique sont recalculées statistiquement sur l'échantillon actualisé de données climatiques.**

**Ainsi, le Distributeur valorise au maximum l'information climatologique récente, notamment en ce qui concerne l'évolution et la variabilité naturelle des conditions climatiques. Il espère ainsi assurer une évolution graduelle de la normale climatique en fonction des conditions climatiques observées et limiter l'ampleur de l'impact des conditions climatiques estimé sur les ventes et, par le fait même, sur le compte de nivellement.**

7. **Références :** (i) Pièce B-0011, p. 11;  
(ii) Pièce B-0016, p. 3;  
(iii) <http://affaires.lapresse.ca/economie/quebec/201308/07/01-4677945-fermeture-devancee-pour-laluminerie-de-shawinigan.php>.

**Préambule :**

(i) « Pour l'année 2014, les principales variations des ventes prévues par rapport aux ventes normalisées de 2013 sont les suivantes :

[...]

- *Décroissance de 1 941 GWh aux contrats spéciaux qui découle essentiellement d'une faible demande mondiale, de stocks importants et de prix bas pour l'aluminium ».*

(ii) Tableau – Principaux paramètres économiques

(iii) Saint-Arnaud, Pierre et Magdaline Boutros. « Fermeture avancée pour l'aluminerie de Shawinigan ». *La Presse* [en ligne]. (7 août 2013).

**Demandes :**

7.1 Veuillez quantifier l'impact, en 2014, de la réduction de la production de l'usine Shawinigan de Rio Tinto Alcan (référence (iii)) sur les ventes d'électricité (en GWh).

**Réponse :**

**Le Distributeur dépose cette information à la Régie sous pli confidentiel.**

7.2 Veuillez concilier l'affirmation du Distributeur selon laquelle la décroissance des ventes aux contrats spéciaux en 2014 est notamment causée par des prix bas pour l'aluminium avec la référence (ii), où le Groupe Finances HQ prévoit une hausse du prix de l'aluminium entre 2013 (année de base) et 2014.

**Réponse :**

**Le prix de l'aluminium Midwest américain, prévu pour 2014 à la pièce HQD-3, document 1 (B-0016) de la référence (ii), est dérivé des prix à terme de février 2013 sur le London Metal Exchange. Le prix à terme de l'aluminium a été constamment révisé à la baisse depuis le début de l'année.**

**Bien qu'en croissance par rapport à 2013, le prix de 2014 demeure bas comparativement aux prix des dernières années, le prix s'approche du coût marginal de production des producteurs d'aluminium primaire et leur rentabilité est sensiblement réduite.**

**Voir aussi la réponse à la question 5.3 déposée sous pli confidentiel.**

- 8. Références :** (i) Dossier R-3814-2012, pièce B-0013, p. 23;  
(ii) Pièce B-0011, p. 23.

**Préambule :**

- (i) Annexe B – Analyses de sensibilité  
(ii) Annexe B – Analyses de sensibilité

**Demande :**

- 8.1 Veuillez expliquer chacun des changements apportés, d'un dossier tarifaire à l'autre, aux valeurs des différentes sensibilités.

**Réponse :**

**Les changements découlent de l'estimation des modèles aux fins de prévision et de l'actualisation des paramètres qui en résulte. Le Distributeur tient à indiquer que, d'un dossier tarifaire à l'autre, les changements apportés sont mineurs.**

**COÛTS ÉVITÉS DU RÉSEAU INTÉGRÉ**

- 9. Références :** (i) Pièce B-0017, p. 5;  
(ii) Pièce B-0017, p. 6;  
(iii) Pièce B-0017, p. 7;  
(iv) Dossier R-3814-2013, pièce B-0016, p. 7;  
(v) Décision D-2013-037, paragraphe 113;  
(vi) New York Independent System Operator (NYISO).  
[http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc\\_view\\_monthly\\_detail.d](http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.d)  
[o](#)

**Préambule :**

- (i) « Ainsi, pour la période d'hiver, le signal de prix reflète le coût des achats sur les marchés de court terme. En été, il correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

- 2012 à 2025 inclusivement :
  - le signal de prix de la période hivernale (décembre à mars) est de 5,0 ¢/kWh (\$ 2013), indexé à l'inflation ;
  - le signal de prix de la période estivale (avril à novembre) est de 2,7 ¢/kWh (\$ 2013), indexé à l'inflation.



- À compter de 2026 : le signal de prix est maintenu à 10,5 ¢/kWh (\$ 2007) indexé à l'inflation, soit le prix du deuxième appel d'offres d'énergie éolienne ».

(ii) « Conformément aux recommandations de la Régie, le signal de coûts évités de long terme s'applique à partir de cette date.

Coût évité en puissance

- Pour l'hiver 2013-2014 : prix de 10 \$/kW-hiver (\$ 2013, annuité croissante à l'inflation), soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur ;
- Hivers 2014-2015 et 2018-2019 : croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (\$ 2013, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2019-2020 et pour les années subséquentes ».

(iii) « Le Distributeur propose de maintenir l'indicateur de coût évité de transport de la charge locale et celui de la distribution tel que présenté en détail dans le dossier R-3677-2008. Exprimé en annuité croissante de 2013, le coût évité de la charge locale est de 45,3 \$/kW-an et celui de la distribution de 16,4 \$/kW-an.

Comme présenté à la pièce HQD-8, document 5, le Distributeur constate, pour la présente demande tarifaire, une réduction de la croissance du nombre de nouveaux abonnés et des investissements qui en découlent. Ces deux effets combinés ne modifient pas significativement le signal proposé pour le présent dossier ».

(iv) « Le Distributeur propose de maintenir l'indicateur de coût évité de transport de la charge locale tel que présenté en détail dans le dossier R-3677-2008. Exprimé en annuité croissante de 2012, il est de 44,5 \$/kW-an.

[...]

Le Distributeur propose de maintenir le signal de coût évité de distribution tel que présenté en détail dans le dossier R-3677-2008. Exprimé en annuité croissante de 2012, le coût évité de distribution est de 16,1 \$/kW-an ».

(v) « La Régie approuve les indicateurs de coût évité en puissance proposés par le Distributeur. Toutefois, elle lui demande de présenter, à compter du prochain dossier tarifaire, un coût évité en puissance qui reflète davantage le prix moyen payé pour de la puissance UCAP, tout en mettant à jour la période dite de long terme en fonction des dernières prévisions de la demande en puissance ». [Nous soulignons]

(vi) NYISO Monthly Auction Summary - Winter 2012-2013 & Summer 2013.

**Demandes :**

- 9.1 Veuillez présenter les calculs du signal de prix en énergie de la période hivernale de 5,0 ¢/kWh.

Réponse :

La méthode de calcul utilisée pour établir le signal de prix en énergie en période d'hiver est identique à celle utilisée lors des précédents dossiers tarifaires.

Le Distributeur utilise la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO pour les mois d'avril 2012 à avril 2013 et ajoute ensuite les frais de sortie de New York, les frais de courtage et les frais liés au *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*<sup>1</sup> pour chaque année. Les données sont par la suite traduites en une annuité croissante à l'inflation. Le tableau R-9.1 présente ces informations.

**TABLEAU R-9.1**  
**CALCUL DU SIGNAL DE PRIX EN ÉNERGIE EN PÉRIODE D'HIVER**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
= NYMEX - NY zone M (\$US / MWh)	34,76	35,68	37,08	38,62	40,40	42,50	44,81	47,27	49,83	52,54	55,31	59,11	59,11	59,11
+ Frais de sortie de NY (\$US / MWh)	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89
+ Courtage (\$US / MWh)	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Achat (\$US courant / MWh)	40,40	41,32	42,72	44,26	46,04	48,14	50,45	52,91	55,47	58,18	60,95	64,75	64,75	64,75
* Tx de change (\$CAN / \$US)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
+ Frais Crédit GES (\$CAN / MWh)	4,97	5,22	5,56	5,91	6,28	6,67	7,07	7,50	7,95	8,42	8,91	9,43	9,98	10,55
Achat (\$CAN courant / MWh)	45,37	46,55	48,28	50,17	52,31	54,81	57,52	60,41	63,41	66,60	69,86	74,18	74,73	75,30
Annuité croissante à l'inflation (\$2013 / MWh)	49,72													

9.2 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le signal de prix de long terme en énergie est basé sur le prix du second appel d'offres d'énergie éolienne plutôt que sur le dernier appel d'offres de ce genre.

Réponse :

Le deuxième appel d'offres éolien ne comportait aucune balise sur les prix d'achat de l'énergie. Il représente donc le meilleur signal de prix de marché dont dispose le Distributeur.

9.3 Compte tenu de la décision de la Régie à la référence (v) et des prix actuels de la puissance sur le *NYISO Monthly Auction* (référence (vi)), veuillez justifier le maintien du signal de 10 \$/kW-hiver en tant que coût évité de court terme en puissance.

<sup>1</sup> Loi sur la qualité de l'environnement

**Réponse :**

En ce qui concerne l'historique des encans mensuels de UCAP sur le NYISO présentés en référence (vi), le Distributeur rappelle qu'il ne peut accéder directement à ce marché et que, par conséquent, il ne peut se procurer un produit de puissance à un prix équivalent. Les résultats des appels de propositions lancés ces dernières années pour l'acquisition de puissance démontrent d'ailleurs qu'un écart se maintient entre les prix payés par le Distributeur et le prix de règlement de UCAP à l'intérieur du marché de New York. Le Distributeur considère donc que les prix relevés à la référence (vi) ne représentent pas le coût des achats de puissance du Distributeur lorsqu'il s'adresse au marché de UCAP, mais plutôt un indicateur de marché.

Par ailleurs, selon la référence (vi) et les résultats de l'encan *Strip Auction* pour l'hiver 2013-2014, qui s'élève à 2,58 \$/kW-mois (en hausse de 214 % par rapport à la *Strip Auction* de l'hiver 2012-2013), les prix des produits de puissance observés sur le NYISO sont en hausse, comme le souligne la Régie dans sa décision D-2013-129<sup>2</sup> relative au dossier R-3850-2013.

Le Distributeur présente au tableau R-9.3 le sommaire des achats de puissance du Distributeur pour janvier et février 2013. On constate que le prix moyen payé par le Distributeur est près du signal utilisé comme coût évité de court terme en puissance, soit 10 \$/kW-hiver ou 2,50 \$/kW-mois.

**TABLEAU R-9.3  
ACHAT DE PUISSANCE**

		Janvier 2013	Février 2013
Quantité aqoise	MW	125	125
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	2,32	2,17
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US / kW-mois	1,79	2,39
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	1,3	0,9

<sup>2</sup> Paragraphe 41.

Compte tenu des données observées sur le marché de la puissance dans l'état de New York et des derniers achats de puissance du Distributeur, celui-ci estime que son signal de coût évité en puissance de court terme est approprié et qu'il reflète le prix moyen payé pour de la puissance.

- 9.4 Veuillez expliquer comment les indicateurs de coûts évités de transport de la charge locale et de distribution peuvent augmenter d'un dossier tarifaire à l'autre (références (iii) et (iv)), alors que le Distributeur annonce au dossier actuel une réduction de la croissance des investissements.

**Réponse :**

La méthodologie présentée au dossier R-3677-2008<sup>3</sup>, et approuvée par la Régie par sa décision D-2009-016, visait à mettre à jour les indicateurs de coûts évités de transport de la charge locale et de distribution et de proposer un signal stable pour refléter les coûts de long terme. Sur la base de la méthodologie présentée et afin de maintenir les signaux, ces derniers doivent être indexés pour être exprimés en \$ actualisés de l'année de chacun des dossiers.

La planification des besoins et des investissements a été examinée par le Distributeur à chaque dossier tarifaire depuis 2008. En l'absence d'une variation significative du ratio \$/MW actualisé, le Distributeur maintient les indicateurs proposés afin de refléter les coûts de long terme.

### **COÛTS ÉVITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES**

10. **Références :**
- (i) Décision D-2013-037, p. 37 et 38, paragraphes 115 à 120;
  - (ii) Pièce B-0017, p. 8;
  - (iii) Pièce B-0038, p. 5 et 6;
  - (iv) Pièce B-0049, p. 24 à 27.

---

<sup>3</sup> Voir les sections 2.2 et 2.3 de l'annexe D de la pièce HQD-14, document 1.

**Préambule :**

(i) La Régie explique les raisons et le contexte dans lesquels l'enjeu des coûts évités en réseaux autonomes a été exclu de l'examen du dernier dossier tarifaire R-3814-2012.

« [115] Face au constat que chaque kW de demande additionnelle en RA se traduit globalement par l'installation, à terme, d'environ deux kW de capacité additionnelle en équipements, la Régie expliquait, dans sa décision D-2011-028, qu'il y a lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production. Elle voulait également s'assurer que la méthode utilisée pour répartir les coûts évités de puissance par unité d'énergie consommée à la marge permette effectivement d'intégrer les coûts de la capacité additionnelle que le Distributeur doit prévoir dans son plan d'équipement pour chaque kW de demande à la marge sur le réseau ». [nous soulignons]

Elle mentionne notamment « que les coûts évités, tels que présentés actuellement, ne peuvent pas servir de critère de décision pour choisir des scénarios de plans de mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande dans l'analyse du PTÉ en RA » et que « lorsque viendra le temps d'une mise à jour des tarifs dissuasifs en RA, il sera utile de disposer de coûts évités appropriés ».

La Régie précise par ailleurs qu'« après le dépôt du rapport d'analyse du PTÉ, le choix de ces scénarios et leur viabilité financière devront être étudiés selon leur impact sur le plan d'équipement de chacun des réseaux ».

(ii) Tableau 2 : « Coûts évités par réseaux autonomes, annuité croissante en ¢/kWh de 2013 ».

Le Distributeur indique à la section 2.1 que « le coût évité en puissance des réseaux autonomes repose sur l'utilisation du coût d'un équipement générique de production » et que ce coût reflète le « coût des options disponibles pour augmenter la puissance installée ». [nous soulignons]

(iii) Le Distributeur présente le PTÉ d'efficacité énergétique dans les RA et précise en page 5:

« Le Distributeur présente, dans ce document, les résultats de l'évaluation du potentiel technico-économique des mesures d'économie d'électricité, d'économie de mazout et de gestion de la demande en puissance auprès des clients des réseaux autonomes.

[...]

Le potentiel technico-économique (PTÉ) d'efficacité énergétique représente les économies d'énergie et la réduction de la demande de puissance associées à l'implantation des mesures où cela est techniquement possible et dont le coût unitaire est inférieur ou égal au coût évité du Distributeur. Le potentiel présenté dans le cadre de ce document constitue une limite supérieure puisqu'il ne considère pas encore les

*contraintes de natures commerciales et financières ainsi que le taux d'adoption plausible des mesures par les consommateurs* ». [nous soulignons]

En page 6, il est indiqué que la méthodologie est basée sur les coûts évités de chaque réseau et que « *Les coûts évités utilisés sont ceux du dossier R-3814-2012* ». [nous soulignons]

(iv) Le Distributeur présente une mise à jour de la tarification dissuasive au Nord du 53<sup>e</sup> parallèle et précise, aux pages 26 et 27, qu'il prend en compte les coûts évités de ces réseaux.

**Demandes :**

10.1 Veuillez présenter un tableau similaire au tableau 2 de la référence (ii), en utilisant un coût évité de puissance réparti par unité d'énergie qui tient compte des demandes de la Régie dans sa décision en référence (i).

**Réponse :**

**Le Distributeur rappelle que l'objet des coûts évités en puissance, tant pour les réseaux autonomes (RA) que pour le réseau intégré (RI), est de permettre la comparaison entre, d'une part, le coût associé à l'ajout d'un équipement de production et, d'autre part, le coût, exprimé par rapport à la puissance, d'implanter des mesures d'efficacité énergétique (économie d'énergie, utilisation efficace de l'énergie et gestion de la demande en puissance). Toute mesure d'efficacité énergétique ayant un impact sur les besoins de puissance et dont le coût, exprimé \$/kW-an ou en ¢/kWh, est inférieur à celui du coût évité présente un avantage économique et, sur cette base, doit être préférée à l'ajout d'un équipement.**

**Le Distributeur rappelle également que la méthode d'établissement du coût évité de la puissance associé à un ajout de capacité en RA est, à l'instar de celle du RI, établie sur la base d'un équipement générique.**

**Par ailleurs, le Distributeur tient à rectifier l'affirmation apparaissant au préambule (i) à l'effet que « [...] chaque kW de demande additionnelle en RA se traduit globalement par l'installation, à terme, d'environ deux kW de capacité additionnelle en équipements [...] ». Cette affirmation repose sur une comparaison du tableau des équipements en RA du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (dossier R-3748-2010) avec son équivalent du Plan d'approvisionnement 2008-2017 (dossier R-3648-2009)<sup>4</sup>. Or, selon le Distributeur, rien dans la comparaison entre ces deux tableaux d'équipements ne permet de soutenir l'affirmation.**

---

<sup>4</sup> Voir le paragraphe 73 de la décision D-2011-028.

En effet, les ajouts de production sont planifiés pour assurer la fiabilité des approvisionnements à long terme.

Enfin, dans sa décision D-2011-028, la Régie affirme « *qu'il y a donc lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production<sup>5</sup>.* » Le Distributeur souligne que, côté production (ou offre), le coût évité en puissance, établi sur la base du coût générique d'un équipement de production, est représentatif du *coût unitaire de la capacité à installer à la marge*. Côté réseau (ou demande), chaque mesure de réduction de la charge a son coût propre.

10.2 Veuillez expliquer si certaines mesures éliminées du PTÉ en utilisant les coûts évités du dossier R-3814-2012 pourraient être reconsidérées en fonction des nouveaux coûts évités obtenus en réponse à la question précédente. Le cas échéant, veuillez présenter ces mesures et leur potentiel technico-économique.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 10.1.

## **SERVICE DE TRANSPORT**

11. **Référence :** Pièce B-0022, p. 3.

**Préambule :**

« *Le tarif de charge locale de transport reconnu pour l'année 2013 s'est élevé à 2 624,4 M\$<sup>1</sup>. Dans le présent dossier, pour 2013 année de base, il est évalué à 2 577,5 M\$. En conséquence, un écart créditeur de 46,9 M\$ est comptabilisé au compte d'écarts hors base pour l'année 2013. À cela s'ajoute un montant débiteur de 8,9 M\$ pour le cavalier relatif aux revenus de point à point 2012. La somme de ces deux écarts et les intérêts y afférents, soit au total 39,3 M\$ (crédeur) est versée aux revenus requis de l'année témoin 2014. Cependant, une fois la décision de la Régie rendue sur la charge locale 2013, le Distributeur propose qu'exceptionnellement l'écart résiduel 2013 soit versé aux revenus requis de l'année 2015 lors du prochain dossier tarifaire* ». [nous soulignons]

**Demandes :**

---

<sup>5</sup> Paragraphe 74.

11.1 Veuillez expliquer et justifier l'affirmation suivante : « *Cependant, une fois la décision de la Régie rendue sur la charge locale 2013 [dossier R-3823-2012], le Distributeur propose qu'exceptionnellement l'écart résiduel 2013 soit versé aux revenus requis de l'année 2015 lors du prochain dossier tarifaire* ».

**Réponse :**

**Compte tenu du fait que la charge locale 2013 du Transporteur s'élevant à 2 577,5 M\$ fait actuellement l'objet d'un examen par la Régie dans le cadre du dossier R-3823-2012, le Distributeur propose que tout écart résiduel entre l'écart constaté de 46,9 M\$ dans le présent dossier et l'écart qui résultera du montant reconnu à titre de charge locale 2013 dans le dossier R-3823-2012, soit versé aux revenus requis de l'année 2015. Cependant, le Distributeur demeure ouvert à considérer tout autre traitement de l'écart résiduel.**

11.2 Veuillez indiquer si le traitement exceptionnel proposé par le Distributeur s'applique également sur la charge locale 2014 [dossier R-3823-2012] et le traitement de l'écart entre l'année témoin 2014 et la décision interlocutoire de la Régie rendue sur la charge locale 2014, ainsi que le traitement de l'écart, le cas échéant, avec la décision finale sur le dossier tarifaire du Transporteur si elle est rendue en temps opportun. Veuillez justifier.

**Réponse :**

**Pour l'année 2014, la comptabilisation de la charge locale et, par conséquent, le traitement des écarts demeurent conformes aux décisions D-2008-024<sup>6</sup> et D-2012-024<sup>7</sup> émises par la Régie.**

## **CHARGES D'EXPLOITATION**

**12. Référence :** Pièce B-0023, p. 7 et p. 8.

**Préambule :**

*« Respectant la préoccupation de la Régie de limiter la hausse des coûts sous son contrôle en deçà de l'inflation, l'enveloppe de charges d'exploitation pour les activités de base totalise 986,8 M\$ pour l'année 2014, soit un niveau nettement inférieur au montant des charges reconnues par la décision D-2013-037. Cette enveloppe, dont*

---

<sup>6</sup> Voir la page 19.

<sup>7</sup> Voir le paragraphe 191 à la page 59.



le calcul est présenté à l'annexe A [formule paramétrique], permet au Distributeur de couvrir l'ensemble de ses besoins de base desquels ressortent les éléments suivants :

- [...]
- l'intégration, pour une deuxième année consécutive, d'une efficience additionnelle. Cette efficience, que le Distributeur anticipe avoir réalisée à la fin 2013, totalise 80 M\$. Ainsi, les charges d'exploitation reconnues pour l'année 2013 ont été ajustées en conséquence pour le calcul de l'enveloppe de charges 2014 ;
- des efforts d'amélioration d'efficience visant à produire des gains de l'ordre de 9,8 M\$ pour 2014 découlant d'actions de gestion courante. En 2014, le Distributeur a fixé sa cible globale d'efficience à 1 % des charges d'exploitation 2013 ;
- [...] ».

**Demandes :**

12.1 Veuillez confirmer que l'efficience additionnelle au montant de 80 M\$ correspond à l'écart entre le montant autorisé en 2013 et le montant de l'année de base 2013 des activités de base du Distributeur. Veuillez élaborer sur le fait que cet écart correspond à des gains d'efficience de 2013 mais aussi à des écarts de prévisions.

**Réponse :**

**Le Distributeur confirme que l'efficience additionnelle de 80 M\$ correspond à l'écart entre le montant reconnu en 2013 et le montant de l'année de base 2013 pour ses activités de base. Cet écart correspondant à des économies récurrentes, le Distributeur l'a donc pris en compte à titre d'efficience additionnelle pour 2013 dans l'établissement de l'enveloppe de ses charges d'exploitation 2014.**

12.2 Veuillez élaborer sur la possibilité de hausser la cible globale d'efficience en 2014 afin de tenir compte de l'impact des départs à la retraite de l'année témoin 2014 sur l'amélioration opérationnelle.

**Réponse :**

**Le niveau d'effectifs prévu en 2013 et 2014 prend en compte la prévision des départs à la retraite et correspond au seuil visé par le Distributeur qui n'envisage pas actuellement réduire davantage ce niveau. Tel que mentionné à la pièce HQD-1, document 5 (B-0013), page 8, le Distributeur entend, au cours des prochaines années, poursuivre ses efforts dans cette voie, conscient toutefois que les améliorations résiduelles à ses façons de faire donneront lieu à des gains de moindre importance.**

- 13. Références :** (i) Pièce B-0023, p. 11, tableau 4;  
(ii) Pièce B-0023, p. 31, annexe C, tableaux C-1 et C-2;  
(iii) Dossier R-3814-2012, pièce B-0082, p. 26, tableau R-10.2.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 4, le détail des coûts de retraite pour les années 2012-2014. Les coûts de retraite inclus dans la masse salariale, des charges de services partagés et des coûts capitalisés pour les années 2012-2014, excluant les comptes d'écarts sont les suivants :

Année historique 2012 :	46,1 M\$
D-2013-037 ajustée :	94,5 M\$
Année de base 2013 :	142,7 M\$
Année témoin 2014 :	117,7 M\$

(ii) Le Distributeur présente à l'annexe C les composantes du coût de retraite inclus dans la masse salariale ainsi que les hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite.

**TABLEAU C-1  
COMPOSANTES DU COÛT DE RETRAITE (M\$)**

	Réel 2012	D-2013-037 <sup>1</sup>	Année de base 2013 <sup>1</sup>	Année témoin 2014 <sup>1</sup>
	IFRS	IFRS	IFRS	IFRS
Coût des services rendus	323	309	385	357
Frais d'administration	-	7	7	7
Intérêts sur les obligations	839	890	830	879
Rendement prévu des actifs	(1 006)	(893)	(719)	(836)
Coût de retraite d'Hydro-Québec	156	313	503	407
Quote-part du Distributeur	43,6	88,6	132,5	108,8

<sup>1</sup> À compter de 2013, le coût de retraite est évalué en conformité avec la norme internationale d'information financière IAS 19 révisée.

**TABLEAU C-2  
HYPOTHÈSES ACTUARIELLES UTILISÉES POUR L'ÉVALUATION DU COÛT DE RETRAITE**

	Réel 2012	D-2013-037	Année de base 2013	Année témoin 2014
	IFRS	IFRS	IFRS	IFRS
Taux d'actualisation	5,01 %	5,40 %	4,36 %	4,79 %
Taux de rendement prévu des actifs	6,75 %	5,40 %	4,36 %	4,79 %
Taux de croissance des salaires	2,61 %	2,72 %	2,25 %	2,25 %

(iii) Le Distributeur indique au dossier R-3814-2012 que le rendement prévus des actifs de l'année témoin 2013 est calculé sur un actif à la juste valeur estimée à 16,4 G\$ au 1<sup>er</sup> janvier 2013.

**Demandes :**

13.1 Veuillez expliquer la hausse de 48,2 M\$ entre le montant autorisé et ajusté en 2013 de 94,5 M\$ et le montant de l'année de base 2013 de 142,7 M\$ (référence (i)).

**Réponse :**

**Cette hausse est principalement due à la baisse des taux d'intérêt à long terme sur les marchés financiers, plus particulièrement le taux d'actualisation. (Voir à cet effet le tableau C-2 présenté à la référence (ii)).**

13.2 Veuillez justifier l'évolution des taux d'actualisation utilisés pour l'évaluation des coûts de retraite des années 2013 et 2014, soit :

5,40 % (D-2013-037) par rapport à 4,36 % (année de base 2013);  
4,36 % (année de base 2013) par rapport à 4,79 % (année témoin 2014).

**Réponse :**

**En vertu de la norme comptable IAS 19, *Avantages du personnel*, le taux d'actualisation est déterminé par référence aux taux de rendement du marché des obligations d'entreprise de haute qualité. Ainsi, le taux d'actualisation utilisé par Hydro-Québec est basé sur les taux de rendement des obligations de sociétés canadiennes de qualité AA ou plus. Le taux utilisé pour le coût de retraite d'une année est le taux établi au début de cette même année. Ce taux doit être estimé tant qu'il n'est pas connu. Par conséquent, le taux autorisé dans la décision D-2013-037 et le taux utilisé pour l'année témoin 2014 sont des taux**

estimés lors de projections du coût de retraite. Le taux de l'année de base 2013 est, quant à lui, établi en date du 1<sup>er</sup> janvier 2013.

13.3 Veuillez indiquer le montant de l'actif à la juste valeur au 1<sup>er</sup> janvier sur lequel est calculé le rendement pour l'année de base 2013 et l'année témoin 2014. Veuillez expliquer les écarts importants.

**Réponse :**

**Le tableau R-13.3 présente le montant de l'actif à la juste valeur au 1<sup>er</sup> janvier sur lequel a été calculé le rendement pour l'année de base 2013 et l'année témoin 2014.**

**TABLEAU R-13.3  
ACTIF SUR LEQUEL EST CALCULÉ LE RENDEMENT (G\$)**

	<b>Année de base 2013</b>	<b>Année témoin 2014</b>
<b>Valeur de l'actif au 1<sup>er</sup> janvier</b>	<b>16,4</b>	<b>17,4</b>

**La variation de valeur entre le 1<sup>er</sup> janvier 2013 et le 1<sup>er</sup> janvier 2014 provient d'une part, des cotisations prévues versées à l'actif, et du rendement prévu de l'actif et, d'autre part, des prestations prévues versées aux bénéficiaires.**

**14. Référence :** Pièce B-0023, p. 9, tableau 3.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 3 les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, dont les montants reliés à la stratégie pour la clientèle à faible revenu.

Année historique 2012 :	10,9 M\$
D-2013-037 :	11,6 M\$
Année de base 2013 :	15,7 M\$
Année témoin 2014 :	17,8 M\$

**Demandes :**

14.1 Veuillez justifier la hausse de la charge reliée à la stratégie pour la clientèle à faible revenu de 6,9 M\$ (63 %) en 2014 par rapport à l'année historique 2012.

**Réponse :**

Le tableau R-14.1 présente l'évolution des coûts de la stratégie pour la clientèle à faible revenu.

**TABLEAU R-14.1  
ÉVOLUTION DES COÛTS DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU  
(M\$)**

Rubrique de coûts	Année historique 2012	Autorisée 2013 D-2013-037	Année de base 2013	Année témoin 2014
Soutien financier	8,8	9,0	12,6	14,6
Coûts opérationnels	2,0	2,4	2,9	3,0
<i>Masse salariale</i>	1,2	1,6	1,6	1,6
<i>Charges de services partagés</i>	0,8	0,8	1,3	1,4
Services externes	0,1	0,2	0,2	0,2
<b>Total</b>	<b>10,9</b>	<b>11,6</b>	<b>15,7</b>	<b>17,8</b>

La hausse de 6,9 M\$ est principalement attribuable à l'augmentation de 5,8 M\$ du soutien financier, soit une croissance de 66 % entre 2012 et 2014. (Voir à cet effet la réponse 14.2 pour l'évolution du soutien financier). Les coûts reliés aux opérations (masse salariale et charges de services partagés) augmentent, quant à eux, de 1 M\$.

14.2 Veuillez fournir l'évolution des ententes de paiement, les ententes personnalisées et les radiations liées aux ententes personnalisées sur la période 2008-2012 et les prévisions 2013 et 2014. Veuillez expliquer les écarts importants.

**Réponse :**

Le tableau R-14.2 présente l'évolution du soutien financier sur la période 2008-2014.

**TABLEAU R-14.2  
ÉVOLUTION DU SOUTIEN FINANCIER ENTRE LES ANNÉES 2008 ET 2014**

Ententes de paiement, ententes personnalisées et radiations	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	Année historique 2012	Autorisée 2013 D-2013-037	Année de base 2013	Année témoin 2014
Nombre d'ententes personnalisées an -2	1 460	1 109	1 944	3 491	4 420	9 956	9 956	14 785
Nombre d'ententes personnalisées an -1	1 109	1 944	3 491	4 420	9 956	11 500	14 785	18 300
Nombre de radiations (A)		1 142	2 670	1 432	5 213	4 954	7 044	8 234
Radiation moyenne (\$) (B)		978	1 372	1 870	1 682	1 817	1 789	1 771
Radiations totales (M\$) (A*B)	0,8	1,1	3,7	2,7	8,8	9,0	12,6	14,6

Note : Les données 2008 relatives au nombre de radiations ne sont pas disponibles.

Le Distributeur rappelle que la radiation d'un compte ne s'effectue qu'à la fin de chacune des séquences de douze mois. L'augmentation des coûts relatifs au soutien financier s'explique essentiellement par la hausse du nombre de radiations qui est passé de 1 142 en 2009 à 8 234 en 2014. Dans une moindre mesure, l'augmentation s'explique également par le changement effectué en 2010-2011 concernant la durée de l'entente qui est passée de quatre à deux séquences de douze mois. La radiation moyenne a ainsi augmenté de 81 % entre 2009 et 2014 suite à ce changement, ce qui a mené le Distributeur à devancer, en 2010, certaines radiations prévues pour 2011.

- 15. Références :** (i) Pièce B-0023, p. 16;  
(ii) Dossier R-3814-2012, pièce B-0082, p. 86 et p. 87.

**Préambule :**

(i) « Le Distributeur prend acte de la décision de la Régie D-2013-037 rejetant la transmission des données de crédit de l'ensemble des clients résidentiels aux agences de renseignements personnels. Il analyse, en 2013, d'autres mesures structurantes qui pourraient permettre de réduire les inventaires en recouvrement et la dépense de mauvaises créances en plus de sa stratégie d'intervention visant plus particulièrement les comptes de 121 jours et plus ».

[nous soulignons]

(ii) En réponse à une demande de renseignements au dossier R-3814-2012, le Distributeur présente aux tableaux R-34.5-A, R-34.5-B, R-34.5-C, la ventilation des comptes à recevoir (0-30 jours, 31-120 jours, 121 jours et plus) pour la période 2007-2011, pour chacune des catégories suivantes :

- Clientèle résidentielle;
- Clientèle commerciale et affaires;
- Total de la clientèle résidentielle, commerciale et affaires.

**Demandes :**

15.1 Veuillez fournir la ventilation des comptes à recevoir (0-30 jours, 31-120 jours, 121 jours et plus) pour la période 2007-2014 et expliquer les écarts importants, pour chacune des catégories suivantes :

- Clientèle résidentielle;
- Clientèle commerciale et affaires;
- Total de la clientèle résidentielle, commerciale et affaires.

**Réponse :**

D'emblée, le Distributeur tient à souligner qu'il n'effectue pas de prévisions des comptes à recevoir pour l'année témoin. En

conséquence, les tableaux déposés en réponse à la présente demande couvrent la période 2007-2013, l'année 2013 étant basée sur les comptes au 30 avril.

Les tableaux R-15.1-A, R-15.1-B et R-15.1-C présentent respectivement pour les années 2007 à 2013 l'évolution par groupes d'âge des comptes à recevoir pour la clientèle totale, la clientèle résidentielle ainsi que la clientèle commerciale et affaires.

**TABLEAU R-15.1-A**  
**ÉVOLUTION PAR GROUPES D'ÂGE DES COMPTES À RECEVOIR TOTAUX (M\$)**

	Année historique 2007	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	Année historique 2012	Année 2013 au 30 avril
0-30 jours	364	425	510	424	405	400	519
31-120 jours	103	135	139	116	112	107	204
121 jours et +	146	270	372	386	415	426	415
<b>Total</b>	<b>613</b>	<b>830</b>	<b>1 021</b>	<b>926</b>	<b>932</b>	<b>934</b>	<b>1 138</b>

**TABLEAU R-15.1-B**  
**ÉVOLUTION PAR GROUPES D'ÂGE DES COMPTES À RECEVOIR DE LA CLIENTÈLE RÉSIDENTIELLE (M\$)**

	Année historique 2007	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	Année historique 2012	Année 2013 au 30 avril
0-30 jours	251	274	358	283	291	260	350
31-120 jours	77	110	117	98	94	90	182
121 jours et +	128	249	343	355	387	405	395
<b>Total</b>	<b>456</b>	<b>633</b>	<b>818</b>	<b>736</b>	<b>772</b>	<b>756</b>	<b>927</b>

**TABLEAU R-15.1-C**  
**ÉVOLUTION PAR GROUPES D'ÂGE DES COMPTES À RECEVOIR DE LA CLIENTÈLE COMMERCIALE ET AFFAIRES (M\$)**

	Année historique 2007	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	Année historique 2012	Année 2013 au 30 avril
0-30 jours	113	151	152	141	114	140	169
31-120 jours	26	25	22	18	18	17	22
121 jours et +	18	21	29	31	28	21	20
<b>Total</b>	<b>157</b>	<b>197</b>	<b>203</b>	<b>190</b>	<b>160</b>	<b>178</b>	<b>211</b>

Les comptes à recevoir n'évoluent pas de façon linéaire, mais selon la saisonnalité. Pour cette raison, les données au 30 avril 2013 ne sont pas comparables à celles de l'année historique 2012 qui fait référence

aux données au 31 décembre. Une analyse d'écart pourra être effectuée au 31 décembre 2013 lorsque les données seront disponibles.

Les écarts importants, quant à l'évolution de ces comptes entre 2007 et 2011, ont été expliqués en réponse à la question 34.5 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1 (B-0082) du dossier R-3814-2012. Il n'y a pas d'écarts importants entre 2011 et 2012.

15.2 Veuillez donner un aperçu du résultat de l'analyse en cours effectuée en 2013 des autres mesures structurantes qui pourraient permettre de réduire les inventaires en recouvrement et la dépense de mauvaises créances en plus de sa stratégie d'intervention visant plus particulièrement les comptes de 121 jours et plus.

**Réponse :**

En 2013, le Distributeur a concentré ses efforts sur des mesures visant une meilleure gestion du risque de crédit des clients ayant des abonnements autre que résidentiels dont la somme facturée, pour l'ensemble de leurs abonnements, excède 500 k\$. Cette mesure implique des modifications aux conditions de service qui sont soumises à la Régie dans le présent dossier, à la pièce HQD-12, document 2 (B-0042).

De plus, en 2013, le Distributeur a procédé à la refonte des stratégies de relance de la clientèle lors de l'implantation de la livraison 3 du projet OSC. La mise en place du module SAP Collection Management en janvier 2013 a ainsi permis d'optimiser la gestion du volume de travail en fonction de l'organisation en place et d'augmenter l'efficacité et la rapidité de traitement des comptes en souffrance de la clientèle par une automatisation de plusieurs tâches des agents en recouvrement.

La réflexion du Distributeur sur d'autres mesures structurantes est en cours. Il envisage être en mesure en 2014 de proposer à la Régie, dans le prochain dossier tarifaire, les mesures qui seront retenues, le cas échéant.

16. **Références :**
- (i) Pièce B-0023, p. 16;
  - (ii) Pièce B-0036, p. 31, annexe A, tableau A-1;
  - (iii) Rapport annuel 2012, pièce HQD-12, document 1, p. 19 et p. 21, tableaux R-6.1 et R-6.2.



**Préambule :**

(i) « Plan global en efficacité énergétique (« PGEÉ »)

*En 2014, les charges relatives au PGEÉ s'élèvent à 34,5 M\$, soit l'équivalent du montant reconnu en 2013 et du montant prévu pour l'année de base. La révision du budget 2013 ainsi que le budget 2014 sont présentés respectivement aux sections 2 et 3 de la pièce HQD-9, document 1 [pièce B-0036]. Le tableau A-1 de cette même pièce présente les portions charges et investissements de ces budgets pour les différents programmes. »*

(ii) Le Distributeur présente au tableau A-1, les budgets annuels 2013 et 2014 du PGEÉ. En voici un extrait :

(en M\$)	Budget d'investissements	Budget des charges	Total
2014	100	34	135
2013A	132	35	166
Écarts	-32 -24%	+1 +3%	-31 -19%

La Régie note une baisse de 32 M\$ (-24 %) reliée aux investissements reliés au PGEÉ par rapport à 2013 et un maintien des charges reliées au PGEÉ en 2013 et 2014.

(iii) Dans son rapport annuel 2012, le Distributeur présente aux tableaux R-6.1 et R-6.2, les résultats du PGEÉ, par rapport au montant autorisé en 2012 (D-2012-024). En voici un extrait :

(en M\$)	Budget d'investissements	Budget des charges	Total
Réel 2012	145	31	176
D-2012-024	175	44	219
Écarts	-30 -17%	-13 -30%	-43 -20%

**Demandes :**

16.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur réduit de 32 M\$ (-24 %) le budget d'investissements reliés au PGEÉ de l'année témoin 2014 par rapport à l'année de base 2013 et ne réduit pas les charges reliées au PGEÉ.

**Réponse :**

**La réduction des investissements s'explique principalement par la baisse anticipée au marché affaires de la taille et du nombre de projets prévus, donc du budget d'aide financière, pour les prochaines années.**

Cette baisse s'explique également par la révision du portefeuille et les nouvelles orientations du Distributeur.

En contrepartie, les charges d'exploitation sont demeurées stables pour permettre au Distributeur de poursuivre sa démarche d'amélioration des interventions, axée sur une stratégie de sensibilisation et d'accompagnement et, à plus long terme, sur des approches de transformation de marché.

16.2 Veuillez expliquer la baisse des investissements reliés au PGEÉ de 45 M\$ (-31 %) en 2014 et justifier la hausse des charges reliées au PGEÉ de 3 M\$ (10 %) en 2014, par rapport à l'année historique 2012.

**Réponse :**

La baisse des investissements entre la prévision 2014 et les résultats réels de 2012 est attribuable aux mêmes éléments que ceux énoncés à la réponse à la question 16.1.

Quant à la hausse des charges d'exploitation en 2014 par rapport à 2012, elle est attribuable aux activités de commercialisation, d'innovations technologiques et commerciales et à la gestion de la demande en puissance.

- 17. Références :**
- (i) Pièce B-0023, p. 9, tableau 3;
  - (ii) Dossier R-3814-2012, pièce B-0082, p. 75, tableau R-28.1;
  - (iii) Dossier R-3842-2013, pièce B-0007, p. A.22.

**Préambule :**

À partir des données présentées aux références (i) et (ii), la Régie montre au tableau suivant l'évolution de charges reliées au PGEÉ sur la période 2006-2014 et note une surestimation des prévisions de ces charges reliées au PGEÉ sur la période 2006-2012.

(en M\$)	Montant autorisé	Année de base	Année historique	Écart	%
2006	43,0		35,0	-8,0	-18,6%
2007	48,3		30,4	-17,9	-37,1%
2008	56,8		51,9	-4,9	-8,6%
2009	67,8		51,3	-16,5	-24,3%
2010	69,1		44,5	-24,6	-35,6%
2011	57,2		32,0	-25,2	-44,0%
2012	44,1 (note1)	38,1	30,6	-13,5	-30,6%
2013	35,0	34,5		+0,5	+1,4%

2014	34,5			
------	------	--	--	--

Note 1 : Dans sa décision D-2012-024, la Régie a réduit de 15 % les charges reliées au PGEÉ pour l'année témoin 2012. Ainsi la prévision 2012 du Distributeur passe de 51,9 M\$ à 44,1 M\$.

À la référence (iii), l'expert des demandeurs au dossier R-3842-2013 présente un balisage concernant l'utilisation des comptes d'écarts suivants :

Table 13: Cost Recovery Mechanisms

Cost	HQD	HQT	Canadian Proxy Group	U.S. Proxy Group
Pension expenses	Yes	Yes	69%	36%
Bad Debt expenses	No	No	5%	13%
Storm Cost Recovery	Limited <sup>142</sup>	No	0%	79%
Interest Rate Change	No	No	9%	17%
Energy Efficiency/DSM	No	N/A	81%	76%

La Régie note que 81 % des entreprises canadiennes et 76 % des entreprises américaines faisant partie du balisage ont un compte d'écarts relatif au PGEÉ.

**Demandes :**

17.1 Veuillez fournir les données réelles au 30 septembre 2013 (ou les données disponibles les plus récentes) des charges reliées au PGEÉ. Veuillez justifier l'écart entre les données réelles au 30 septembre 2013 et la prévision de l'année de base 2013.

**Réponse :**

**Au 30 septembre 2013, les charges d'exploitation s'élèvent à 19 M\$. Le Distributeur maintient son estimation annuelle de 35 M\$ pour 2013 puisque l'essentiel des dépenses survient dans le dernier trimestre.**

17.2 Veuillez commenter les résultats du balisage présentés à la référence (iii) concernant l'efficacité énergétique.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 17.3.**

17.3 Considérant les surévaluations systématiques des charges reliées au PGEÉ sur la période 2006-2012, veuillez élaborer sur la possibilité de créer un compte d'écarts.

**Réponse :**

Le Distributeur n'envisage pas de créer un nouveau compte d'écarts considérant le contexte du dossier R-3842-2013 actuellement en cours. En effet, la mise en place d'un mécanisme de traitement des écarts devrait avoir préséance sur la création de tout nouveau compte d'écarts, chaque ajout de compte d'écarts pouvant amener à reconsidérer la justesse et la pertinence de la mise en place d'un mécanisme de traitement des écarts. Le Distributeur tient à rappeler que le mécanisme proposé dans le dossier R-3842-2013 est un mécanisme simple d'application et global, couvrant tous les écarts entre les prévisions et les coûts réels constatés pour une année donnée.

De plus, la création de tout nouveau compte d'écarts doit faire l'objet d'une analyse probante justifiant sa création. Ainsi, le Distributeur considère que le fait que 81 % des entreprises canadiennes et 76 % des entreprises américaines, ayant fait l'objet de balisage présenté par les experts des demandeurs dans le dossier R-3842-2013, aient un compte d'écarts relatif au PGEÉ, ne justifie pas, à lui seul, l'utilité d'en créer un pour ses charges reliées au PGEÉ dans son contexte réglementaire. Des facteurs tels que l'importance dans les revenus requis des montants en cause ainsi que leur évolution d'une année à l'autre doivent être pris en compte. Ainsi, du tableau présenté en préambule sur l'évolution des charges du PGEÉ de 2006 à 2014, force est de constater que les prévisions pour l'année de base 2013 et pour l'année témoin 2014 ont été ramenées au niveau des charges réelles des années 2006, 2007 ainsi que de celles des années 2011 et 2012. Dans ce contexte, le Distributeur ne s'attend pas à ce que les écarts constatés futurs soient d'envergure équivalente aux écarts constatés de 2009 à 2012.

**MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS**

- 18. Références :**
- (i) Pièce B-0024, p. 5, tableau 1;
  - (ii) Pièce B-0024, p. 5;
  - (iii) Pièce B-0024, p.11;
  - (iv) Pièce B-0024, p. 8, tableau 3.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 1 les composantes de la masse salariale pour les années 2012-2014, dont la rubrique « salaire de base » :

**Réponses à la demande de renseignements n° 2  
de la Régie**

Année historique 2012 :	447,8 M\$
D-2013-037 ajustée :	478,1 M\$
Année de base 2013 :	439,4 M\$
Année témoin 2014 :	434,4 M\$

(ii) Le Distributeur explique la variation du « salaire de base » en 2014 par rapport à l'année de base 2013.

« Salaire de base : La baisse des salaires de base de 5,0 M\$ est attribuable à la diminution du nombre d'équivalents temps complet (« ETC ») sur la période (voir section 2), contrebalancée par la progression salariale des employés. Tel que précisé à la section 1.1 de la pièce HQD-7, document 1, aucun ajustement économique n'a été considéré dans l'établissement du salaire de base de l'année témoin 2014 ».

(iii) « Six des huit conventions collectives conclues entre Hydro-Québec et les différents syndicats viennent à échéance le 31 décembre 2013. Les deux autres se terminent le 31 décembre 2014. À ce titre, ne pouvant présumer des résultats des négociations, le Distributeur n'a considéré aucun ajustement économique des salaires pour 2014 ».

(iv) Le Distributeur présente au tableau 3 les principales variations des ETC.

**TABLEAU 3  
VARIATION DES ETC**

VARIATION	Année témoin 2014 vs D-2013-037		Année témoin 2014 vs Année de base 2013	
	ETC	M\$	ETC	M\$
<b>Éléments spécifiques</b>	+ 15	+ 1,0	+ 13	+ 1,0
Automatisation du réseau	- 11	- 0,9	- 2	- 0,3
Lecture à distance - Phases 1 et 2	+ 49	+ 3,3	+ 38	+ 2,7
Optimisation des systèmes Clientèle (Migration majeure SIC)	- 23	- 1,4	- 23	- 1,4
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	- 22	- 2,5	- 1	-
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	-	-	-	-
Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	- 22	- 2,5	-	-
Inspection et retraitement des poteaux de bois	-	-	- 1	-
<b>Variation des effectifs découlant des « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »</b>	- 7	- 1,5	+ 12	+ 1,0
<b>Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance</b>	- 739	- 55,8	- 205	- 13,3
<b>TOTAL</b>	- 746	- 57,3	- 193	- 12,3

**Demandes :**

18.1 Veuillez quantifier les composantes de la baisse des salaires de base de 5,0 M\$ en 2014 par rapport à l'année de base 2013, en faisant le lien avec la variation des

ETC (référence (iv)). Veuillez indiquer le pourcentage de la progression salariale des employés et celui de l'ajustement économique, le cas échéant.

**Réponse :**

**Le tableau R-18.1 présente les composantes de la baisse des salaires de base de l'année témoin 2014 par rapport à l'année historique 2012, la décision D-2013-037 ajustée et l'année de base 2013.**

**TABLEAU R-18.1  
VARIATION DES SALAIRES DE BASE (M\$)**

Variation	Écart Année témoin 2014 vs		
	Année historique 2012	D-2013-037 ajustée	Année de base 2013
Ajustement économique <sup>1</sup> (2013 : 1,9 % ; 2014 : 0 %)	8,7	-	-
Progression salariale <sup>1</sup> (2013 : 1,2 % ; 2014 : 1,1 %)	10,4	4,9	4,9
Variation des ETC <sup>2</sup>	(30,6)	(49,3)	(10,5)
	(-470 ETC)	(-746 ETC)	(-193 ETC)
Ajustements organisationnels de 2013	(3,6)	-	-
	(-42 ETC)		
Écart résiduel	1,7	0,7	0,6
<b>TOTAL</b>	<b>(13,4)</b>	<b>(43,7)</b>	<b>(5,0)</b>

<sup>1</sup> Moyenne des différents groupes d'emploi.

<sup>2</sup> Variation des éléments spécifiques ainsi que de l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance.

**Le Distributeur rappelle qu'il ne peut quantifier chacune des composantes des écarts résiduels, ces variations étant attribuables à plusieurs facteurs, tels que le renouvellement de la main-d'œuvre, les mouvements de personnel, les changements aux conditions de travail et les réévaluations d'emploi, et ce, dans le respect des conventions collectives.**

18.2 Veuillez quantifier les composantes de la baisse des salaires de base de 43,7 M\$ en 2014 par rapport au montant autorisé et ajusté en 2013, en faisant le lien avec la variation des ETC (référence (iv)). Veuillez indiquer le pourcentage de la progression salariale des employés et celui de l'ajustement économique, le cas échéant.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.1.

18.3 Veuillez compléter le tableau 3 (référence (iv)) en fournissant le même niveau de détail des variations en ETC et en M\$ entre l'année témoin 2014 et l'année historique 2012.

Réponse :

Le tableau R-18.3 présente les variations en ETC et en M\$ de l'année témoin 2014 par rapport à l'année historique 2012

**TABLEAU R-18.3  
VARIATION DES ETC  
ANNÉE TÉMOIN 2014 VS ANNÉE HISTORIQUE 2012**

VARIATION	Année témoin 2014 vs Année historique 2012	
	ETC	M\$
<b>Éléments spécifiques</b>	<b>+</b> 79	<b>+</b> 5,7
Automatisation du réseau	- 5	- 0,8
Lecture à distance - Phases 1 et 2	+ 101	+ 7,5
Optimisation des systèmes Clientèle (Migration majeure SIC)	- 17	- 1,0
<b>Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers</b>	<b>+</b> 8	-
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	+ 7	+ 0,3
Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	+ 1	- 0,3
Inspection et retraitement des poteaux de bois	-	-
<b>Variation des effectifs découlant des « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »</b>	<b>+</b> 87	<b>+</b> 5,7
<b>Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance</b>	<b>-</b> 557	<b>-</b> 42,1
Transferts organisationnels	- 42	- 4,2
<b>TOTAL</b>	<b>-</b> 512	<b>-</b> 40,6

18.4 Veuillez quantifier les composantes de la baisse des salaires de base de 13,4 M\$ en 2014 par rapport à l'année historique 2012, en faisant le lien avec la variation

des ETC (référence (iv)). Veuillez indiquer le pourcentage de la progression salariale des employés et celui de l'ajustement économique, le cas échéant.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 18.1.**

18.5 Advenant le cas que les résultats des négociations aient un impact sur l'ajustement économique des salaires pour 2014, la Régie comprend que le Distributeur contiendra cette hausse éventuelle à l'intérieur des charges d'exploitation autorisées pour l'année témoin 2014. Veuillez commenter.

**Réponse :**

**Le Distributeur le confirme. Il tient toutefois à préciser que sa proposition de ne considérer aucun ajustement économique dans l'établissement de ses salaires de base de l'année témoin 2014 demeure sa meilleure prévision.**

**19. Référence :** Dossier R-3814-2012, pièce B-0082, p. 91 à p. 93.

**Préambule :**

En réponse à une demande de renseignements au dossier R-3814-2012, le Distributeur explique les écarts favorables des salaires de base entre les montants autorisés et les montants réalisés ou anticipés pour la période 2010-2012.

La Régie complète le tableau sur l'évolution des salaires de base pour la période 2007-2014.

(en M\$)	Montant autorisé et ajusté	Année de base	Année historique	Écart Année historique Montant autorisé	%
2007	501,9		489,4	-12,5	-2,5 %
2008	510,1		505,2	-4,9	-1,0 %
2009	498,0		485,9	-12,1	-2,4 %
2010	499,7		479,3	-20,4	-4,1 %
2011	489,6		466,7	-22,9	-4,7 %
2012	490,6		447,8	-42,8	-8,7 %
2013	478,1	439,4	ND	-38,7	-8,1 %
2014	434,4				

Sources : pièce B-0024, page 5;  
Rapport annuel 2012, pièce HQD-2, document 3, page 5;



Rapport annuel 2011, pièces HQD-2, document 3, page 5, tableau 2 et pièce HQD-12, document 1 pages 10 à 16, tableaux R-2.1-A, R-2.1-B et R-2.1-C;  
Rapport annuel 2010, pièce HQD-12, document 1, page 4, tableau R-1.1.

La Régie note une surestimation des prévisions des salaires de base.

**Demandes :**

19.1 Veuillez compléter la colonne « Année de base » du tableau en référence pour les années 2007-2012, en tenant compte de l'impact des ajustements organisationnels pour des fins de comparaison.

**Réponse :**

**Le tableau R-19.1 présente l'année de base redressée des ajustements organisationnels, pour les années 2007 à 2012.**

**TABLEAU R-19.1  
ÉVOLUTION DES SALAIRES DE BASE 2007-2012**

(en M\$)	Montant autorisé et ajusté	Année de base	Année historique	Écart Année historique Montant autorisé	%
2007	501,9	499,7	489,4	-12,5	-2,5%
2008	510,1	512,1	505,2	-4,9	-1,0%
2009	498,0	495,4	485,9	-12,1	-2,4%
2010	499,7	480,8	479,3	-20,4	-4,1%
2011	489,6	490,7	466,7	-22,9	-4,7%
2012	490,6	478,9	447,8	-42,8	-8,7%
2013	478,1	439,4		-38,7	-8,1%
2014	434,4				

19.2 Veuillez expliquer les écarts favorables de 42,8 M\$ et de 38,7 M\$ respectivement pour les années 2012 et 2013 (tableau présenté en référence). Veuillez quantifier les composantes de ces écarts et faire le lien avec les ETC.

**Réponse :**

**L'écart de 42,8 M\$ relatif à 2012 s'explique par :**

- une diminution de 35 M\$ ou 466 ETC en lien avec la variation des éléments spécifiques et l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance ;
- un écart résiduel de 7,8 M\$.

L'écart de 38,7 M\$ relatif à 2013 s'explique par :

- une diminution de 36,7 M\$ ou 553 ETC en lien avec la variation des éléments spécifiques et l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance ;
- un écart résiduel de 2,0 M\$.

**20. Référence :** Pièce B-0024, p. 8, tableau 3.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 3 les principales variations des ETC.

La Régie prépare le tableau suivant sur l'évolution du nombre d'ETC sur la période 2010-2013, incluant les impacts des ajustements organisationnels présentés aux rapports annuels du Distributeur :

		Écart réel Vs autorisé et ajusté		Écart année de base Vs autorisé et ajusté	
		ETC	M\$	ETC	M\$
2010	Éléments spécifiques	-47	-5,5		
	Amélioration de la performance	-152	-10,0		
	Total	-199	-15,5		
2011	Éléments spécifiques	-17	-0,9		
	Amélioration de la performance	-151	-14,4		
	Total	-168	-15,3		
2012	Éléments spécifiques	-12	-1,6		
	Amélioration de la performance	-454	-40,3		
	Total	-466	-41,9		
2013	Éléments spécifiques et Activités de base avec FIP			ND	ND
	Amélioration de la performance			ND	ND
	Total			-553	ND

Sources : Rapport annuel 2010, HQD-12, document 1, page 19, tableau R-6.1; rapport annuel 2011, HQD-12, document 1, page 26, tableau R-5.1-A ; rapport annuel 2012, HQD-10, document 1, page 5 et pièce B-0024, page 7, tableau 2.

FIP : facteurs d'indexation particuliers.

La Régie note une sous-estimation de l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance par rapport au nombre d'ETC autorisé et ajusté.

**Demandes :**

20.1 Veuillez compléter la colonne « Écart de l'année de base vs autorisé et ajusté » du tableau préparé par la Régie pour les années 2010 à 2013, en tenant compte de l'impact des ajustements organisationnels pour des fins de comparaison.

**Réponse :**

**Le tableau R-20.1 présente l'évolution des ETC pour les années 2010 à 2013.**

**TABLEAU R-20.1  
ÉVOLUTION DES ETC 2010-2013**

		Écart réel Vs autorisé et ajusté		Écart année de base Vs autorisé et ajusté	
		ETC	M\$	ETC	M\$
2010	Éléments spécifiques	-47	-5,5	-3	-0,2
	Amélioration de la performance	-152	-10,0	-176	-13,0
	Total	-199	-15,5	-179	-13,2
2011	Éléments spécifiques	-17	-0,9	24	1,8
	Amélioration de la performance	-151	-14,4	-5	-0,3
	Total	-168	-15,3	19	1,5
2012	Éléments spécifiques	-12	-1,6	-31	-2,6
	Amélioration de la performance	-454	-40,3	-143	-12,3
	Total	-466	-41,9	-174	-14,9
2013	Éléments spécifiques et Activités de base avec FIP			-19	-2,5
	Amélioration de la performance			-534	-42,5
	Total			-553	-45,0

20.2 Veuillez expliquer les écarts relatifs à l'amélioration de la performance pour les années 2012 et 2013. Veuillez confirmer que ces écarts représentent plus de 1 % la cible globale d'efficacité utilisée dans la formule paramétrique des charges d'exploitation.

**Réponse :**

Tel que précisé en réponse à la question 5.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie dans le cadre du Rapport annuel 2012 du Distributeur, celui-ci a dû prendre certaines décisions afin de compenser les coûts non prévus relatifs au BEIÉ, le tout afin de respecter le montant des charges d'exploitation reconnu par la Régie pour l'année 2012. Ainsi, le Distributeur a saisi les opportunités que lui ont offertes les départs à la retraite afin d'optimiser davantage l'organisation de ses activités.

Par ailleurs, et tel que mentionné en réponse à la question 5.1 de la demande de complément de la Régie à la pièce HQD-1, document 4.2 (B-0076), l'écart observé en 2013 de -534 ETC découlant de

**l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance, contribue à la demande du gouvernement du Québec en ce qui a trait à l'accroissement du bénéfice net et à la réduction des 2 000 effectifs chez Hydro-Québec à la fin de 2013.**

**Le Distributeur confirme que ces écarts représentent plus que la cible globale d'efficacité de 1 % utilisée dans la formule paramétrique des charges d'exploitation. Ces écarts ont donc contribué à l'efficacité additionnelle de 80 M\$ anticipée à la fin de 2013, laquelle est récurrente et a été prise en compte dans l'établissement des revenus requis de 2014.**

- 21. Références :** (i) Pièce B-0024, p. 9, figure 1;  
(ii) Pièce B-0024, p. 6.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente à la figure 1 l'évolution des ressources admissibles et des départs à la retraite (2000-2016).

À partir de ces données, la Régie prépare le tableau suivant pour la période 2008-2013.

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Ressources admissibles	1 006	1 094	1 141	1 137	1 033	966	812
Départs à la retraite	382	448	468	457	457	-	-
Départs à la retraites estimés						450	350
Amélioration de la performance (ETC)							

Note du Distributeur : À compter de 2013 les données sont estimées.

- (ii) Le Distributeur indique que :

*« [...] Saisissant les opportunités que lui offrent les départs à la retraite, le Distributeur a procédé au redimensionnement de son organisation. La refonte de certains processus, le regroupement d'activités et la virtualisation de certaines tâches lui ont permis de réduire le nombre de ressources supportant les opérations, notamment les spécialistes, professionnels, bureau et cadres. Les actions d'efficacité du Distributeur sont plus amplement décrites à la pièce HQD-1, document 5 [pièce B-0013] ».*

**Demandes :**

21.1 Veuillez fournir les données manquantes au tableau présenté à la référence (i), soit les départs à la retraite estimés 2008-2012 et le nombre d'ETC relié à l'amélioration de la performance 2008-2014.

**Réponse :**

**Le tableau R-21.1 présente l'information relative aux ressources admissibles, aux départs à la retraite de même que la variation des ETC découlant de l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance pour les années 2008 à 2014.**

**TABLEAU R-21.1  
ÉVOLUTION 2008 – 2014 DES RESSOURCES ADMISSIBLES, DES DÉPARTS À LA  
RETRAITE ET DES ETC DÉCOULANT DE L'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE  
NETTE DE LA CROISSANCE**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Effectifs	Ressources admissibles	1 006	1 094	1 141	1 137	1 033	966	812
	Départs à la retraite réels	382	448	468	468	457	s.o.	s.o.
ETC	Départs à la retraite estimés - Année de base	nd	nd	500	550	400	450	s.o.
	Départs à la retraite estimés - Année témoin	nd	nd	nd	500	400	400	350
	Amélioration de la performance nette de la croissance (ETC) <sup>1</sup>	+ 105	+ 101	+ 152	- 151	- 454	- 534	- 739

<sup>1</sup> Années 2008-2012 : Réel vs Décision  
Année 2013 : Année de base 2013 vs Décision 2013  
Année 2014 : Année témoin 2014 vs Décision 2013

**Conformément à la figure 1 de la pièce HQD-7, document 2 (B-0024), le Distributeur souligne que le nombre réel de départs à la retraite en 2011 s'est élevé à 468 et non 457, tel que mentionné en préambule à la référence (i).**

21.2 Veuillez élaborer sur les résultats de l'amélioration de la performance en ETC comparativement au nombre de départs à la retraite, notamment pour les années 2011 à 2014.

**Réponse :**

**Le Distributeur souhaite apporter les précisions suivantes :**

- Les données relatives aux ressources admissibles de même qu'aux départs à la retraite réels et estimés correspondent à un nombre d'effectif pour une année donnée.
- Les données relatives à l'amélioration de la performance nette de la croissance correspondent à une variation d'ETC entre deux périodes d'évaluation.

Par conséquent, le Distributeur est d'avis que la comparaison de ces données est difficilement réalisable. Néanmoins, le Distributeur tient à souligner les éléments suivants :

- Jusqu'à 2011, les employés quittant pour leur retraite étaient essentiellement remplacés.
- À compter de 2012, le Distributeur a saisi les opportunités que lui offrent les départs à la retraite pour redimensionner son organisation et ainsi, concrétiser ses gains d'efficience.

### AUTRES CHARGES DIRECTES

**22. Référence :** Pièce B-0025, p. 3, tableau 1.

#### Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 1, l'évolution des autres charges directes pour la période 2012-2014, dont la rubrique « services professionnels et autres » :

Année historique 2012 : 89,1 M\$  
 D-2013-037 ajustée : 119,2 M\$  
 Année de base 2013 : 99,2 M\$  
 Année témoin 2014 : 99,7 M\$

La Régie prépare le tableau suivant sur l'évolution des services professionnels et autres sur la période 2007-2014.

(en M\$)	Année témoin (autorisé)	Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)	Prévision (réel 10/12 - budget 2/12)	Année historique (réel)	Différence (réel-autorisé)	
2007	69,5	61,5		56,8	(12,7)	(18,3 %)
2008	63,2	67,2		69,2	6,0	9,5 %
2009	79,0	72,0		60,3	(18,7)	(23,7 %)
2010	73,3	75,6		68,3	(5,0)	(6,8 %)
2011	84,2	89,0		77,8	(6,4)	(7,6 %)
2012	113,0	116,1	105,1	89,1	(23,9)	(21,2 %)
2013	119,2	99,2			(20,0)	(16,8 %)
2014	99,7					

Sources : Décision D-20B-037, page 66, tableau II; pièce B-0025, page 3, tableau I.

La Régie note une surestimation des prévisions des services professionnels et autres.

**Demandes :**

22.1 Veuillez expliquer la hausse de 10,6 M\$ (11,9 %) en 2014 par rapport à l'année historique 2012.

**Réponse :**

**La hausse est attribuable aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et aux éléments spécifiques dont les dépenses en services professionnels et autres ont augmenté de 17,2 M\$. Les principales augmentations associées à ces éléments sont présentées à la pièce HQD-7, document 1 (B-0023), annexe B.**

**En excluant les coûts relatifs aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et aux éléments spécifiques, la rubrique « Services professionnels et autres » diminuera de 6,6 M\$ en 2014 par rapport à l'année historique 2012.**

22.2 Veuillez expliquer les écarts des services professionnels et autres de 23,9 M\$ et 20,0 M\$ respectivement pour les années 2012 et 2013.

**Réponse :**

**L'écart de 23,9 M\$ constaté en 2012 entre le montant réel et le montant reconnu par la Régie est dû à la diminution des coûts liés aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et aux éléments spécifiques.**

**L'écart de 20 M\$ en 2013 entre le montant de l'année de base et le montant reconnu est attribuable aux efforts d'efficience déployés par le Distributeur.**

### **CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS**

- 23. Références :**
- (i) Pièce B-0026, p. 6, tableau 2;
  - (ii) Pièce B-0010, p. 7;
  - (iii) Décision D-2012-024, p. 73.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 2, le sommaire des charges de services partagés (CSP) pour la période 2012-2014.

La Régie prépare le tableau suivant en distinguant les activités de base des autres éléments relatifs aux CSP, pour la période 2012-2014.

(en M\$) CSP	R 2012	D-2013-037 ajustée	AB 2013	AT 2014	AT 2014 vs D-2013-037	%	AT 2014 vs AB 2013	%	AT 2014 vs R 2012	%
Activité de base	475,8	498,8	486,0	489,8	-9,0	-1,8%	3,8	0,8%	14,0	2,9%
Coût de retraite	4,7	35,9	36,5	42,2	6,3	17,5%	5,7	15,6%	37,5	797,9%
Autres éléments (1)	32,8	33,4	37,5	39,2	5,8	17,4%	1,7	4,5%	6,4	19,5%
	<b>513,3</b>	<b>568,1</b>	<b>560,0</b>	<b>571,2</b>	<b>3,1</b>	<b>0,5%</b>	<b>11,2</b>	<b>2,0%</b>	<b>57,9</b>	<b>11,3%</b>

Note 1: Les autres éléments représentent les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et les éléments spécifiques.

Sources: Pièce B-0026, page 6, tableau 2 et pièce B-0023, pages 27 et 28, annexe B.

La Régie note que les activités de base des CSP au montant de 489,8 M\$ en 2014, sont en baisse de 1,8 % par rapport au montant autorisé en 2013 et en hausse de 0,8 % par rapport à l'année de base 2013 et de 2,9 % par rapport à l'année historique 2012.

Tel qu'illustré au tableau suivant, les salaires de base sont en baisse de 9,1 % en 2014 par rapport au montant autorisé en 2013, de 1,1 % par rapport à l'année de base 2013 et de 3,0 % par rapport à l'année historique 2012 attribuable, entre autres, aux améliorations de la performance opérationnelle.

(en M\$)	R 2012	D-2013-037 ajustée	AB 2013	AT 2014	AT 2014 vs D-2013-037	%	AT 2014 vs AB 2013	%	AT 2014 vs R 2012	%
Salaires de base	447,8	478,1	439,4	434,4	-43,7	-9,1%	-5,0	-1,1%	-13,4	-3,0%

Source: Pièce B-0024, page 5, tableau 1.

(ii) Depuis plusieurs dossiers tarifaires, Hydro-Québec procède à des ajustements à sa structure organisationnelle, soit des transferts des activités du Distributeur aux CSP. Le Distributeur indique que :

*« Tous ces transferts n'ont globalement aucun impact sur les revenus requis du Distributeur pour les années considérées dans le dossier tarifaire, puisqu'une diminution de la masse salariale et des autres coûts afférents est compensée par une augmentation équivalente des charges de services partagés facturées ».*

(iii) Dans sa décision D-2012-024, la Régie indique que :

*« [248] Dans sa décision D-2011-028<sup>8</sup>, la Régie demandait au Distributeur de rendre compte des gains d'efficacité découlant des ajustements organisationnels. À cet effet, il souligne ne pas quantifier ni suivre, de façon spécifique, les gains pouvant être réalisés, lesquels sont captés dans les revenus requis par le biais des gains d'efficacité ».*

<sup>8</sup> Dossier R-3740-2010, p. 67.



découlant des actions de gestion courante. Le Distributeur fait le suivi de l'efficacité des services achetés auprès de ses fournisseurs internes par le biais des indicateurs<sup>9</sup> ».

**Demandes :**

23.1 Veuillez expliquer pourquoi les activités de base des charges de services partagés (CSP) ne présentent pas des baisses comparables à celles des salaires de base du Distributeur, attribuables, entre autres aux améliorations de la performance organisationnelle.

**Réponse :**

Le tableau R-23.1 reprend les données préparées par la Régie à la référence (i), redressées de l'impact des réorganisations pour l'élément coût de retraite. Les modifications ont été surlignées en jaune.

**TABLEAU R-23.1  
FACTURATION INTERNE (M\$)**

Facturation interne	Année historique 2012	D-2013-037 ajustée	Année de base 2013	Année témoin 2014	Année témoin 2014 / D-2013-037 ajustée		Année témoin 2014 / Année de base 2013		Année témoin 2014 / Année historique 2012	
					\$	%	\$	%	\$	%
Activités de base	475,8	498,2	486	489,8	-8,4	-1,7%	3,8	0,8%	14,0	2,9%
Coût de retraite	4,7	36,5	36,5	42,2	5,7	15,6%	5,7	15,6%	37,5	797,9%
Autres éléments <sup>1</sup>	32,8	33,4	37,5	39,2	5,8	17,4%	1,7	4,5%	6,4	19,5%
	513,3	568,1	560	571,2	3,1	0,5%	11,2	2,0%	57,9	11,3%

<sup>1</sup> Éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.

L'écart de 3,8 M\$ de l'année témoin 2014 par rapport à l'année de base 2013 s'explique par :

- la croissance normale des coûts découlant de l'inflation de l'ordre de 12 M\$ ;
- des transferts d'activités de 2,9 M\$ inclus à l'année témoin 2014 mais non reflétés dans les données de l'année de base 2013 ;
- une augmentation de 0,9 M\$ du rendement des fournisseurs.

Ces éléments ont été compensés par une amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance de 12 M\$.

L'écart de 14 M\$ de l'année témoin 2014 par rapport à l'année historique 2012 s'explique par :

- la croissance normale des coûts découlant de l'inflation de l'ordre de 24 M\$ ;
- des transferts d'activités de 8,2 M\$ inclus à l'année témoin 2014 mais non reflétés dans les données de l'année historique 2012 ;

<sup>9</sup> Dossier R-3776-2011, pièce B-0010, p. 6.

- une augmentation de 0,8 M\$ du rendement des fournisseurs.
- Ces éléments ont été compensés par :
- un montant facturé à l'année historique de 2012 de 4,1 M\$ en environnement, alors qu'aucun montant n'est prévu être facturé par ce domaine du Centre de services partagés en 2014 ;
  - une amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance de 14,6 M\$.

Les fournisseurs internes du Distributeur ont eux aussi contribué à l'amélioration de la performance opérationnelle du Distributeur, notamment en absorbant complètement ou en bonne partie la pression à la hausse exercée par l'inflation sur leurs coûts.

Le Distributeur rappelle également que les coûts de ses fournisseurs internes ne sont pas constitués uniquement de masse salariale, et que les montants facturés comprennent également une part de coûts fixes.

23.2 Est-ce que les ajustements organisationnels des dernières années ont permis de générer des économies de coûts par des gains d'efficacité pour le Distributeur? Veuillez justifier et commenter le fait que les changements organisationnels des dernières années n'apportent aucune économie sur les activités de base des CSP facturées au Distributeur par rapport à l'année historique 2012.

**Réponse :**

Hydro-Québec procède à des ajustements organisationnels dans une perspective d'amélioration et d'efficacité et vise à améliorer la performance opérationnelle de chacune de ses divisions en leur permettant de se concentrer sur leur mission de base. Pour chacun des domaines et chacune des activités visés, ces ajustements organisationnels permettent une concentration de l'expertise, optimisant ainsi les façons de faire et favorisant une plus grande synergie entre les équipes.

Les gains d'efficacité ainsi réalisés ne sont pas quantifiés de façon spécifique. Ils contribuent toutefois à l'atteinte des gains d'efficacité découlant des actions de gestion courante lors des années subséquentes à l'année où le transfert d'activités est effectué.

La réponse à la question 23.1 démontre que les fournisseurs internes du Distributeur ont pu générer des gains d'efficacité. Ces gains touchent également les activités ayant fait l'objet d'un transfert dans les dernières années.

**Réponses à la demande de renseignements n°2  
de la Régie**

- 24. Références :** (i) Pièce B-0026, p. 6 et 11;  
(ii) Pièce B-0026, Annexe A, p. 23.

**Préambule :**

(i) Le tableau 2 de la référence (i) présente le sommaire des charges de services partagés. Le montant des charges de l'Informatique (Technologies de l'information selon la référence (ii)) du Groupe Technologie enregistre une diminution de 4,2 % entre l'année de base 2013 et le montant de la décision D-2013-037 tel qu'ajusté par le Distributeur, ainsi qu'une augmentation de 4,1 % entre l'année témoin 2014 et l'année de base 2013.

Fournisseurs (M\$)	D-2013-037 ajustée	Année de base	Année témoin 2014	Année de base 2013 vs D-2013-037 ajusté	2014 vs Année de base 2013
	A	B	C	B/A	C/B
<b>Groupe Technologie</b>					
Informatique	147,1	140,9	146,7	-4,2%	4,1%

(ii) Aux pages 10 et 11 de la référence, le Distributeur présente les volumes facturés par domaine pour les années 2012, 2013 et 2014. Pour le domaine « Transport aérien », les volumes facturés au Distributeur (ainsi qu'au Transporteur) enregistrent d'importantes fluctuations entre 2013 et 2012 ainsi qu'entre 2014 et 2013.

Domaines	Bases de facturation	2012	2013	2014
<b>Gestion du matériel</b>	Nbre de transactions- magasin	438 377	476 820	438 377
<b>Transport aérien</b>	Passagers / miles	420 602	493 000	421 000

**Demandes :**

24.1 Veuillez expliquer les causes de la diminution de 4,2 % ainsi que l'augmentation de 4,1 % des charges de l'Informatique ou Technologie de l'information.

**Réponse :**

**En 2013, la baisse de l'année de base par rapport à la décision D-2013-037 ajustée s'explique par une diminution des besoins en services de développement. Les charges associées à cette rubrique**

varient en fonction de la planification de projets à teneur informatique, dont la planification peut être affectée par différents facteurs tels que la priorisation des besoins d'affaires qui provoque le devancement ou le report d'un projet, les modifications de processus et de façons de faire et l'évaluation détaillée et plus précise d'un projet au moment de sa phase de réalisation.

L'augmentation de l'année témoin 2014 par rapport à l'année de base s'explique par :

- une hausse des besoins en services de développement, lesquels se situent au même niveau que ceux de l'année historique 2012 et ce, malgré l'inflation et la hausse du coût de retraite par rapport à 2012 ;
- une hausse des services d'exploitation, laquelle s'explique par les coûts d'exploitation des systèmes reliés au projet Lecture à distance ;

Cette augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des montants facturés en services de base attribuable aux efforts d'optimisation tant du Distributeur que du groupe Technologie.

24.2 Veuillez expliquer les fluctuations des volumes facturés pour la Gestion du matériel et le Transport aérien entre 2013 et 2012 et entre 2014 et 2013.

**Réponse :**

Pour le domaine Gestion du matériel, la diminution des volumes facturés en 2012 découle de la baisse de consommation des transformateurs aériens et souterrains, ainsi que de celle des appareils de mesurage. Cette variation de consommation ne se retrouve pas dans les volumes prévisionnels de 2013 en raison du processus d'établissement des prévisions. En effet, pour une année, les volumes prévisionnels de consommation sont établis à partir des volumes réels disponibles lors de l'année d'établissement de ces volumes. Ainsi, pour 2013, les volumes ont été établis en 2012 à partir des données réelles de 2011 tandis que pour 2014, ils ont été établis en 2013 à partir des données réelles de 2012. La baisse de consommation de 2012 est donc reflétée dans la prévision 2014.

Pour le domaine Transport aérien, l'augmentation des volumes facturés en 2013 provient de déplacements additionnels pour réaliser des travaux en régions éloignées. Pour 2014, le Distributeur prévoit une diminution de sa consommation en déplacements aériens suite à des changements d'organisation du travail.

**AUTRES CHARGES**

**25. Référence :** Pièce B-0028, p. 3, tableau 1.

**Préambule :**

Le montant d'amortissement et déclassement des actifs incorporels - logiciels et autres actifs incorporels augmente en 2014 de 10,2 M\$ (13 %) par rapport au montant autorisé dans la décision D-2013-037.

**Demande :**

25.1 Veuillez expliquer et ventiler au besoin l'augmentation de 10,2 M\$ (13 %).

**Réponse :**

**L'augmentation de la charge d'amortissement découle essentiellement du moment de la mise en service des actifs.**

**Ainsi, le tableau R-25.1 présente l'impact du moment de la mise en service sur le nombre de mois d'amortissement inclus dans une année.**

**TABLEAU R-25.1  
PÉRIODE D'AMORTISSEMENT EN FONCTION DES MISES EN SERVICE**

	Mise en service (en M\$)	Nombre de mois d'amortissement		
		2012	2013	2014
Année 2012	61,5	< 12 mois selon le mois de mise en service	12 mois	12 mois
Année 2013	84,0	Aucun	< 12 mois selon le mois de mise en service	12 mois
Année 2014	67,2	Aucun	Aucun	< 12 mois selon le mois de mise en service

- 26. Références :** (i) Pièce B-0028, p.7, tableau 3;  
(ii) Pièce B-0028, p. 7.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 3 le détail des coûts nets liés aux sorties d'actifs en M\$.

**TABLEAU 3  
DÉTAIL DES COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS (M\$)**

Description	Année historique 2012	2013		Année témoin 2014
		D-2013-037	Année de base	
<b>Corroborations</b>	<b>8,4</b>	<b>10,0</b>	<b>10,0</b>	<b>12,0</b>
<i>Poteaux</i>	0,4	-	-	-
<i>Conducteurs</i>	-	1,0	1,0	0,5
<i>Câbles</i>	7,4	4,0	4,0	8,0
<i>Transformateurs</i>	0,5	4,0	4,0	3,0
<i>Autres</i>	0,1	1,0	1,0	0,5
<b>Appareils de mesure et autres</b>	<b>22,3</b>	<b>10,0</b>	<b>10,0</b>	<b>8,0</b>
<i>Appareils de mesure</i>	2,5	4,5	4,5	4,5
<i>Revenus provenant de la vente d'actifs</i>	(9,8)	(7,0)	(7,0)	(7,0)
<i>Projets abandonnés et autres</i>	26,2	12,5	12,5	10,5
<i>Programmes commerciaux</i>	3,4	-	-	-
<b>Projets majeurs</b>	<b>0,2</b>	<b>18,0</b>	<b>18,0</b>	<b>38,5</b>
<i>Projet LAD</i>	0,2	18,0	18,0	38,5
<b>Total</b>	<b>30,9</b>	<b>38,0</b>	<b>38,0</b>	<b>58,5</b>

- (ii) « Pour 2014, le Distributeur établit sa prévision des coûts nets liés aux sorties d'actifs à 58,5 M\$, soit 20 M\$ au titre des travaux récurrents de corroboration et retraits divers et 38,5 M\$ de retraits relatifs au projet LAD.

*L'augmentation de 20,5 M\$ par rapport au montant reconnu pour 2013 provient du projet LAD et s'explique principalement par les éléments suivants :*

- *En fonction du déploiement prévu, les compteurs retirés en 2014 ont une valeur comptable nette plus élevée que ceux de 2013 ;*
- *Lors de l'installation de compteurs de nouvelle génération, certains compteurs retirés sont récupérés pour utilisation ultérieure dans les zones non déployées. Ces compteurs ne sont pas inclus aux coûts net liés aux sorties d'actifs. En 2014, le Distributeur a réduit le volume de compteurs récupérés et par conséquent, a augmenté les retraits de par l'avancement du déploiement du projet ».*

**Demandes :**

- 26.1 Veuillez expliquer la hausse de 3,6 M\$ (43 %) en 2014 provenant des corroborations par rapport à l'année historique 2012.

**Réponse :**

La hausse de 3,6 M\$ s'explique en grande partie par l'augmentation de 2,5 M\$ de la corroboration des transformateurs. Ainsi, en 2014, la corroboration des transformateurs aériens et des transformateurs souterrains sera effectuée alors qu'en 2012, seule la corroboration des transformateurs aériens a été effectuée.

26.2 Veuillez quantifier les composantes expliquées à la référence (ii) de l'augmentation de 20,5 M\$ provenant des retraits relatifs au projet LAD.

**Réponse :**

Le tableau R-26.2 détaille les compteurs retirés et récupérés dans le cadre du projet LAD.

**TABLEAU R-26.2  
COMPTEURS RETIRÉS ET RÉCUPÉRÉS DANS LE CADRE DU PROJET LAD**

	D-2013-037		Année témoin 2014		Écart
	Nombre (en milliers)	M\$	Nombre (en milliers)	M\$	M\$
Compteurs retirés	999	32,6	1 364	38,5	5,9
Moins: Compteurs récupérés	125	14,6	-	-	14,6
Compteurs radiés	874	18,0	1 364	38,5	20,5

**L'augmentation de 20,5 M\$ s'explique par :**

- Un écart défavorable de 5,9 M\$ dû à la hausse du volume de compteurs retirés en 2014 par rapport à 2013. Cependant, cet écart défavorable a été partiellement compensé par une valeur nette moyenne unitaire plus basse en raison d'une année supplémentaire d'amortissement des compteurs retirés en 2014.
- Un écart défavorable de 14,6 M\$ lié au fait que le Distributeur ne prévoit pas récupérer de compteurs en 2014.

26.3 Veuillez quantifier les compteurs récupérés et les compteurs retirés pour les années 2013 et 2014, en nombre et en M\$.

**Réponse :**

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

26.4 Veuillez fournir les données réelles au 30 septembre 2013 (ou les données disponibles les plus récentes) des sorties d'actifs liées au projet LAD. Veuillez justifier l'écart entre les données réelles au 30 septembre 2013 et la prévision de l'année de base 2013.

**Réponse :**

**Au 30 septembre 2013, les sorties réelles d'actifs liées au projet LAD s'élèvent à 11,3 M\$. Le Distributeur prévoit toujours atteindre la prévision de 18 M\$ de l'année de base 2013 en fonction du calendrier de déploiement prévu d'ici la fin de l'année.**

### FRAIS CORPORATIFS

- 27. Références :** (i) Pièce B-0029, p.4;  
(ii) Rapport annuel 2012, pièce HQD-12, document 1, p. 11.

**Préambule :**

Le Distributeur montre au tableau suivant la part des frais corporatifs incluse dans les revenus requis du Distributeur :

	Année historique 2012			Année de base 2013			Année témoin 2014		
	Distributeur		Hydro-Québec	Distributeur		Hydro-Québec	Distributeur		Hydro-Québec
	M\$	%	M\$	M\$	%	M\$	M\$	%	M\$
Bureaux PDG, PCA, Protectrice de la personne	0,6	32%	2,0	0,7	31%	2,2	0,8	32%	2,4
Vérification interne	2,4	32%	7,4	2,7	31%	8,6	2,7	32%	8,6
Affaires corporatives et secrétariat général	19,6	32%	61,8	20,8	31%	66,5	20,8	32%	65,2
Finances	6,9	32%	21,6	8,8	31%	28,0	8,3	32%	26,2
Ressources humaines	1,5	45%	3,3	0,8	42%	2,0	-	-	-
	<b>31,0</b>	<b>32%</b>	<b>96,1</b>	<b>33,8</b>	<b>32%</b>	<b>107,3</b>	<b>32,6</b>	<b>31,9%</b>	<b>102,4</b>

Le Distributeur indique que : « Dans sa décision D-2013-037, la Régie approuve les frais corporatifs de 36,7 M\$ du Distributeur pour l'année 2013. Pour Hydro-Québec, ceci se traduit par un montant total de 115,7 M\$ ».



(iii) Dans son rapport annuel 2012, le Distributeur indique qu'Hydro-Québec a procédé à plusieurs ajustements qui ont touché à sa structure organisationnelle. Il indique que sa quote-part a été ajusté à 28 % pour son coût de retraite.

**Demandes :**

27.1 Veuillez expliquer la hausse des frais corporatifs du Distributeur en 2014 par rapport à l'année historique 2012, dans un contexte d'amélioration opérationnelle.

**Réponse :**

**Les frais corporatifs du Distributeur passent de 31 M\$ en 2012 à 32,6 M\$ en 2014 soit une augmentation de 1,6 M\$. En excluant l'impact du coût de retraite qui augmente de 1,8 M\$ en 2014, une diminution de 0,2 M\$ des frais corporatifs est prévue. Ceci s'explique par la baisse des coûts de nature corporative des ressources humaines au cours des dernières années qui sont, en 2014, intégrés à la facturation interne.**

27.2 Veuillez expliquer pourquoi la quote-part du Distributeur n'a pas été ajusté suite aux changements organisationnels des dernières années, soit par exemple 28 % (référence (ii)).

**Réponse :**

**Tel qu'expliqué à la pièce HQD-7, document 7 (B-0029), la quote-part des frais corporatifs attribuée au Distributeur est en fonction des charges primaires à l'exploitation et des immobilisations nettes dans une proportion de 50 % - 50 %. Le pourcentage de 28 % de la référence (ii) représente, quant à lui, uniquement la quote-part du coût de retraite du Distributeur.**

**BASE DE TARIFICATION**

- 28. Références :**
- (i) Pièce B-0031;
  - (ii) Pièce B-0071, p. 16;
  - (iii) Dossier R-3814-2012, pièce B-0118, p. 34;
  - (iv) Dossier R-3814-2012, pièce B-0118, p. 36, tableau R-14.1-A.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente le détail des bases de tarification par rubrique pour les années 2012 à 2014. La base de tarification de l'année témoin 2014 se chiffre, selon la moyenne des 13 soldes, à 10 678,8 M\$.

(ii) Dans sa décision procédurale D-2013-124 (paragraphe 17 à 20), la Régie demande au Distributeur d'amender son dossier tarifaire 2014-2015 et de compléter sa preuve en tenant compte du taux de rendement demandé dans le dossier R-3842-2013. Le Distributeur dépose, entre autres, la version révisée de la base de tarification pour l'année témoin 2014, selon la moyenne des 13 soldes, au montant de 10 777,6 M\$.

(iii) La Régie met à jour le tableau suivant présentant une comparaison des bases de tarification (selon la moyenne 13 soldes) réelles et celles autorisées pour la période 2004 à 2012 ainsi que pour l'année de base 2013.

**Base de tarification totale (moyenne des 13 soldes)**

(en M\$)	Données réelles	Données autorisées	Écarts
2014	10 777,6 (budget révisé)		
2013	10 179,9 (4/8 2013)	10 280,0	-100,1
2012	9 895,7	10 063,0	-167,2
2011	10 305,6	10 387,6	-82,0
2010	9 989,8	10 044,8 (1)	-55,0
2009	9 741,4	9 826,2	-84,8
2008	9 861,2	10 025,0	-163,8
2007	9 413,1	9 441,5	-28,4
2006	8 874,5	8 919,1	-44,6
2005	8 447,0	8 462,8	-15,8
2004	8 318,7	8 446,9	-128,3

Sources : Pièce B-0031 et pièce B-0071, page 16; rapport annuel 2012, pièce HQD-4, document 2, page 11, tableau 9 et dossier R-3814-2012, pièce B-0118, page 34.

Note 1 : Inclut une réduction globale de 50 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2010-022, page 89.

La Régie constate une surévaluation systématique de la base de tarification (moyenne des 13 soldes).

(iv) En réponse à une demande de renseignements au dossier R-3814-2012, le Distributeur présente au tableau R-14.1-A, un sommaire des références aux documents détaillant les explications des écarts des bases de tarifications pour les années 2007 à 2011.

**Demandes :**

28.1 Veuillez quantifier et expliquer les composantes des écarts présentés au tableau ci-dessus pour l'année historique 2012 (-167,2 M\$) et pour l'année de base 2013 (-100,1 M\$).

**Réponse :**

Le tableau R-28.1-A présente par composantes les écarts de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification de l'année historique 2012 par rapport à celle reconnue par la Régie dans sa décision D-2012-024.

**TABLEAU R-28.1-A  
SUIVI DE LA BASE DE TARIFICATION 2012 – MOYENNE DES 13 SOLDES (M\$)**

Composantes	2012		
	Réelle	Autorisée D-2012-024 <sup>(1)</sup>	Variations
Immobilisations en exploitation	8 293,6	8 348,4	(54,9)
Contrats de location-financement	31,5	31,2	0,3
Actifs incorporels en exploitation	1 247,9	1 316,1	(68,2)
Autres actifs	222,8	219,2	3,6
Fonds de roulement	99,9	148,1	(48,2)
<b>Total</b>	<b>9 895,7</b>	<b>10 063,0</b>	<b>(167,2)</b>

<sup>(1)</sup> Ajusté des modifications de présentation et incluant les reclassements relatifs à LAD (conformément à la décision D-2013-037, paragraphe 184)

**Les explications de l'écart de 167,2 M\$ ont été présentées à la section 6 de la pièce HQD-4 document 2 du Rapport annuel 2012.**

Le tableau R-28.1-B présente par composantes les écarts de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification de l'année de base 2013 par rapport à celle reconnue par la Régie dans sa décision D-2013-037.

**TABLEAU R-28.1-B**  
**SUIVI DE LA BASE DE TARIFICATION 2013 – MOYENNE DES 13 SOLDES (M\$)**

Composantes	2013		
	Année de base	Autorisée D-2013-037	Variations
Immobilisations en exploitation	8 425,1	8 514,1	(89,0)
Contrats de location-financement	31,9	32,4	(0,5)
Actifs incorporels en exploitation	1 276,6	1 284,9	(8,3)
Autres actifs	232,7	191,0	41,7
Fonds de roulement	213,6	257,6	(44,0)
<b>Total</b>	<b>10 179,9</b>	<b>10 280,0</b>	<b>(100,1)</b>

L'écart total de 100,1 M\$ est composé principalement des éléments suivants :

**Immobilisations en exploitation :**

La diminution de 89 M\$, soit de 1 %, est principalement attribuable à un solde d'ouverture de l'année de base 2013 inférieur à ce qui avait été anticipé lors de la préparation de l'année témoin, soit 8 332,2 M\$ pour l'année de base contre 8 382,6 M\$ pour l'année témoin 2013. Des investissements et, par conséquent des mises en service, inférieurs à ceux autorisés en 2012, tel qu'expliqué à la pièce HQD-5, document 1 du Rapport annuel 2012, ont amené cette révision à la baisse du solde d'ouverture de la base de tarification 2013.

**Actifs incorporels en exploitation :**

La diminution de 8,3 M\$ est principalement attribuable au PGEÉ. La moyenne 13 soldes étant la résultante de l'évolution du PGEÉ en 2013, le tableau R-28.1-C détaille par composantes cette évolution.

**TABLEAU R-28.1-C**  
**ÉVOLUTION DU PGEÉ EN 2013 : D-2013-037 VS ANNÉE DE BASE (M\$)**

	Solde au 01/01/2013	Mises en service	Amortissement	Régularisations / Retraits	Solde au 31/12/2013	Moyenne 13 soldes 2013
D-2013-037	884,5	146,4	(126,3)	(0,0)	904,5	832,6
Année de base	871,0	131,6	(125,1)	0,0	877,5	818,5
<b>Écart année de base / D-2013-037</b>	<b>(13,5)</b>	<b>(14,8)</b>	<b>1,2</b>	<b>0,0</b>	<b>(27,0)</b>	<b>(14,1)</b>

L'écart de 14,1 M\$ s'explique par un solde d'ouverture de l'année de base 2013 inférieur à ce qui avait été anticipé lors de la préparation de l'année témoin, soit 871 M\$ pour l'année de base contre 884,5 M\$ pour l'année témoin 2013. Cela est principalement attribuable à des mises en service moindres que prévu en 2012, lesquelles ont été expliquées à la pièce HQD-7, document 4, du Rapport annuel 2012.

**Autres actifs**

La diminution de 41,7 M\$ est principalement attribuable aux contributions à des projets de raccordement, tel qu'expliqué en réponse à la question 34.1.

**Fonds de roulement**

La diminution de 44 M\$ est attribuable pour 41,9 M\$ à la variation découlant de l'encaisse réglementaire, tel qu'expliqué en réponse à la question 29.3.

28.2 Veuillez indiquer la variation annuelle de la base tarification autorisée (moyenne des 13 soldes) pour les années 2008-2013 et comparer aux écarts constatés au tableau en référence.

Réponse :

Le tableau R-28.2 présente la variation annuelle de la base de tarification totale (moyenne des 13 soldes) pour chacune des années présentées au tableau de la référence (iii).

**TABLEAU R-28.2  
VARIATION ANNUELLE DE LA BASE DE TARIFICATION TOTALE  
(MOYENNE DES 13 SOLDES) (M\$)**

Variations annuelles	Réel	Autorisé	Écarts
2013 / 2012 <sup>12</sup>	284,1	217,0	67,1
2012 / 2011	(409,9)	(324,6)	(85,3)
2011 / 2010	315,8	342,8	(27,0)
2010 / 2009	248,4	218,6	29,8
2009 / 2008	(119,8)	(198,8)	79,0
2008 / 2007	448,1	583,5	(135,4)

<sup>1</sup>Colonne « Réel » : année de base 2013 par rapport à l'année réelle 2012.

<sup>2</sup>Colonne « Autorisé » : année 2013 autorisée par rapport à l'année 2012 autorisée.

28.3 Veuillez quantifier et expliquer les composantes de la hausse de la base de tarification (moyennes des 13 soldes) de 497,6 M\$ entre l'année témoin 2014 et le montant autorisé en 2013.

**Réponse :**

**Le tableau R-28.3 présente par composantes les écarts de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification de l'année témoin 2014 par rapport à celle reconnue par la Régie pour 2013 dans sa décision D-2013-037.**

**TABLEAU R-28.3  
SUIVI DE LA BASE DE TARIFICATION – MOYENNE DES 13 SOLDES (M\$)**

<b>Composantes</b>	<b>Année témoin 2014</b>	<b>Autorisée D-2013-037</b>	<b>Variations</b>
Immobilisations en exploitation	8 753,9	8 514,1	239,9
Contrats de location-financement	33,5	32,4	1,1
Actifs incorporels en exploitation	1 234,8	1 284,9	(50,1)
Autres actifs	367,9	191,0	176,9
Fonds de roulement	387,5	257,6	129,8
<b>Total</b>	<b>10 777,6</b>	<b>10 280,0</b>	<b>497,6</b>

**L'écart total de 497,6 M\$ est composé principalement des éléments suivants :**

**Immobilisations en exploitation :**

**Les variations découlent du moment et des montants des mises en service, des retraits et des régularisations.**

**Actifs incorporels en exploitation :**

**La diminution de 50,1 M\$ s'explique d'une part, par la baisse des programmes et activités en efficacité énergétique, soit 16,4 M\$ pour le PGEÉ et 15,4 M\$ pour les programmes et activités du BEIÉ et, d'autre part, par la baisse de 19,4 M\$ des logiciels.**

**Autres actifs :**

L'augmentation de 176,9 M\$ est attribuable, d'une part, aux contributions à des projets de raccordement pour 73,6 M\$, tel qu'expliqué en réponse à la question 34.1 et, d'autre part, au compte de nivellement pour aléas climatiques pour 105,9 M\$.

**Fonds de roulement :**

L'augmentation de 129,8 M\$ est due principalement à la variation découlant de l'encaisse réglementaire, tel qu'expliqué en réponse à la question 29.4.

**ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE**

- 29. Références :**
- (i) Pièce B-0033, p. 5;
  - (iv) Pièce B-0033, p. 12 à p. 14;
  - (v) Pièce B-0071, p. 17, tableau 4;
  - (vi) Dossier R-3814-2012, pièce B-0171, p. 14.

**Préambule :**

(i) « Conformément à la décision D-2013-037, le Distributeur soumet le résultat de sa révision de l'étude lad/lag dans son ensemble ainsi que de sa révision de toutes les composantes à la base du calcul de l'encaisse réglementaire ».

(ii) Le Distributeur indique que : « L'encaisse calculée aux fins du présent dossier pour l'année de base et l'année témoin est établie tenant compte de la révision des diverses composantes entrant dans le calcul de l'encaisse ».

Le Distributeur présente aux tableaux 3 et 4 le détail de l'encaisse réglementaire respectivement pour l'année de base 2013 au montant de 90,8 M\$ et pour l'année témoin 2014 au montant de 158,9 M\$.

(iii) Dans sa décision procédurale D-2013-124 (paragraphe 17 à 20), la Régie demande au Distributeur d'amender son dossier tarifaire 2014-2015 et de compléter sa preuve en tenant compte du taux de rendement demandé dans le dossier R-3842-2013. Le Distributeur dépose, entre autres, la version révisée du tableau 4 de l'encaisse réglementaire pour l'année témoin 2014 au montant de 266,0 M\$.

(iv) Au dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente la version révisée du tableau 3 de l'encaisse réglementaire pour l'année témoin 2013 au montant reconnu par la Régie de 132,7 M\$.

**Demandes :**

29.1 Veuillez présenter l'encaisse réglementaire pour l'année de base 2013 (référence (ii)) et l'année témoin 2014 (référence (iii)), avant les ajustements de la récente révision de l'étude « *lad-lag* », selon le même niveau de détail présenté aux tableaux 3 et 4.

**Réponse :**

**Les ajustements ayant été introduits dans le calcul de l'encaisse réglementaire à compter de l'année témoin 2014, l'encaisse de l'année de base 2013 selon la référence (ii) a été calculée avant les ajustements de la révision de l'étude lead/lag.**

**Le tableau R-29.1 présente l'encaisse de l'année témoin 2014 selon la référence (iii) calculée avant les ajustements de la révision.**

**TABLEAU R-29.1  
ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE 2014 AVANT LES AJUSTEMENTS DE LA RÉVISION DE  
L'ÉTUDE LEAD/LAG (EN MILLERS DE \$)**

DESCRIPTION DES VARIABLES	DÉPENSES 2014	Net	TAUX ( (2) / 365 IRS)	ENCAISSE (1) * (3)
	(1)	(2)	(3)	
<b>CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN</b>				
Salaires	231 737	40,45	11,08%	25 680
Remises gouvernementales	201 984	33,45	9,16%	18 509
Autres dépenses	<u>328 062</u>	25,71	7,04%	23 109
	761 782			
<b>TAXES</b>				
Taxe sur les services publics	42 640	180,52	49,46%	21 089
Taxes municipales et scolaires	13 457	119,59	32,76%	4 409
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques («BEIÉ»)	44 607	12,52	3,43%	1 530
<b>ACHATS</b>				
Achats d'électricité	5 471 713	23,52	6,44%	352 569
Achats de services de transport	2 796 800	23,52	6,44%	180 212
Achats de combustible	93 800	23,55	6,45%	6 051
<b>EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION</b>				(64 360)
Provision pour créances douteuses				(304 431)
<b>TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE</b>				<b>264 367</b>



29.2 Veuillez comparer les composantes de l'encaisse réglementaire pour l'année de base 2013 (référence (ii)) et l'année témoin 2014 (référence (iii)), avant et après les ajustements de l'étude « lad-lag » et expliquer les écarts importants.

**Réponse :**

Tel qu'expliqué à la question précédente, les ajustements ayant été introduits dans le calcul de l'encaisse réglementaire à compter de l'année témoin 2014, l'encaisse de l'année de base 2013 selon la référence (ii) a été calculée avant les ajustements de la révision de l'étude lead/lag. Cependant, pour des fins de comparaison requise à la présente question, le Distributeur présente au tableau R-29.2 l'encaisse de l'année de base 2013 selon la référence (ii) calculée après les ajustements de la révision.

**TABLEAU R-29.2  
ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE 2013 APRÈS LES AJUSTEMENTS DE LA RÉVISION DE  
L'ÉTUDE LEAD/LAG (EN MILLIERS DE \$)**

DESCRIPTION DES VARIABLES	DÉPENSES 2013 (1)	Net (2)	TAUX ( (2) / 365 IRS ) (3)	ENCAISSE ( (1) * (3) )
<b>CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN</b>				
Salaires	206 286	34,65	9,49%	19 581
Remises gouvernementales	179 800	27,65	7,57%	13 619
Autres dépenses	<u>374 894</u>	20,00	5,48%	20 545
	760 980			
<b>TAXES</b>				
Taxe sur les services publics	40 800	174,43	47,79%	19 497
Taxes municipales et scolaires	13 516	113,65	31,14%	4 208
<b>ACHATS</b>				
Achats d'électricité	5 238 449	17,43	4,77%	250 096
Achats de services de transport	2 606 900	17,43	4,77%	124 459
Achats de combustible	100 800	17,46	4,78%	4 821
<b>EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION</b>				(61 071)
Provision pour créances douteuses				(304 431)
<b>TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE</b>				<b>91 325</b>

Dans les deux cas, soit l'année de base 2013 et l'année témoin 2014, les écarts entre l'encaisse calculée avant les ajustements et l'encaisse

calculée après les ajustements sont dus au raffinement du calcul de l'impact de la provision réglementaire sur le délai de perception.

29.3 Veuillez expliquer et quantifier les composantes de la baisse de 41,9 M\$ entre le montant de l'année de base 2013 de 90,8 M\$ et le montant autorisé en 2013 de 132,7 M\$.

**Réponse :**

En 2013, la baisse de 41,9 M\$ entre le montant autorisé et le montant de l'année de base s'explique principalement par l'augmentation de 30 M\$ de la provision pour créances douteuses (« PPCD »). Tel que mentionné à la pièce HQD-8, document 3 (B-033), le Distributeur utilise la PPCD au 30 avril de l'année de base dans le calcul de l'encaisse réglementaire de l'année témoin. Ainsi, la PPCD utilisée dans le calcul de l'encaisse réglementaire autorisée 2013, identique à la PPCD de l'année témoin du dossier R-3814-2012, correspondait à la PPCD de l'année de base 2012, soit 274 M\$. Pour le présent dossier, la PPCD de 2013, année de base, a été réévaluée à 304 M\$.

La diminution des postes de dépenses, dont principalement la portion des charges d'exploitation et d'entretien sur laquelle est calculée l'encaisse et les achats d'électricité, est, quant à elle, responsable d'une baisse de l'encaisse de l'ordre de 12 M\$.

29.4 Veuillez expliquer et quantifier les composantes de la hausse de 133,3 M\$ entre le montant révisé de l'année témoin 2014 de 266,0 M\$ et le montant autorisé en 2013 de 132,7 M\$.

**Réponse :**

**La hausse de 133,3 M\$ est expliquée par trois éléments :**

- L'augmentation des délais résultant de l'impact sur le délai de perception de la provision réglementaire passant de 75 M\$ à 187 M\$. L'augmentation du délai de perception entraîne donc une hausse moyenne de six jours des délais avec un impact estimé sur l'encaisse réglementaire de 153 M\$ à la hausse.
- La variation des postes de dépenses, responsable d'une hausse de l'encaisse estimée à 14 M\$.
- L'impact de la provision pour créances douteuses qui s'élève à 304 M\$ pour l'année témoin 2014 comparativement à 274 M\$ pour l'année 2013 autorisée. Cet élément entraîne une baisse de 30 M\$ de l'encaisse.

- 30. Références :** (i) Dossier R-3814-2012, pièce B-0082, p. 119;  
(ii) Pièce B-0033, p. 7 et p. 8;  
(iii) Pièce B-0033, p. 14, tableau 4;  
(iv) Pièce B-0071, p. 17, tableau 4.

**Préambule :**

(i) « Le tableau R-46.3 présente le calcul de l'ajustement pour les années 2012 et 2013. La différence entre ces années présente donc une hausse des délais de perception de l'ordre de six jours ».

**TABLEAU R-46.3**  
**AJUSTEMENT DU DÉLAI DE PERCEPTION DÉCOULANT DE LA PROVISION RÉGLEMENTAIRE (EN JOURS)**

	2012	2013
Ventes (en M\$)	10 563,7	10 784,3
Provision (en M\$)	-14,2	91,9
<b>Ajustement (585 jours x Provision / Ventes)</b>	<b>-0,79</b>	<b>4,99</b>

(ii) « Pour l'année 2014, le Distributeur a raffiné le calcul de l'ajustement du délai de perception découlant de l'application de la provision réglementaire. Auparavant, l'ajustement pour une année était obtenu de façon globale en appliquant au délai de 585 jours, le prorata du montant de provision réglementaire attribuable à cette même année sur les revenus prévus des ventes d'électricité. L'ajustement est dorénavant obtenu en appliquant au délai de 585 jours le montant de provision réglementaire propre à chaque catégorie de clientèle. Ainsi, les délais de perception décrits à la section précédente sont ajustés spécifiquement.

Le tableau 1 présente l'ajustement, pour l'année 2014, du délai de perception selon que la clientèle est facturée mensuellement ou de façon bimestrielle ».

**TABLEAU 1**  
**DÉLAIS DE PERCEPTION 2014 AJUSTÉS DE LA PROVISION RÉGLEMENTAIRE (EN JOURS)**

	Facturation bimestrielle	Facturation mensuelle
Délai moyen de consommation	30,5	15,5
Délai de paiement	21	21
<b>Délai de perception avant ajustement pour provision réglementaire</b>	<b>51,5</b>	<b>36,5</b>
Ajustement pour provision réglementaire	6,4	3,1
<b>Délai de perception ajusté</b>	<b>57,9</b>	<b>39,6</b>

(iii) Le Distributeur présente au tableau 4 le détail de l'encaisse réglementaire 2014, selon la preuve initiale.

**TABLEAU 4  
ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE 2014 (EN MILLIERS DE \$)**

DESCRIPTION DES VARIABLES	DÉPENSES 2014	Net	TAUX ( (2) / 365 IRS)	ENCAISSE ( (1) * (3) )
	(1)	(2)	(3)	
<b>CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN</b>				
Salaires	231 737	36,69	10,05%	23 292
Remises gouvernementales	201 984	29,69	8,13%	16 428
Autres dépenses	<u>328 062</u>	22,22	6,09%	19 973
	761 782			
<b>TAXES</b>				
Taxe sur les services publics	42 640	176,56	48,37%	20 626
Taxes municipales et scolaires	13 457	115,75	31,71%	4 268
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques («BEIÉ»)	44 607	8,56	2,34%	1 046
<b>ACHATS</b>				
Achats d'électricité	5 488 000	19,56	5,36%	294 065
Achats de services de transport	2 650 400	19,56	5,36%	142 017
Achats de combustible	93 800	19,59	5,37%	5 035
<b>EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION</b>				(63 368)
Provision pour créances douteuses				(304 431)
<b>TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE</b>				<u>158 949</u>

(iv) Dans sa décision procédurale D-2013-124 (paragraphe 17 à 20), la Régie demande au Distributeur d'amender son dossier tarifaire 2014-2015 et de compléter sa preuve en tenant compte du taux de rendement demandé dans le dossier R-3842-2013. Le Distributeur dépose, entre autres, la version révisée du tableau 4 de l'encaisse réglementaire pour l'année témoin 2014 au montant de 266,0 M\$.

**Demandes :**

30.1 Veuillez présenter le calcul de l'ajustement du délai découlant de la provision réglementaire pour l'année témoin 2014 tel que présenté à la référence (i) avec et sans « raffinement » du calcul de l'ajustement du délai de perception découlant de l'application de la provision réglementaire présenté à la référence (ii), selon la preuve initiale à la référence (iii) et selon la mise à jour citée à la référence (iv).

**Réponse :**

**Le calcul avec raffinement de l'ajustement du délai de perception découlant de la provision réglementaire ne peut être effectué selon la référence (i) puisque le raffinement consiste à calculer l'ajustement du**

délai non plus de façon globale mais plutôt selon que la clientèle est facturée mensuellement ou au deux mois.

Le tableau R-30.1-A présente le calcul sans raffinement de l'ajustement du délai de perception, pour l'année témoin 2014, découlant de la provision réglementaire selon la preuve initiale à la référence (iii).

**TABLEAU R-30.1-A**  
**PREUVE INITIALE : AJUSTEMENT SANS RAFFINEMENT DU DÉLAI DE PERCEPTION**  
**DÉCOULANT DE LA PROVISION RÉGLEMENTAIRE (EN JOURS)**

	2014
Ventes (en M\$)	11 005,0
Provision (en M\$)	106,7
Ajustement (585 jours X Provision / Ventes)	5,7

Le tableau R-30.1-B présente le calcul sans raffinement de l'ajustement du délai de perception, pour l'année témoin 2014, découlant de la provision réglementaire selon la mise à jour citée à la référence (iv).

**TABLEAU R-30.1-B**  
**MISE À JOUR DU TAUX DE RENDEMENT : AJUSTEMENT SANS RAFFINEMENT DU**  
**DÉLAI DE PERCEPTION DÉCOULANT DE LA PROVISION RÉGLEMENTAIRE**  
**(EN JOURS)**

	2014
Ventes (en M\$)	11 171,3
Provision (en M\$)	186,5
Ajustement (585 jours X Provision / Ventes)	9,7

30.2 Veuillez présenter les calculs détaillés de l'impact sur chaque dépense présentée à la référence (iii) découlant de la mise à jour du dossier citée en référence (iv).

**Réponse :**

Le tableau R-30.2 présente l'encaisse de l'année témoin 2014 calculée à partir des dépenses présentées à la référence (iii) et tenant compte de la mise à jour du dossier citée en référence (iv), à savoir de la mise à jour des ventes et de la provision réglementaire. Ces deux éléments ont un impact sur le délai de perception et par conséquent, sur les délais nets.

**TABLEAU R-30.2  
ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE 2014 – IMPACT DE LA MISE À JOUR DU TAUX DE  
RENDEMENT SUR LES DÉPENSES DE L'ENCAISSE PRÉSENTÉE À LA PIÈCE  
HQD-8, DOCUMENT 3 (B-0033) (EN MILLIERS DE \$)**

DESCRIPTION DES VARIABLES	DÉPENSES 2014	Net	TAUX ( (2) / 365 jrs)	ENCAISSE ( (1) * (3) )
	(1)	(2)	(3)	
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN				
Salaires	231 737	40,79	11,17%	25 895
Remises gouvernementales	201 984	33,79	9,26%	18 697
Autres dépenses	<u>328 062</u>	26,48	7,25%	23 801
	761 782			
TAXES				
Taxe sur les services publics	42 640	180,54	49,46%	21 091
Taxes municipales et scolaires	13 457	119,81	32,82%	4 417
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques («BEIÉ»)	44 607	12,54	3,44%	1 533
ACHATS				
Achats d'électricité	5 488 000	23,54	6,45%	353 992
Achats de services de transport	2 650 400	23,54	6,45%	170 959
Achats de combustible	93 800	23,58	6,46%	6 060
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION				(64 360)
Provision pour créances douteuses				(304 431)
<b>TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE</b>				<b>257 653</b>

## DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2014

### Investissements de moins de 10 M\$

- 31. Références :**
- (i) Pièce B-0035, p. 6 à 9;
  - (ii) Pièce B-0037 (informations relatives au regroupement R2);
  - (iii) Pièce B-0032, p. 13 et 14;
  - (iv) Rapport annuel 2012, Pièce HQD-5, document 1;
  - (v) Décision D-2012-024, p. 106 à 111.

#### Préambule :

Les références (i) à (iv) constituent la preuve déposée par le Distributeur, en lien avec les investissements de moins de 10 M\$, à partir de laquelle la Régie est invitée à se prononcer pour autoriser l'enveloppe budgétaire de 569,4 M\$ réclamée pour les investissements de moins de 10 M\$ pour 2014.

- (v) La Régie rapporte plusieurs éléments entourant sa décision, notamment :

« [401] En audience, la Régie questionne le Distributeur sur les solutions qui lui permettraient de réduire le budget de ses investissements sans l'empêcher de compléter les travaux qui ont besoin d'être réalisés dans l'année. Le Distributeur explique que le budget demandé représente la meilleure évaluation qu'il puisse faire de ses besoins, au moment du dépôt du dossier tarifaire, afin de réaliser tous les projets nécessaires ».

« [409] La Régie comprend que l'outil « ODEMA » permet au Distributeur d'ajuster le niveau de ses investissements en fonction d'un certain niveau de risques mais qu'il est encore peu utilisé. Elle souhaite que cet outil fournisse un indicateur permettant de comparer, d'une année à l'autre, les variations des investissements du Distributeur en fonction des variations du niveau de la qualité du service. Elle réitère également les préoccupations exprimées dans sa décision D-2007-121 quant au besoin de développement d'un outil d'optimisation des investissements en « Maintien des actifs » hors réseau, notamment pour les bâtiments administratifs, le matériel roulant et les autres actifs de soutien qui représentent une part importante des investissements.

[410] Cet exercice d'optimisation des investissements en fonction de leurs retombées en fiabilité doit donc être, pour le Distributeur, l'occasion d'une réflexion sur l'opportunité d'une mise à jour de ses propres normes et spécifications ».

La preuve du Distributeur citée dans les références (i) à (iv) tient en un nombre très restreint de pages de contenu et constitue la base sur laquelle la Régie doit se prononcer pour juger du caractère juste et raisonnable des investissements demandés par le Distributeur pour l'ensemble de ses projets de moins de 10 M\$, soit une enveloppe dont l'ordre de grandeur est de 600 M\$. On ne retrouve plus aucune mention de l'outil ODEMA dans la preuve de R-3854-2013.

#### **Demandes :**

La Régie tient à disposer d'éléments plus tangibles que des comparaisons d'une année à l'autre pour chacune des catégories d'investissements pour juger du caractère juste et raisonnable de l'enveloppe budgétaire des investissements qu'elle autorise chaque année pour l'ensemble des projets de moins de 10 M\$.

31.1 Veuillez élaborer sur la possibilité d'un examen de l'efficacité des investissements réalisés, une fois mis en service, sur la base d'indices de performance ou de balisage pour certaines sous-catégories (par exemple, *Matériel roulant, Centrale de production...*) afin de démontrer le caractère juste et raisonnable des investissements réalisés. Le cas échéant, veuillez indiquer à quelle périodicité et pour quelles sous-catégories d'investissements de tels examens pourraient être effectués.

#### **Réponse :**

**Le Distributeur révisé continuellement ses stratégies d'investissement dans le but de maintenir ses infrastructures en bon état et d'assurer un service de qualité. Conséquemment, il est d'usage pour le Distributeur de procéder à des analyses visant à optimiser ses interventions pour répondre aux besoins constatés sur son réseau. Les programmes**

d'automatisation du réseau et d'inspection des structures civiles et des poteaux en sont des exemples. Le Distributeur a d'ailleurs présenté à la Régie les stratégies adoptées à ce jour à cet égard.

Toujours dans un souci d'optimisation de ses investissements, le Distributeur est à revoir sa stratégie en matière d'acquisition et d'utilisation de véhicules. Cette analyse est rendue nécessaire compte tenu des modifications apportées à l'organisation du travail, à l'implantation de GPS et à la mise en œuvre du projet SOGEM<sup>10</sup>.

Par ailleurs, la connaissance de l'état du réseau (âges des composantes et limites des capacités de transit), la croissance des abonnements et les besoins spécifiques pour la période de pointe selon les artères et zones permettent d'établir les enveloppes d'investissement pour la pérennité, le programme d'équipements et les projets dits prioritaires pour le Distributeur. Ces derniers sont souvent identifiés conjointement avec le Transporteur.

Enfin, dans sa planification, le Distributeur doit intégrer la capacité de réalisation des équipes en place en tenant compte des demandes des clients, des travaux nécessaires pour le rétablissement du service électrique et des réparations à la suite de pannes.

C'est en intégrant l'ensemble de ces paramètres que le Distributeur établit les enveloppes d'investissement qu'il juge les plus réalistes et probables. Évidemment, la nature et le moment des travaux à réaliser sont constamment révisés en fonction de l'évolution du contexte.

Par ailleurs, le Distributeur a maintes fois exprimé qu'il n'existe pas de corrélation directe entre le niveau des investissements requis et la qualité du service. Cependant, compte tenu de ce qui précède, le Distributeur est d'avis que les indicateurs utilisés pour suivre la performance des principales activités tels l'indice de continuité et les délais de branchement demeurent utiles pour s'assurer que, sur une période suffisamment longue, les choix effectués au chapitre des investissements sont adéquats.

En outre, des outils tels qu'ODEMA permettent de peaufiner certaines stratégies, dans le cas présent, la pérennité du réseau. Cet outil établit la courbe de fin de vie des différents équipements et précise la stratégie de maintenance ou de renouvellement des actifs. L'outil est toujours utilisé pour la maintenance et le renouvellement des

---

<sup>10</sup> Voir le dossier R-3853-2013.



**structures civiles et des poteaux et le Distributeur visent à élargir son utilisation à d'autres composantes du réseau.**

31.2 Veuillez indiquer si, de l'avis du Distributeur, d'autres avenues pourraient permettre à la Régie de juger du caractère juste et raisonnable des investissements réalisés à partir de l'enveloppe budgétaire des projets de moins de 10 M\$.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 31.1.**

#### **Suivi du projet lecture à distance (LAD)**

- 32. Références :** (i) Pièce B-0035, p. 17, annexe A;  
(ii) Pièce B-0035, p. 20, annexe A, tableau A-4.

**Préambule :**

(i) « *Le Distributeur tient à souligner que les informations présentées concernent le projet LAD pris dans son ensemble (phase 1 autorisée et phases 2 et 3 à autoriser) et ne dépassent pas l'horizon de l'année témoin.* »

(ii) Le Distributeur présente au tableau A-4 l'impact sur le revenu requis du projet LAD en comparant les données annuelles 2010-2014 et cumulatives 2014 du dossier R-3854-2013 et à celles du dossier R-3770-2011.

**Demande :**

32.1 Veuillez déposer un tableau avec uniquement les données de la phase 1 selon le même niveau de détail que le tableau A-4 de la référence (ii). Veuillez comparer les données annuelles et cumulatives du dossier R-3854-2013 à celles autorisées de la phase 1 présentées au dossier R-3770-2011.

**Réponse :**

**Le Distributeur tient à spécifier que l'impact sur les revenus requis présenté au dossier R-3770-2011 concerne le projet LAD dans sa totalité. Aucun impact sur les revenus requis de la phase 1 n'a été présenté distinctement dans ce dossier.**

**Toutefois, selon le scénario de déploiement prévu au dossier R-3770-2011, la phase 1 du projet devait prendre fin en décembre 2013.**

Ainsi, les données des travaux préparatoires et celles des années 2012 et 2013, présentées au tableau A-4 de l'annexe A, concernent seulement la phase 1 du projet pour les dossiers R-3854-2013 et R-3770-2011. Pour l'année 2014, dans le cadre du dossier R-3770-2011, aucune dépense n'était prévue pour la phase 1 à l'exception d'une portion de la charge d'amortissement et du rendement de la base de tarification. Le Distributeur ne dispose pas de l'information lui permettant de distinguer les différentes phases du projet pour ces rubriques.

Pour cette raison, le Distributeur ne peut présenter un tableau qui compare les revenus requis annuels et cumulatifs du dossier R-3854-2013 à ceux autorisés du dossier R-3770-2011 uniquement pour la phase 1.

Cependant, le Distributeur réfère la Régie au suivi de la décision D-2012-127 de la phase 1 du projet qui présente l'analyse des coûts d'investissement, des charges d'exploitation et des gains pour la période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 septembre 2013.

## **ÉVOLUTION DES COMPTES D'ÉCARTS ET AUTRES ACTIFS**

### **Contributions à des projets de raccordement**

- 33. Références :** (i) Pièce B-0039, p. 8, tableau 2;  
(ii) Dossier R-3823-2012, pièce C-HQT-0030, p.10.

#### **Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 2 l'évolution des contributions à des projets de raccordement pour les années 2012-2014.

**TABEAU 2**  
**ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**

	Solde au 01/01/2012	MES 2012	Amort. 2012	Régula- risations	Solde au 31/12/2012	MES 2013	Amort. 2013	Solde au 31/12/2013	MES 2014	Amort. 2014	Solde au 31/12/2014
<b>VILLAGE CRI WASKAGANISH</b>	67,4		(2,2)		65,2		(2,2)	63,0		(2,3)	60,7
Coûts de raccordement	60,0		(1,7)		58,3		(1,7)	56,6		(1,8)	54,8
Charges d'entretien et d'exploitation	7,4		(0,5)		6,9		(0,5)	6,4		(0,5)	5,9
<b>PREMIER APPELS D'OFFRES ÉOLIENS A/O 2003-02</b>						30,4		30,4		(1,5)	28,9
Coûts de raccordement						26,4		26,4		(1,3)	25,1
Charges d'entretien et d'exploitation						4,0		4,0		(0,2)	3,8
<b>PROJETS EN CROISSANCE DU TRANSPORTEUR</b>									9,9	(0,2)	9,7
Coûts de raccordement									8,6	(0,2)	8,4
Charges d'entretien et d'exploitation									1,3		1,3
<b>AUTRES CONTRIBUTIONS</b>	(14,5)	(24,2)	0,1	46,7	8,1	0,9		9,0	(3,4)		5,6
Contributions internes	(13,5)	(25,7)	0,2	45,2	6,2	0,8	0,1	7,1	(3,0)	0,1	4,2
Frais d'entretien	0,7	1,9	(0,2)	1,5	3,9	0,2	(0,3)	3,8		(0,3)	3,5
Revenus d'entretien	(1,7)	(0,4)	0,1		(2,0)	(0,1)	0,2	(1,9)	(0,4)	0,2	(2,1)
<b>TOTAL</b>	<b>52,9</b>	<b>(24,2)</b>	<b>(2,1)</b>	<b>46,7</b>	<b>73,3</b>	<b>31,3</b>	<b>(2,2)</b>	<b>102,4</b>	<b>6,5</b>	<b>(4,0)</b>	<b>104,9</b>

(ii) Le Transporteur présente les montants inclus à la base de tarification relatifs aux contributions reçues de ces clients. Les soldes relatifs aux contributions du Distributeur s'élèvent à -120,6 M\$ au 31 décembre 2013 et à -122,1 M\$ au 31 décembre 2014.

**Demande :**

33.1 Veuillez concilier les montants présentés aux références (i) et (ii).

**Réponse :**

Tel que déjà mentionné en réponse à la question 20.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.3 (B-0104) du dossier R-3776-2011, le tableau présentant l'évolution des contributions à des projets de raccordement concerne autant les contributions internes du Distributeur avec le Transporteur que celles avec le Producteur. L'écart concerne donc les contributions internes du Distributeur avec le Producteur.

Par ailleurs, le Transporteur présente, en réponse à la question 19.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQT-14, document 1 (C-HQT-0065) du dossier R-3823-2012, le tableau de la référence (ii) corrigé. Les soldes redressés relatifs aux contributions du Distributeur s'élèvent à 94,1 M\$ au 31 décembre 2012, 122,2 M\$ au 31 décembre 2013 et 123,7 M\$ au 31 décembre 2014.

34. **Références :** (i) Pièce B-0031, page 11 et 14;  
(ii) Décision D-2013-037, p. 106.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente la moyenne des 13 soldes des contributions à des projets de raccordement dont le solde pour l'année de base 2013 est de 75,1 M\$ et pour l'année tarifaire 2014 de 107,4 M\$.

(ii) La prévision pour l'année tarifaire 2013 pour les contributions à des projets de raccordement, selon la moyenne des 13 soldes, était de 33,8 M\$.

L'écart entre le solde présenté pour l'année de base 2013 dans le présent dossier et le solde présenté pour l'année tarifaire 2013 dans le dossier R-3814-2012 est de 41,3 M\$ (75,1-33,8).

L'écart entre le solde présenté pour l'année tarifaire 2014 et le solde présenté pour l'année tarifaire 2013 dans le dossier R-3814-2012 est de 73,6 M\$ (107,4-33,8).

**Demande :**

34.1 Veuillez quantifier et expliquer les composantes des écarts respectifs de 41,3 M\$ et 73,6 M\$ des contributions à des projets de raccordement.

**Réponse :**

**La moyenne des 13 soldes est la résultante de l'évolution des contributions à des projets de raccordement. Le tableau R-34.1-A détaille par composantes cette évolution pour l'année 2013.**

**TABLEAU R-34.1-A  
ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT EN 2013 :  
D-2013-037 VS ANNÉE DE BASE (M\$)**

	Solde au 1er janvier	Mises en service	Amortissement	Solde au 31 décembre	Moyenne 13 soldes
D-2013-037	32,4	60,6	(0,9)	92,1	33,8
Année de base	73,3	31,3	(2,2)	102,4	75,1
Écart année de base / D-2013-037	40,9	(29,3)	(1,3)	10,3	41,3

L'écart de 41,3 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :

- un solde d'ouverture de l'année de base 2013 supérieur à ce qui avait été anticipé lors de la préparation de l'année témoin. Cette hausse découle principalement de projets de raccordement attribuables à des demandes d'alimentation électrique en haute tension ;
- des mises en service prévues à l'année de base inférieures de 29,3 M\$. Cet écart provient principalement de la contribution

pour le 1<sup>er</sup> appel d'offres éoliens A/O 2003-02 (40,1 M\$), lequel a été compensé par la décision du gouvernement du Québec de mettre fin au programme de petites centrales hydroélectriques (8,1 M\$) ;

- une charge d'amortissement prévue à l'année de base supérieure de 1,3 M\$ compte tenu d'un solde d'ouverture plus élevé au 1<sup>er</sup> janvier 2013.

Le tableau R-34.1-B détaille par composantes l'évolution des contributions à des projets de raccordement de l'année témoin 2014 par rapport au montant de la décision D-2013-037.

**TABLEAU R-34.1-B**  
**ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT :**  
**D-2013-037 VS ANNÉE TÉMOIN 2014 (M\$)**

	Solde au 1er janvier	Mises en service	Amortissement	Solde au 31 décembre	Moyenne 13 soldes
D-2013-037	32,4	60,6	(0,9)	92,1	33,8
Année témoin 2014	102,4	6,5	(4,0)	104,9	107,4
Écart année témoin / D-2013-037	70,0	(54,1)	(3,1)	12,8	73,6

L'écart de 73,6 M\$ est entièrement attribuable au solde d'ouverture de l'année témoin 2014, lequel inclut les mises en service de 2013.

#### Compte de nivellement pour aléas climatiques

35. **Références :** (i) B-0039, p. 11;  
(ii) B-0039, p. 25, annexe A, tableau A-1.

#### Préambule :

(i) « En continuité avec le raffinement apporté à l'évaluation de la température normale dans le dossier R-3814-2012, l'établissement des revenus unitaires a été révisé pour l'année 2013. Cette révision permet d'une part, de mieux cerner l'impact des aléas climatiques sur les revenus en lien avec la normalisation, et ce, au fur et à mesure sur une base mensuelle plutôt qu'à partir d'un prix été et d'un prix hiver, et permet d'autre part, d'intégrer la composante puissance des tarifs».

(ii) Le tableau A-1 de l'annexe A présente le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à avril 2013.

**Demandes :**

35.1 Veuillez mettre à jour le tableau A-1 avec les données réelles au 30 septembre 2013 ou les données disponibles les plus récentes.

**Réponse :**

**Le tableau R-35.1 présente le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à septembre 2013.**

**TABLEAU R-35.1**  
**DÉTAIL DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES POUR LA PÉRIODE DE JANVIER À SEPTEMBRE 2013**

	Tarif D	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif L	Intérêts mensuels (k \$)	Écarts mensuels (k \$)	Écarts mensuels (GWh)	
<b>Janvier 2013</b>									
Revenu unitaire (¢/kWh) <sup>1</sup>	7,31	5,94	7,88	3,68	3,19				
Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh) <sup>2</sup>	3,55	3,12	3,33	3,11	2,91				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	3,76	2,82	4,56	0,57	0,28				
Écart de volume en GWh	(118,0)	(12,6)	(16,0)	(13,6)	(6,6)			(166,8)	- froid
Écart de janvier 2013 (K \$)	4 434,8	355,3	728,8	78,1	18,2		5 615,2		
<b>Solde à la fin janvier 2013 (K \$)</b>	<b>4 434,8</b>	<b>355,3</b>	<b>728,8</b>	<b>78,1</b>	<b>18,2</b>	<b>0,0</b>	<b>5 615,2</b>		
<b>Intérêt de février 2013 (K\$)</b>	<b>21,1</b>	<b>1,7</b>	<b>3,5</b>	<b>0,4</b>	<b>0,1</b>	<b>26,7</b>			
Revenu unitaire (¢/kWh) <sup>1</sup>	7,25	5,61	7,91	3,67	3,71				
Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh) <sup>2</sup>	3,55	3,12	3,33	3,11	2,91				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	3,70	2,49	4,58	0,57	0,80				
Écart de volume en GWh	(83,1)	(5,7)	(5,4)	(26,6)	(6,3)			(127,1)	- froid
Écart de février 2013 (K\$)	3 076,6	142,4	245,5	150,7	50,4		3 665,6		
<b>Solde à la fin février 2013 (K\$)</b>	<b>7 532,5</b>	<b>499,4</b>	<b>977,8</b>	<b>229,2</b>	<b>68,7</b>	<b>26,7</b>	<b>9 280,9</b>		
<b>Intérêt de mars 2013 (K\$)</b>	<b>39,7</b>	<b>2,6</b>	<b>5,1</b>	<b>1,2</b>	<b>0,4</b>	<b>49,0</b>			
Revenu unitaire (¢/kWh) <sup>1</sup>	7,11	7,49	8,13	3,71	4,37				
Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh) <sup>2</sup>	3,55	3,12	3,33	3,11	2,91				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	3,57	4,37	4,80	0,61	1,46				
Écart de volume en GWh	(311,3)	(3,3)	(28,4)	(65,8)	(19,0)			(427,8)	- froid
Écart de mars 2013 (k\$)	11 100,2	143,7	1 364,4	399,9	276,5		13 284,8		
<b>Solde à la fin mars 2013 (K \$)</b>	<b>18 672,3</b>	<b>645,8</b>	<b>2 347,4</b>	<b>630,3</b>	<b>345,6</b>	<b>75,7</b>	<b>22 565,7</b>		
<b>Intérêt d'avril 2013 (\$)</b>	<b>95,2</b>	<b>3,3</b>	<b>12,0</b>	<b>3,2</b>	<b>1,8</b>	<b>115,4</b>			
Revenu unitaire (¢/kWh) <sup>1</sup>	6,87	4,13	8,43	4,04	3,04				
Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh) <sup>2</sup>	3,55	3,12	3,33	3,11	2,91				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	3,33	1,01	5,11	0,93	0,13				
Écart de volume en GWh	136,5	4,0	18,5	28,3	10,7			198,0	+ froid
Écart d'avril 2013 (k\$)	(4 538,6 )	(40,3 )	(942,0 )	(262,4 )	(13,9 )		(5 797,3)		
<b>Solde à la fin avril 2013 (K\$)</b>	<b>14 228,8</b>	<b>608,7</b>	<b>1 417,4</b>	<b>371,2</b>	<b>333,4</b>	<b>191,1</b>	<b>16 768,4</b>		
<b>Intérêt de mai 2013 (K\$)</b>	<b>74,9</b>	<b>3,2</b>	<b>7,5</b>	<b>2,0</b>	<b>1,8</b>	<b>89,3</b>			
Revenu unitaire (¢/kWh) <sup>1</sup>	6,93	6,59	7,09	3,94	3,04				
Revenu unitaire du coût de fourniture (¢/kWh) <sup>2</sup>	3,55	3,12	3,33	3,11	2,91				
Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)	3,38	3,47	3,77	0,84	0,13				
Écart de volume en GWh	(86,5)	(1,3)	0,2	19,9	0,1			(67,6)	- froid
Écart de mai 2013 (k\$)	2 928,4	43,8	(7,8 )	(166,1 )	(0,1 )		2 798,2		
<b>Solde à la fin mai 2013 (K\$)</b>	<b>17 232,2</b>	<b>655,7</b>	<b>1 417,0</b>	<b>207,0</b>	<b>335,1</b>	<b>280,4</b>	<b>19 566,6</b>		

**TABLEAU R-35.1 (SUITE)**  
**DÉTAIL DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES POUR LA PÉRIODE DE JANVIER À SEPTEMBRE 2013**

	Tarif D	Tarif DT	Tarif G	Tarif M	Tarif L	Intérêts mensuels (k \$)	Écarts mensuels (k \$)	Écarts mensuels (GWh)	
<b>Intérêt de juin 2013 (K\$)</b>	<b>87,8</b>	<b>3,3</b>	<b>7,2</b>	<b>1,1</b>	<b>1,7</b>	<b>101,1</b>			
<i>Revenu unitaire (\$/kWh)<sup>1</sup></i>	6,40	4,80	7,59	3,96	3,04				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (\$/kWh)<sup>2</sup></i>	3,55	3,12	3,33	3,11	2,91				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (\$/kWh)</i>	2,85	1,68	4,26	0,86	0,13				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>10,1</b>	<b>(1,8)</b>	<b>(6,5)</b>	<b>(38,8)</b>	<b>(5,3)</b>			<b>(42,4)</b>	<b>- chaud</b>
<b>Écart de juin 2013 (k\$)</b>	<b>(288,4 )</b>	<b>30,6</b>	<b>276,7</b>	<b>332,3</b>	<b>6,9</b>		<b>358,1</b>		
<b>Solde à la fin juin 2013 (K\$)</b>	<b>17 031,6</b>	<b>689,7</b>	<b>1 700,9</b>	<b>540,3</b>	<b>343,7</b>	<b>381,6</b>	<b>19 924,7</b>		
<b>Intérêt de juillet 2013 (K\$)</b>	<b>89,7</b>	<b>3,6</b>	<b>9,0</b>	<b>2,8</b>	<b>1,8</b>	<b>106,9</b>			
<i>Revenu unitaire (\$/kWh)<sup>1</sup></i>	6,37	4,55	7,55	3,97	3,04				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (\$/kWh)<sup>2</sup></i>	3,55	3,12	3,33	3,11	2,91				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (\$/kWh)</i>	2,82	1,43	4,22	0,86	0,13				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>13,8</b>	<b>2,8</b>	<b>4,4</b>	<b>24,5</b>	<b>5,0</b>			<b>50,5</b>	<b>+ chaud</b>
<b>Écart de juillet 2013 (k\$)</b>	<b>(388,5 )</b>	<b>(40,3 )</b>	<b>(184,6 )</b>	<b>(210,4 )</b>	<b>(6,5 )</b>		<b>(830,3)</b>		
<b>Solde à la fin juillet 2013 (K\$)</b>	<b>16 732,8</b>	<b>653,1</b>	<b>1 525,2</b>	<b>332,8</b>	<b>339,0</b>	<b>488,5</b>	<b>19 094,4</b>		
<b>Intérêt d'août 2013 (K\$)</b>	<b>88,1</b>	<b>3,4</b>	<b>8,0</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>103,1</b>			
<i>Revenu unitaire (\$/kWh)<sup>1</sup></i>	6,35	4,56	7,39	3,94	3,04				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (\$/kWh)<sup>2</sup></i>	3,55	3,12	3,33	3,11	2,91				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (\$/kWh)</i>	2,81	1,44	4,06	0,84	0,13				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(17,3)</b>	<b>(2,6)</b>	<b>(4,1)</b>	<b>(20,4)</b>	<b>(4,7)</b>			<b>(49,1)</b>	<b>- chaud</b>
<b>Écart d'août 2013 (k\$)</b>	<b>484,9</b>	<b>37,8</b>	<b>167,4</b>	<b>170,5</b>	<b>6,0</b>		<b>866,6</b>		
<b>Solde à la fin août 2013 (K \$)</b>	<b>17 305,8</b>	<b>694,3</b>	<b>1 700,6</b>	<b>505,1</b>	<b>346,8</b>	<b>591,7</b>	<b>19 961,0</b>		
<b>Intérêt de septembre 2013 (K\$)</b>	<b>88,2</b>	<b>3,5</b>	<b>8,7</b>	<b>2,6</b>	<b>1,8</b>	<b>104,7</b>			
<i>Revenu unitaire (\$/kWh)<sup>1</sup></i>	6,37	2,27	7,23	3,94	3,04				
<i>Revenu unitaire du coût de fourniture (\$/kWh)<sup>2</sup></i>	3,55	3,12	3,33	3,11	2,91				
<i>Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (\$/kWh)</i>	2,83	(0,85)	3,91	0,83	0,13				
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>32,6</b>	<b>0,5</b>	<b>(3,2)</b>	<b>(23,1)</b>	<b>(1,7)</b>			<b>5,1</b>	<b>+ chaud</b>
<b>Écart de septembre 2013 (k\$)</b>	<b>(921,3 )</b>	<b>4,2</b>	<b>124,9</b>	<b>192,0</b>	<b>2,2</b>		<b>(598,1)</b>		
<b>Solde à la fin septembre 2013 (K\$)</b>	<b>16 472,7</b>	<b>702,0</b>	<b>1 834,2</b>	<b>699,6</b>	<b>350,8</b>	<b>696,4</b>	<b>19 362,9</b>		
<b>Écart de volume en GWh</b>	<b>(423,1 )</b>	<b>(20,0 )</b>	<b>(40,5 )</b>	<b>(115,8 )</b>	<b>(27,7 )</b>			<b>(627,2)</b>	<b>- froid</b>

<sup>1</sup> L'établissement des revenus unitaires a été révisé pour l'année 2013. Cette estimation permet d'une part, de mieux cerner l'impact des aléas climatiques sur les revenus en lien avec la normalisation (HQD-3, Doc 2), et ce, au fur et à mesure sur une base mensuelle (plutôt qu'un prix été et un prix hiver) et d'autre part, d'intégrer la composante puissance des tarifs.

<sup>2</sup> Référence R-3814-2012, HQD-17, Document 6, Tableau 9B.



35.2 Veuillez produire le même tableau présenté à la référence (ii) sans le raffinement apporté à l'évaluation de la température normale décrite à la référence (i) au 30 septembre 2013 (ou selon les données disponibles les plus récentes).

**Réponse :**

**Le Distributeur n'est pas en mesure de déposer le tableau demandé. Les revenus unitaires utilisés pour calculer le solde mensuel du compte découlent, entre autres, des coûts d'achat d'électricité. Or, le Distributeur ne dispose pas d'une prévision des ventes de 2013, selon la normale climatique sans raffinement, qui lui permettrait d'évaluer les coûts d'achat d'électricité attribuables à cette prévision.**

**Par ailleurs, le Distributeur réfère à la réponse à la question 6.2 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie, à la pièce HQD-13, document 1.2 (B-0082) au dossier R-3814-2012, pour l'impact du raffinement de la normale climatique sur l'année 2013.**

35.3 Veuillez expliquer l'écart entre le solde au 30 septembre 2013 (ou selon les données disponibles les plus récentes) présenté avec raffinement apporté à l'évaluation de la température normale et le solde présenté sans raffinement apporté à l'évaluation de la température normale.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 35.2.**

35.4 Est-ce que le Distributeur a réalisé des tests rétroactifs de validité (« *backtesting* ») afin de tester la pertinence de son modèle avec raffinement ? Si oui, veuillez déposer ces tests et en expliquer les conclusions pour toutes les années évaluées. Sinon, veuillez expliquer les raisons de ne pas évaluer le modèle avec raffinement et veuillez déposer et expliquer les tests pour les années visées par la proposition soit les années 2008 à 2012.

**Réponse :**

**Les tests rétroactifs de validité (« *backtesting* ») sont effectués sur des modèles économétriques où la capacité de reproduire les données historiques peut être analysée. Or, la normale climatique est le résultat d'une compilation statistique des données historiques sur lesquelles une tendance de réchauffement climatique est estimée.**

- 36. Références :** (i) Pièce B-0039, p. 9;  
(ii) Pièce B-0071, p. 14.

**Préambule :**

(i) « Le solde des comptes de nivellement des années 2008 à 2012, avant l'amortissement de 2014, est de 270,9 M\$. Compte tenu de son importance et du fait qu'il s'agit d'une situation attribuable à une période spécifique, le Distributeur propose que ces écarts soient amortis sur une période totale de 10 ans, afin d'en limiter les impacts sur sa clientèle. Ainsi, les soldes non amortis des années visées sont amortis en 2014 sur la base d'une période de 10 ans tenant compte des années précédentes d'amortissement. Le tableau 3 présente les modifications aux périodes d'amortissement restantes pour chacune des années visées pour chacun des écarts.»

**TABLEAU 3  
MODIFICATIONS AUX PÉRIODES D'AMORTISSEMENT RESTANTES**

	Nivellement				
	2008	2009	2010	2011	2012
Périodes d'amortissement restantes (sur la base de 5 ans)	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans
Périodes d'amortissement restantes proposées (sur la base de 10 ans)	6 ans	7 ans	8 ans	9 ans	10 ans

- (ii) Le taux sur la base de tarification est de 7,483 %.

**Demandes :**

- 36.1 Veuillez expliquer et motiver sur la base de quels critères le Distributeur a établi que la période d'amortissement devrait passer de 5 ans à 10 ans.

**Réponse :**

**Le Distributeur maintient la période d'amortissement de cinq ans pour tout solde accumulé à compter de 2013. Cependant, le Distributeur considère que pour la période 2008 à 2012, l'ampleur du solde à amortir justifie le lissage de l'impact tarifaire sur une période plus longue. Il s'agit d'une mesure temporaire et transitoire, compte tenu, d'une part, de l'ampleur des aléas climatiques de 2008 à 2012, et, d'autre part, de l'introduction d'une actualisation de sa normale climatique depuis 2013 (voir également la réponse à la question 6.1).**

36.2 Veuillez présenter le montant et le % que représente la charge d'amortissement pour chaque année de nivellement visée par la proposition, par rapport à celle selon la présente méthode d'amortissement de 5 ans. Veuillez présenter les résultats pour chaque année.

**Réponse :**

**Le tableau R-36.2 présente l'impact de la proposition du Distributeur d'amortir sur dix ans le solde des comptes de nivellement 2008 à 2012 comparativement à la méthodologie actuelle qui consiste en un amortissement sur cinq ans.**

**TABLEAU R-36.2**  
**COMPARAISON DE L'AMORTISSEMENT DU SOLDE DES COMPTES DE NIVELLEMENT 2008 À 2012 :**  
**PROPOSITION - 10 ANS VS STATU QUO - 5 ANS**

Scénarios d'amortissement	Années											
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total	
<b>Stato quo - 5 ans (M\$)</b>												
Compte de nivellement 2008	2,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,6
Compte de nivellement 2009	2,1	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,2
Compte de nivellement 2010	25,4	25,4	25,4	-	-	-	-	-	-	-	-	76,2
Compte de nivellement 2011	13,1	13,1	13,1	13,1	-	-	-	-	-	-	-	52,2
Compte de nivellement 2012	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1	-	-	-	-	-	-	135,7
Total	70,3	67,7	65,6	40,2	27,1	-	-	-	-	-	-	271,0
<b>Proposition - 10 ans (M\$)</b>												
Compte de nivellement 2008	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	-	-	-	-	-	2,6
Compte de nivellement 2009	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	-	-	-	-	4,2
Compte de nivellement 2010	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	-	-	-	76,2
Compte de nivellement 2011	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	-	-	52,2
Compte de nivellement 2012	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	135,7
Total	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,5	28,9	19,4	13,6	13,6	271,0
<b>Variations (M\$)</b>												
Compte de nivellement 2008	(2,2)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	-	-	-	-	-	-
Compte de nivellement 2009	(1,5)	(1,5)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	-	-	-	-	-
Compte de nivellement 2010	(15,9)	(15,9)	(15,9)	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	-	-	-	-
Compte de nivellement 2011	(7,3)	(7,3)	(7,3)	(7,3)	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	-	-	-
Compte de nivellement 2012	(13,6)	(13,6)	(13,6)	(13,6)	(13,6)	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	-
Total	(40,4)	(37,8)	(35,7)	(10,3)	2,8	29,9	29,5	28,9	19,4	13,6	13,6	-
<b>Variations (%)</b>												
Compte de nivellement 2008	-83,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compte de nivellement 2009	-71,4%	-71,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compte de nivellement 2010	-62,5%	-62,5%	-62,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compte de nivellement 2011	-55,6%	-55,6%	-55,6%	-55,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
Compte de nivellement 2012	-50,0%	-50,0%	-50,0%	-50,0%	-50,0%	-	-	-	-	-	-	-
Total	-57,4%	-55,8%	-54,4%	-25,5%	10,3%	-	-	-	-	-	-	-

- 36.3 Veuillez présenter les impacts tarifaires, pour chaque année de 2014 à 2024, en comparant la proposition du Distributeur à la présente méthode d'amortissement de 5 ans. Veuillez également présenter séparément les informations suivantes :
- L'impact pour chaque année de nivellement touchée par la proposition soit les années 2008 à 2012;
  - Le rendement sur la base de tarification sur une base annuelle et cumulative pour chaque année de nivellement touchée par la proposition et ce pour la période de 2014 à 2024 en utilisant le taux sur la base de tarification soit 7,483 % selon la référence (ii).

**Réponse :**

**Le tableau R-36.3 présente l'impact différentiel sur les revenus requis de l'amortissement sur dix ans du solde des comptes de nivellement 2008 à 2012 plutôt que sur cinq ans.**

**En complément d'analyse, l'impact du changement proposé de - 37,3 M\$ sur les revenus requis 2014 se traduit par un impact tarifaire de l'ordre de -0,4 %. Cependant, le Distributeur tient à souligner qu'il n'est pas en mesure d'estimer l'impact tarifaire pour les années suivantes.**

**TABLEAU R-36.3**  
**IMPACT DIFFÉRENTIEL SUR LES REVENUS REQUIS D'UN AMORTISSEMENT DU SOLDE DES COMPTES DE NIVELLEMENT 2008 À 2012 :**  
**PROPOSITION - 10 ANS VS STATU QUO - 5 ANS (M\$)**

Scénarios	Années										Total
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
<b>Stato quo - 5 ans</b>											
Amortissement											
Total (Voir la réponse à la question 36.2)	70,3	67,7	65,6	40,2	27,1	-	-	-	-	-	271,0
Rendement de la base de tarification											
Compte de nivellement 2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compte de nivellement 2009	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2
Compte de nivellement 2010	3,8	1,9	-	-	-	-	-	-	-	-	5,7
Compte de nivellement 2011	2,9	2,0	1,0	-	-	-	-	-	-	-	5,9
Compte de nivellement 2012	8,1	6,1	4,1	2,0	-	-	-	-	-	-	20,3
Total	15,0	9,9	5,0	2,0	-	-	-	-	-	-	32,0
Revenus requis <b>A</b>											
Compte de nivellement 2008	2,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,6
Compte de nivellement 2009	2,3	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	4,4
Compte de nivellement 2010	29,2	27,3	25,4	-	-	-	-	-	-	-	81,9
Compte de nivellement 2011	16,0	15,0	14,0	13,1	-	-	-	-	-	-	58,1
Compte de nivellement 2012	35,3	33,2	31,2	29,2	27,1	-	-	-	-	-	156,0
Total	85,3	77,7	70,6	42,2	27,1	-	-	-	-	-	303,0
<b>Proposition - 10 ans</b>											
Amortissement											
Total (Voir la réponse à la question 36.2)	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,5	28,9	19,4	13,6	271,0
Rendement de la base de tarification											
Compte de nivellement 2008	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	-	-	-	-	-	0,5
Compte de nivellement 2009	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	-	-	-	-	0,9
Compte de nivellement 2010	5,0	4,3	3,6	2,9	2,1	1,4	0,7	-	-	-	20,0
Compte de nivellement 2011	3,5	3,0	2,6	2,2	1,7	1,3	0,9	0,4	-	-	15,6
Compte de nivellement 2012	9,1	8,1	7,1	6,1	5,1	4,1	3,0	2,0	1,0	-	45,7
Total	18,0	15,8	13,6	11,3	9,1	6,8	4,6	2,5	1,0	-	82,7
Revenus requis <b>B</b>											
Compte de nivellement 2008	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	-	-	-	-	3,1
Compte de nivellement 2009	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	-	-	-	5,1
Compte de nivellement 2010	14,5	13,8	13,1	12,4	11,7	11,0	10,2	9,5	-	-	96,2
Compte de nivellement 2011	9,3	8,8	8,4	8,0	7,5	7,1	6,7	6,2	5,8	-	67,9
Compte de nivellement 2012	22,7	21,7	20,7	19,7	18,6	17,6	16,6	15,6	14,6	13,6	181,4
Total	48,0	45,7	43,5	41,2	39,0	36,8	34,1	31,4	20,4	13,6	353,7
<b>Impact Revenus requis B-A</b>											
Revenus requis											
Compte de nivellement 2008	(2,0)	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	-	-	-	-	0,5
Compte de nivellement 2009	(1,4)	(1,3)	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	-	-	-	0,8
Compte de nivellement 2010	(14,7)	(13,5)	(12,3)	12,4	11,7	11,0	10,2	9,5	-	-	14,3
Compte de nivellement 2011	(6,7)	(6,2)	(5,6)	(5,1)	7,5	7,1	6,7	6,2	5,8	-	9,8
Compte de nivellement 2012	(12,6)	(11,5)	(10,5)	(9,5)	(8,5)	17,6	16,6	15,6	14,6	13,6	25,4
Total	(37,3)	(31,9)	(27,2)	(1,0)	11,9	36,8	34,1	31,4	20,4	13,6	50,7

36.4 Veuillez présenter les impacts tarifaires, pour chaque année de 2014 à 2021, en modifiant uniquement la période restante d'amortissement pour les années de nivellement de 2010, 2011 et 2012 respectivement sur 5, 6 et 7 ans. Veuillez comparer les résultats précédents à la présente méthode d'amortissement de 5 ans, et en présentant séparément les informations suivantes :

- L'impact pour chaque année de nivellement visée, soit les années 2010, 2011 et 2012;
- Le rendement sur la base de tarification sur une base annuelle et cumulative pour chaque année de nivellement soit les années 2010, 2011 et 2012 et ce pour la période de 2014 à 2021 en utilisant le taux sur la base de tarification soit 7,483 % selon la référence (ii).

**Réponse :**

**Le tableau suivant présente l'impact différentiel sur les revenus requis d'un amortissement du solde des comptes de nivellement des années 2010, 2011 et 2012 sur des périodes de cinq, six et sept ans respectivement plutôt que sur cinq ans.**

**En complément d'analyse, l'impact de - 20,6 M\$ sur les revenus requis 2014 se traduit par un impact tarifaire de l'ordre de -0,2 %. Cependant, le Distributeur tient à souligner qu'il n'est pas en mesure d'estimer l'impact tarifaire pour les années suivantes.**

**TABLEAU R-36.4**  
**IMPACT DIFFÉRENTIEL SUR LES REVENUS REQUIS D'UN AMORTISSEMENT DU SOLDE DES COMPTES DE NIVELLEMENT 2010 À 2012**  
**RESPECTIVEMENT SUR 5 ANS, 6 ANS ET 7 ANS PLUTÔT QUE SUR 5 ANS (M\$)**

Scénarios	Années										Total
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
<b>Stato quo - 5 ans</b>											
<b>Amortissement</b>											
Compte de nivellement 2010	25,4	25,4	25,4	-	-	-	-	-	-	-	76,2
Compte de nivellement 2011	13,1	13,1	13,1	13,1	-	-	-	-	-	-	52,2
Compte de nivellement 2012	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1	-	-	-	-	-	135,7
<b>Total</b>	<b>70,3</b>	<b>67,7</b>	<b>65,6</b>	<b>40,2</b>	<b>27,1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>271,0</b>
<b>Rendement de la base de tarification</b>											
Compte de nivellement 2010	3,8	1,9	-	-	-	-	-	-	-	-	5,7
Compte de nivellement 2011	2,9	2,0	1,0	-	-	-	-	-	-	-	5,9
Compte de nivellement 2012	8,1	6,1	4,1	2,0	-	-	-	-	-	-	20,3
<b>Total</b>	<b>15,0</b>	<b>9,9</b>	<b>5,0</b>	<b>2,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>32,0</b>
<b>Revenus requis</b>											
Compte de nivellement 2010	29,2	27,3	25,4	-	-	-	-	-	-	-	81,9
Compte de nivellement 2011	16,0	15,0	14,0	13,1	-	-	-	-	-	-	58,1
Compte de nivellement 2012	35,3	33,2	31,2	29,2	27,1	-	-	-	-	-	156,0
<b>Total</b>	<b>85,3</b>	<b>77,7</b>	<b>70,6</b>	<b>42,2</b>	<b>27,1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>303,0</b>
<b>Proposition - Régie<sup>1</sup></b>											
<b>Amortissement</b>											
Compte de nivellement 2010	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	-	-	-	-	-	76,2
Compte de nivellement 2011	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	-	-	-	-	52,2
Compte de nivellement 2012	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	-	-	-	135,7
<b>Total</b>	<b>48,0</b>	<b>45,4</b>	<b>43,3</b>	<b>43,3</b>	<b>43,3</b>	<b>28,1</b>	<b>19,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>271,0</b>
<b>Rendement de la base de tarification</b>											
Compte de nivellement 2010	4,6	3,4	2,3	1,1	-	-	-	-	-	-	11,4
Compte de nivellement 2011	3,3	2,6	2,0	1,3	0,7	-	-	-	-	-	9,8
Compte de nivellement 2012	8,7	7,3	5,8	4,4	2,9	1,5	-	-	-	-	30,5
<b>Total</b>	<b>16,7</b>	<b>13,3</b>	<b>10,0</b>	<b>6,8</b>	<b>3,6</b>	<b>1,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>51,8</b>
<b>Revenus requis</b>											
Compte de nivellement 2010	19,8	18,7	17,5	16,4	15,2	-	-	-	-	-	87,6
Compte de nivellement 2011	12,0	11,3	10,7	10,0	9,4	8,7	-	-	-	-	62,0
Compte de nivellement 2012	28,1	26,6	25,2	23,7	22,3	20,8	19,4	-	-	-	166,2
<b>Total</b>	<b>64,7</b>	<b>58,7</b>	<b>53,4</b>	<b>50,1</b>	<b>46,9</b>	<b>29,5</b>	<b>19,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>322,8</b>
<b>Impact Revenus requis</b>											
<b>Revenus requis</b>											
Compte de nivellement 2010	(9,4)	(8,6)	(7,9)	16,4	15,2	-	-	-	-	-	5,7
Compte de nivellement 2011	(4,0)	(3,7)	(3,4)	(3,1)	9,4	8,7	-	-	-	-	3,9
Compte de nivellement 2012	(7,2)	(6,6)	(6,0)	(5,4)	(4,9)	20,8	19,4	-	-	-	10,2
<b>Total</b>	<b>(20,6)</b>	<b>(18,9)</b>	<b>(17,3)</b>	<b>7,9</b>	<b>19,7</b>	<b>29,5</b>	<b>19,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>19,8</b>

<sup>1</sup>Impact sur les revenus requis d'un amortissement du compte de nivellement 2010 sur 5 ans, du compte de nivellement 2011 sur 6 ans et du compte de nivellement 2012 sur 7 ans.



36.5 Veuillez expliquer les impacts tarifaires de la proposition à court terme et ceux sur l'ensemble de la période de 2014 à 2024.

**Réponse :**

**Voir les réponses aux questions 36.1, 36,2 et 36.3.**

36.6 Veuillez indiquer dans quelle mesure la proposition du Distributeur et ses impacts tarifaires tiennent compte de l'équité intergénérationnelle.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 36.1.**

## **PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE-BUDGET 2014**

### **PGÉE – Tronc commun – Évaluations de programmes**

- 37. Références :** (i) [Lettre de la Régie du 18 sept. 2013 en suivi des évaluations 2013](#) ;  
(ii) Pièce B-0036, p. 23 et 24.

**Préambule :**

(i) Suite aux rencontres administratives des 4 juillet et 10 septembre 2013, « *la Régie retient les modalités suivantes quant au suivi des évaluations et de l'état des programmes du PGÉE. [...] Le rythme de dépôt des rapports d'évaluation à la Régie (une fois ou deux fois par année) sera examiné en tarifaire* ».

(ii) « *En 2014, le Distributeur déposera quatre évaluations externes de programmes pour le marché résidentiel et une autre pour le marché affaires. Le tableau 6 présente la liste de ces évaluations. [...] Le budget demandé en 2014 pour l'ensemble des activités du tronc commun s'élève à 13 M\$* ».

**Demandes :**

37.1 Veuillez indiquer dans le tableau 6 à quelles dates le Distributeur entend déposer les rapports d'évaluation.

**Réponse :**

**Tous les rapports présentés au tableau 6 seront déposés en février 2014.**

37.2 Veuillez proposer à la Régie à quelle(s) période(s) de l'année le Distributeur entend désormais déposer les rapports d'évaluation de programmes afin d'améliorer l'exercice d'évaluation de ceux-ci.

**Réponse :**

**Le Distributeur propose à la Régie d'effectuer le dépôt des rapports d'évaluations aux mois de février et de septembre.**

**Par ailleurs, la lettre de la Régie mentionnée à la référence (i) précise que « Les rapports d'évaluation pourront couvrir des périodes d'évaluations plus longues que par le passé (jusqu'à trois ans) selon l'évolution des programmes et des marchés et l'ampleur du budget des programmes. » Or, le processus actuel prévoit une période maximale de trois ans entre le début de la période évaluée et le dépôt du rapport à la Régie<sup>11</sup>. Le Distributeur demande respectueusement de ne plus être contraint par ce délai puisqu'il entre en contradiction avec la modalité citée au présent paragraphe.**

**38. Référence :** Pièce B-0036, p. 23 et 24.

**Préambule :**

*« Le tronc commun regroupe également les activités de suivi et d'évaluation. Ces activités permettent d'effectuer tant le suivi budgétaire que celui des gains énergétiques associés au PGEÉ. En 2014, le Distributeur déposera quatre évaluations externes de programmes pour le marché résidentiel et une autre pour le marché affaires. Le tableau 6 présente la liste de ces évaluations. [...] Le budget demandé en 2014 pour l'ensemble des activités du tronc commun s'élève à 13 M\$ ». Le tableau 6 présente spécifiquement le programme OIEÉB pour les années 2011-2012 comme l'objet d'un rapport d'évaluation devant être déposé en 2014.*

**Demandes :**

38.1 Veuillez préciser quelle part du budget du tronc commun est consacrée aux évaluations de programmes.

**Réponse :**

**La part du budget est d'environ 2 M\$.**

---

<sup>11</sup> Décision D-2012-024, paragraphe 420.

38.2 Veuillez indiquer quel budget sera consacré à l'évaluation du programme OIEÉB pour 2011-2012.

**Réponse :**

**Le Distributeur soumet respectueusement qu'il ne peut donner de façon spécifique le budget consacré à l'évaluation du programme OIEÉB pour 2011-2012, puisque tous les mandats d'évaluation sont octroyés par appel d'offres.**

**39. Références :** (i) Pièce B-0036, p. 24;  
(ii) Pièce B-0036, p. 19.

**Préambule :**

(i) Tableau 6. Le Distributeur indique son intention de procéder à l'évaluation du programme OIEÉB pour la période 2011-2012.

(ii) « Par ailleurs, confiant d'atteindre la cible du PGEÉ en 2015, le Distributeur a réévalué la charge de travail nécessaire à l'exploitation du programme OIEÉB et, par souci d'efficacité, il a opté pour une reprise en main de l'ensemble des activités opérationnelles qui étaient réalisées par le prestataire Énergicible. Par conséquent, les activités rattachées à ce programme sont progressivement rapatriées à l'interne au cours de l'année 2013 ».

**Demandes :**

39.1 Veuillez préciser le rôle du Distributeur avant 2013 quant au suivi et à l'évaluation du programme OIEÉB compte tenu du fait qu'il était une « tierce partie » par rapport au prestataire du programme et aux clients qui en bénéficiaient.

**Réponse :**

**Le Distributeur assure en tout temps un suivi des résultats et de la performance globale de l'ensemble des programmes du PGEÉ. Concernant spécifiquement l'évaluation, le Distributeur est responsable de la supervision des évaluations, même lorsque l'exploitation du programme est déléguée à un tiers.**

39.2 Compte-tenu des changements majeurs apportés au programme OIEÉB au cours de l'année 2013 et du rôle joué par le Distributeur en 2011-2012 vis-à-vis de ce programme, veuillez élaborer sur les buts recherchés par l'évaluation du

programme OIEÉB pour la période 2011-2012, et la valeur ajoutée du recours à un évaluateur externe.

**Réponse :**

**L'évaluation du programme OIEÉB permet de quantifier l'impact net du programme dans le marché, ce qui nécessite la mesure de certains effets de distorsion, notamment l'opportunisme, l'entraînement et le bénévolat.**

**Le Distributeur tient à souligner qu'il est opportun de continuer de confier les évaluations à une firme indépendante de l'exploitation et de la conception des programmes.**

**De plus, depuis de nombreuses années, les firmes d'évaluation externes ont développé une expertise, tant sur le plan méthodologique que de la connaissance des données de marché, qui leur confère une valeur ajoutée dans ces dossiers.**

- 40. Référence :** [Suivi des évaluations](#) des programmes du PGEÉ- Réponses à la DDR1 de la Régie, 18 juillet 2013, p. 10 à 17.

**Préambule :**

Réponses du Distributeur aux questions 5, 6, 7 et 9 de la Régie en suivi des rapports d'évaluation 2013, notamment sur la mise à jour de la base de référence du Programme OIEÉB, sur la mise à jour des mesures admissibles au versement de subventions et sur le calcul des impacts du programme OIEÉB. Le Distributeur considère qu'il serait plus opportun d'examiner certaines questions en dossier tarifaire. En réponse à la question 9.1, le Distributeur explique que le taux d'opportunisme du programme AIOÉB est établi globalement pour le programme et non mesure par mesure, à partir de questions de sondage qui réfèrent au projet dans son ensemble et non à chacune des mesures implantées par le client.

**Demandes :**

- 40.1 Veuillez expliquer comment est déterminé l'appui financier de chaque projet en fonction des besoins spécifiques du participant et des critères de rentabilité d'Hydro-Québec.

**Réponse :**

**L'appui financier est déterminé selon une grille qui tient compte de plusieurs facteurs, notamment l'ampleur du projet, la performance énergétique et le type de mesures implantées.**

**Cette grille est disponible sur le site Internet<sup>12</sup> du programme Bâtiments.**

40.2 Veuillez élaborer sur la façon dont le Distributeur et/ou Enercible mettent régulièrement à jour les caractéristiques du bâtiment de référence de SIMEB pour le calcul des économies d'énergie des nouveaux bâtiments en fonction des tendances du marché.

**Réponse :**

**Les références des outils utilisés dans le cadre du programme Bâtiments sont mises à jour annuellement en fonction principalement de l'évolution des normes définies par ASHRAE<sup>13</sup> et de certaines valeurs du CNÉB<sup>14</sup> 2011. Les mises à jour sont effectuées par le Distributeur.**

40.3 Compte tenu de la diversité des mesures qui peuvent se retrouver dans un projet soumis dans le cadre du programme OIEÉB, veuillez présenter la façon dont l'aide financière est calculée d'un projet à l'autre, notamment au niveau des mesures éligibles ou non au programme et comment le Distributeur peut s'assurer qu'un traitement uniforme et prévisible est appliqué à tous les projets présentés au programme OIEÉB.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 40.1.**

40.4 Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par : « *Hydro-Québec pourrait vérifier les mesures mises en œuvre avant le versement de l'appui financier, compte-tenu des exigences de la Régie de l'énergie* ».

**Réponse :**

**À la suite d'une préoccupation exprimée par la Régie dans son rapport de suivi des évaluations des programmes d'août 2010<sup>15</sup>, des visites sur**

---

<sup>12</sup> <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-grille-appui-financier-2014-2015.pdf>

<sup>13</sup> American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.

<sup>14</sup> Code national de l'énergie pour les bâtiments.

<sup>15</sup> *Suivi des Évaluations des programmes du PGEÉ d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité*, 3 août 2010 – voir le paragraphe 154.

site sont effectuées afin de s'assurer de la conformité du projet soumis au Distributeur. Le taux de visite a été établi à 15 %.

40.5 Veuillez préciser comment le taux d'infiltration est traité dans les calculs avec SIMEB et comment la réduction des infiltrations est considérée dans le programme OIEÉB.

**Réponse :**

**SIMEB permet de simuler un taux d'infiltration différent entre les bâtiments existants et proposés.**

40.6 Considérant que la plus récente évaluation du taux d'opportunité du programme AIOÉB est de 22,6 %, veuillez justifier l'utilisation d'un taux de 18 % pour le programme OIEÉB en 2013 et en 2014.

**Réponse :**

**Par rapport à l'ancien programme AIOÉB, le programme OIEÉB, qui intègre également l'ancien programme PIBGE<sup>16</sup>, a introduit de nouvelles activités dont l'influence à la baisse sur les taux d'opportunité est reconnue par les évaluateurs. Ces activités comprennent des sessions de formation et d'information sur l'efficacité énergétique, un support accru aux clients et aux intervenants sur l'identification des mesures à implanter, de même que la réalisation d'ententes de partenariat avec divers intervenants pour promouvoir l'efficacité énergétique.**

**Les taux d'opportunité pour les années 2011 et 2012 seront connus lors du dépôt du prochain rapport d'évaluation, prévu en 2014.**

40.7 Veuillez expliquer comment est établi le taux d'opportunité d'un programme comprenant un portefeuille de mesures différentes, pouvant chacune faire l'objet d'opportunité, indépendamment les unes des autres. Veuillez expliquer la signification du taux obtenu et le niveau de précision ou de confiance que l'on peut avoir dans la valeur obtenue.

**Réponse :**

**De façon générale, un opportuniste est un participant qui aurait installé la mesure indépendamment du programme du Distributeur. Le taux**

---

<sup>16</sup> Programme d'initiatives pour les bâtiments – Grandes entreprises

d'opportunisme est toujours évalué par rapport à l'ensemble des clients participants.

Jusqu'à maintenant, dans le cas d'offres intégrées qui couvrent plusieurs mesures au sein d'un même programme, le taux global est fonction des taux associés aux mesures, au portefeuille de mesures ou aux segments de marché ciblés d'un programme.

À partir du moment où la Régie approuve le rapport d'évaluation d'un programme, le Distributeur retient les taux de distorsion qui y sont obtenus.

### **PGEÉ - Programme OIEÉB**

- 41. Références :**
- (i) Pièce B-0036, p. 32;
  - (ii) Pièce B-0036, p. 33;
  - (iii) Pièce B-0036, p. 19.

#### **Préambule :**

(i) Tableau A-2 : Le budget consacré au programme OIEÉB passe de 69 M\$ et 56 M\$ respectivement en 2012 et 2013 à 48 M\$ en 2014.

(ii) Tableau A-3 : L'impact énergétique du programme OIEÉB passe de 247 GWh et 201 GWh ajoutés respectivement en 2012 et 2013, à 171 GWh en 2014.

(iii) « Par ailleurs, confiant d'atteindre la cible du PGEÉ en 2015, le Distributeur a réévalué la charge de travail nécessaire à l'exploitation du programme OIEÉB et, par souci d'efficience, il a opté pour une reprise en main de l'ensemble des activités opérationnelles qui étaient réalisées par le prestataire Énergible. Par conséquent, les activités rattachées à ce programme sont progressivement rapatriées à l'interne au cours de l'année 2013 ».

#### **Demande :**

La Régie note un léger ralentissement de 2012 à 2013 pour le programme OIEÉB, livré par le prestataire Énergible. Elle constate que le Distributeur prévoit consacrer au programme OIEÉB en 2014 plus de 75 % du budget moyen des 2 années précédentes et qu'il s'attend à un impact également supérieur à 75 % du nombre moyen de GWh ajoutés les 2 années précédentes, alors qu'il aura rapatrié à l'interne toutes les activités rattachées à ce programme.

41.1 Veuillez élaborer sur l'expertise, les moyens et les ressources internes que le Distributeur prévoit déployer en comparaison des ressources qui étaient

consacrées par le prestataire Énercible, qui rendent le Distributeur confiant de pouvoir livrer seul le programme à un rythme de plus de 75 % de celui des deux années précédentes.

**Réponse :**

**Grâce à une réallocation de ses ressources internes affectées à ses opérations, et du fait qu'il anticipe moins de projets à venir pour le programme Bâtiments, le Distributeur dispose des ressources nécessaires pour exploiter le programme à l'interne.**

**De plus, les efforts de commercialisation déployés ces dernières années par ÉnerCible ont permis de générer un nombre important de projets, déjà inscrits au programme, et dont la réalisation est prévue en 2014 et 2015. Ces projets s'ajouteront à ceux qui s'inscriront d'ici la fin du programme.**

- 42. Références :** (i) Dossier R-3814-2012, pièce B-0042, p. 41;  
(ii) Pièce B-0036, p. 37.

**Préambule :**

(i) Le Tableau B-1 – Hypothèses de calcul 2013 montre les hypothèses de gains unitaires moyens nets pour les différents segments de marché visés par le programme OIEÉB. En 2013 un nombre de 4 775 projets était prévu avec un gain unitaire moyen de 48 825 kWh/an, répartis en 2 200 projets *Petits clients affaires*, 1 200 projets *Commercial*, 1 195 projets *Institutionnel* et 180 projets *Nouvelle construction* avec des gains unitaires respectifs de 4 308, 63 181, 47 554 et 505 451 kWh/an.

(ii) Le Tableau B-1 – Hypothèses de calcul 2014 montre les hypothèses de gains unitaires moyens nets pour les différents segments de marché visés par le programme OIEÉB. Le Distributeur prévoit en 2014 un nombre de 1 778 projets ayant un gain unitaire moyen de 95 938 kWh/an, répartis en 227 projets *Petits clients affaires*, 775 projets *Commercial*, 402 projets *Institutionnel* et 374 projets *Nouvelle construction* avec des gains unitaires respectifs de 33 384, 83 502, 106 892 et 147 911 kWh/an.

**Demandes :**

42.1 Veuillez indiquer le taux moyen d'amélioration de la performance énergétique (TMAPÉ) par projet qui correspond aux hypothèses 2013 et 2014 de gains moyens unitaires pour chacun des segments de marché du programme OIEÉB.



**Réponse :**

**Les hypothèses du taux moyen d'amélioration de la performance énergétique (TMAPÉ) par projet, pour les années 2013 et 2014, n'ont pas été modifiées depuis le début du programme, soit 18 % pour le marché commercial et 15 % pour le marché institutionnel. Elles seront réajustées en fonction des résultats obtenus, après examen du rapport d'évaluation.**

42.2 Veuillez justifier les très importantes variations d'hypothèses de marché et de calcul de l'impact du programme OIEÉB entre 2013 et 2014.

**Réponse :**

**L'augmentation du gain unitaire moyen de 96 MWh en 2014 par rapport au gain de 49 MWh prévu en 2013 s'explique, d'une part, par un nombre plus important de projets majeurs déposés en 2011 et 2012 et dont la fin est prévue pour 2014 plutôt que 2013 et, d'autre part, par l'ajout, à compter de juin 2013, d'un seuil d'amissibilité au programme de 25 000 kWh d'économies, ce qui accroît la taille moyenne des projets reçus.**

42.3 Veuillez préciser comment et à partir de quelles sources d'information les hypothèses du programme OIEÉB ont été établies pour 2014.

**Réponse :**

**Les hypothèses établies en 2010 couvrent les années 2011 à 2015 et ont été élaborées lors de la conception initiale du programme. Aucune hypothèse n'a encore été mise à jour. Elles le seront après l'examen du rapport d'évaluation 2011-2012 par la Régie.**

42.4 Veuillez indiquer si une mise à jour des hypothèses du programme OIEÉB pour 2013 sera présentée dans le Rapport annuel 2013 avec des explications sur les éventuelles variations.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 42.3.**

**POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE (PTÉ)  
D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES**

**43. Référence :** Pièce B-0038, p. 6 et 7.

**Préambule :**

Le Distributeur explique la méthodologie particulière qui a été adoptée pour évaluer le PTÉ de gestion de la demande en puissance dans les réseaux autonomes. Il précise notamment que son analyse se limite aux mois d'hiver et aux deux périodes journalières de pointe, soit de 6h à 9h et de 16h à 20h.

**Demande :**

43.1 Considérant d'une part que tous les logements disposent d'un chauffage au mazout au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, et d'autre part, l'afflux touristique en saison estivale dans le plus important réseau autonome, celui de Cap-aux-Meules aux Îles-de-la-Madeleine, veuillez justifier d'avoir limité aux seuls mois d'hiver l'analyse du PTÉ en gestion de la demande en puissance dans les réseaux autonomes.

**Réponse :**

**Le Distributeur a limité l'analyse du PTÉ en gestion de la demande en puissance aux seuls mois d'hiver car la pointe annuelle des besoins de puissance de tous les réseaux coïncide toujours avec les mois d'hiver.**

**44. Références :** (i) [Suivi D-2011-028, Évaluation du PTÉ en RA - Méthodologie proposée 28 octobre 2011](#), p. 3-4 et 5;  
(ii) Pièce B-0038, p. 8 à 15;  
(iii) Décision D-2008-133, p. 53;  
(iv) Décision D-2011-162, p. 93;  
(v) Décision D-2011-162, p. 98;  
(vi) Pièce B-0049, p. 27-28.

**Préambule :**

(i) « Les mesures ne se limitent pas à celles employées pour le réseau intégrée mais elles sont adaptées pour tenir compte des sources d'énergies et des types d'appareils que l'on retrouve dans chaque réseau ainsi que des conditions climatiques. Les mesures sélectionnées sont également adaptées à chaque marché et incorporent les technologies d'énergie renouvelable qui pourraient être implantées chez les clients. Par ailleurs, Hydro-Québec effectue également d'autres études plus globales sur des énergies renouvelables, tant pour des moyens de production d'électricité que pour des moyens implantés chez le client. Les résultats de ces études seront considérées tant pour l'analyse des mesures de gestion de puissance que pour les mesures d'économie

*d'énergie. Les mesures touchant le chauffage au mazout sont également ajoutées dans l'évaluation du potentiel ». [nous soulignons]*

À la page 5, les étapes d'évaluation comprennent, entre autres, le « *recueil et revue de l'information de chaque réseau* », la « *définition des clients types pour chaque réseau* » et une « *évaluation du marché et de la consommation pour chacun des clients types retenus* ».

(ii) Le Distributeur présente l'aperçu global du PTÉ d'économies d'électricité et de mazout pour les cinq territoires évalués.

(iii) « *Le Distributeur ajoute qu'il « n'a entrepris aucune étude de faisabilité relative aux réseaux de chauffage. À première vue, cependant, [...] le Distributeur maintient qu'il n'est pas acquis que la vente de chaleur permettrait de réduire son déficit ». Cependant, il soumet un rapport qui indique que la chaleur récupérée est distribuée avec profit dans certains réseaux autonomes du Groenland.*

*La Régie invite le Distributeur à poursuivre l'examen de moyens permettant de réduire les coûts et les émissions de gaz à effet de serre (GES) associés au chauffage dans les réseaux autonomes ».*

(iv) « *[331] Le Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ), offert aux clients de réseaux autonomes dotés de centrales thermiques, vise à privilégier l'utilisation du mazout ou d'une combinaison mazout-bois comme source d'énergie pour le chauffage des locaux et de l'eau, afin de réduire la consommation d'électricité ». [nous soulignons]*

(v) « *[357] La Régie est avis que le Distributeur doit poursuivre ses efforts en vue de favoriser l'implication des communautés dans des projets locaux, y compris ceux de production d'électricité et de récupération de chaleur ».*

(vi) Chapitre 2.5 – Le Distributeur propose un tarif applicable à un nouveau luminaire DEL en service complet d'éclairage public.

**Demandes :**

44.1 Veuillez expliquer pourquoi l'utilisation de la biomasse n'a pas été considérée dans l'évaluation du PTÉ en chauffage pour certains réseaux autonomes comme ceux de la Haute-Mauricie.

**Réponse :**

**L'utilisation de la biomasse pour le chauffage a été considérée dans l'évaluation du PTÉ de tous les réseaux autonomes. La mesure se nomme « chauffage aux granules ». Cette mesure présente d'ailleurs un PTÉ électrique dans les réseaux des Îles-de-la-Madeleine, de la Basse Côte-Nord et de la Haute-Mauricie, comme le montre le tableau 3 de la référence (ii).**

44.2 Veuillez indiquer le PTÉ en énergie et en puissance de l'adoption du nouveau luminaire DEL proposé, au présent dossier, par le Distributeur en service complet d'éclairage public, en remplacement de tous les éclairages publics des réseaux autonomes.

**Réponse :**

**Le PTÉ de l'éclairage public DEL pour l'ensemble des réseaux autonomes est évalué à 767 MWh. L'impact en puissance associé à ce PTÉ est de 179 kW.**

44.3 Veuillez indiquer comment cette mesure est intégrée dans le PTÉ en RA. De façon plus générale, veuillez indiquer comment les clients du secteur institutionnel (municipal) et communautaire sont considérés dans l'évaluation du PTÉ en efficacité énergétique des réseaux autonomes.

**Réponse :**

**Cette mesure est intégrée dans le PTÉ du secteur Commercial et institutionnel (CI) de chaque territoire. De façon générale, les clients du secteur institutionnel sont considérés dans le secteur CI du PTÉ alors que ceux du secteur communautaire peuvent être intégrés soit au PTÉ du secteur résidentiel, soit à celui du secteur CI selon la vocation des bâtiments visés.**

44.4 Veuillez expliquer pourquoi le potentiel de valorisation de la chaleur résiduelle des centrales Diesel n'est pas abordé dans l'évaluation du PTÉ.

**Réponse :**

**Les mesures considérées dans une analyse de PTÉ sont généralement de type générique et peuvent être appliquées à l'ensemble de la clientèle d'un territoire donné. La valorisation résiduelle de la chaleur des centrales Diesel n'a pas été abordée car ce genre de mesure relève plutôt d'études spécifiques et leur potentiel, le cas échéant, ne peut être identifié que dans le contexte particulier à chaque situation. D'ailleurs, le Distributeur a procédé à une évaluation du coût d'alimenter l'école du village d'Akulivik, située à environ 320 mètres de la nouvelle centrale. Cette école présente une charge de chauffage importante, de surcroît située près de la centrale, rendant le projet potentiellement plus rentable. Toutefois, l'analyse du Distributeur a révélé que la récupération de chaleur était moins économique que le chauffage au mazout.**

**MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ**

**45. Référence :** Pièce B-0046, p.9.

**Préambule :**

Le Distributeur indique à la référence que « *L'examen de ces données permet de constater que la répartition des cotes n'est pas uniforme. Notamment, les cotes CCC, CC et C étaient rarement émises et ne représentaient que 3,35 % de la population couverte* ».

**Demandes :**

45.1 Veuillez fournir l'analyse des données qui permet d'apprécier la constatation faite par le Distributeur sur la répartition des cotes.

**Réponse :**

**Le Distributeur a émis cette proposition après avoir analysé la répartition des cotes de crédit présentée à l'étude mentionnée à la section 1.2 de la pièce en référence. Le tableau R-45.1 présente cette répartition.**

**TABLEAU R-45.1  
RÉPARTITION DES COTES ÉMISES PAR L'AGENCE STANDARD & POOR'S**

**Table I  
Number of Companies by Year and S & P Rating Category**  
This table contains the distribution of ratings for our sample firms over time. The ratings have been obtained from the Compustat Ratings File.

Year	Rating									Total
	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC	CC	C	
1985	26	98	166	104	100	129	5	1	0	629
1986	30	110	201	150	165	253	42	0	0	951
1987	32	111	194	142	183	284	44	1	0	991
1988	35	88	208	146	167	293	32	0	0	969
1989	36	84	199	149	166	273	33	0	1	941
1990	34	86	194	158	151	206	38	3	1	871
1991	33	87	200	163	158	171	34	10	0	856
1992	32	85	200	193	183	170	27	8	0	898
1993	29	84	204	207	232	195	14	1	0	966
1994	28	83	200	227	254	216	17	0	1	1026
1995	30	75	225	241	269	234	18	0	0	1092
1996	28	86	227	279	296	267	16	3	0	1202
1997	26	84	232	319	334	323	12	2	0	1332
1998	25	82	240	351	379	368	30	7	0	1482
1999	18	69	216	374	385	421	36	9	0	1528
2000	14	51	237	378	374	422	45	7	0	1528
2001	13	47	221	389	375	375	61	12	0	1493
2002	11	41	214	381	390	337	72	16	0	1462
2003	11	38	201	376	407	382	60	6	0	1481
2004	9	37	198	371	431	376	42	4	0	1468
2005	9	34	197	355	416	363	46	2	0	1422
2006	9	34	170	342	391	393	36	2	0	1377
2007	7	32	162	321	363	359	25	4	0	1273
2008	7	31	152	314	324	328	50	12	0	1218
2009	5	32	147	316	303	330	43	4	0	1180
<b>Total</b>	<b>537</b>	<b>1689</b>	<b>5005</b>	<b>6746</b>	<b>7196</b>	<b>7468</b>	<b>878</b>	<b>114</b>	<b>3</b>	<b>29636</b>

**Remarques :** Les cotes indiquées incluent les cotes intermédiaires « + » et « - ».

L'analyse des données permet de constater que sur un total de 29 636 cotes de crédit émises sur une période de 25 ans, seulement 995 cotes, soit 3,35 %, étaient inférieures à B-.

Il apparaît donc qu'en deçà de la cote B-, les entreprises seraient moins enclines à supporter les coûts reliés à l'émission ou à la mise à jour d'une cote d'agence, en raison de l'important risque financier que représente l'entreprise détenant une telle cote pour d'éventuels prêteurs ou investisseurs. L'extrait suivant, tiré de l'étude en référence, fait état du niveau de risque que représentent les entreprises cotées en dessous de BBB- :

Firms rated BBB- and above are often called investment grade firms, while firms rated below BBB- are called non-investment grade or junk-rated firms<sup>17</sup>.

Puisque ces entreprises sont considérées très risquées, le Distributeur soutient qu'il est raisonnable de redéfinir les seuils des niveaux « risqué » et « très risqué » apparaissant à l'annexe VII des *Conditions de service d'électricité*. En maintenant les seuils actuels, le Distributeur adopterait implicitement des critères de risques beaucoup plus souples que ceux proposés par le marché.

De plus, comme l'indique le Distributeur dans ses réponses aux questions 46.1 et 46.2, Hydro-One et la Commission de l'énergie de l'Ontario abondent dans le même sens. Dans ces cas, le montant maximal du dépôt de garantie est exigé des clients dont la cote de crédit est inférieure à BBB- ou équivalent.

45.2 Veuillez également décrire le raisonnement qui permet d'appuyer la modification de la grille d'évaluation selon l'analyse faite sur les cotes de crédit.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 45.1.

**46. Référence :** Pièce B-0046, p.10 et 11.

**Préambule :**

Le Distributeur souhaite un resserrement des critères pour la cote de crédit qu'il accorde.

Il indique que malgré l'ajustement proposé, « *la politique du Distributeur demeure moins contraignante que celle d'autres distributeurs d'électricité au Canada. À titre d'exemple, Hydro One exige un plein dépôt pour ses clients dont la cote de crédit est inférieure à BBB- ou l'équivalent* ». [Nous soulignons]

**Demandes :**

46.1 Veuillez fournir la référence à l'égard d'Hydro One.

---

<sup>17</sup> Page 5.

Réponse :

Voir la section D de l'article 2.4.3 des *Conditions de service* pour les clients du réseau de distribution d'Hydro One, disponibles à l'adresse suivante :

[http://www.hydroone.com/MyHome/MyAccount/ConditionsofService/Documents/Hydro\\_One\\_Conditions\\_of\\_Service\\_2013\\_FRENCH.pdf](http://www.hydroone.com/MyHome/MyAccount/ConditionsofService/Documents/Hydro_One_Conditions_of_Service_2013_FRENCH.pdf)

46.2 Veuillez déposer le balisage des « autres distributeurs » sur lequel le Distributeur appuie son propos.

Réponse :

L'article 2.4.13 du *Distribution System Code*<sup>18</sup>, adopté par la Commission de l'énergie de l'Ontario, qui régit les secteurs de l'électricité et du gaz naturel, prévoit que :

**2.4.13 Despite section 2.4.12, where a non-residential customer in any rate class other than a < 50 kW demand rate class has a credit rating from a recognized credit rating agency, the maximum amount of a security deposit which the distributor may require the non-residential customer to pay shall be reduced in accordance with the following table:**

<b>Credit Rating</b> <i>(Using Standard and Poor's Rating Terminology)</i>	<b>Allowable Reduction in Security Deposit</b>
AAA- and above or equivalent	<b>100%</b>
AA-, AA, AA+ or equivalent	<b>95%</b>
A-, From A, A+ to below AA or equivalent	<b>85%</b>
BBB-, From BBB, BBB+ to below A or equivalent	<b>75%</b>
Below BBB- or equivalent	<b>0%</b>

**Le montant maximal du dépôt est établi de la manière suivante :**

---

<sup>18</sup> Disponible, en version anglaise seulement, à l'adresse :  
[http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/\\_Documents/Regulatory/Distribution\\_System\\_Code.pdf](http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/_Documents/Regulatory/Distribution_System_Code.pdf)



**2.4.12 The maximum amount of a security deposit which a distributor may require a customer to pay shall be calculated in the following manner:**

**billing cycle factor x estimated bill based on the customer's average monthly load with the distributor during the most recent 12 consecutive months within the past two years**

**Where relevant usage information is not available for the customer for 12 consecutive months within the past two years or where the distributor does not have systems capable of making the above calculation, the customer's average monthly load shall be based on a reasonable estimate made by the distributor.**

**Aux fins de cet article, le coefficient de cycle de facturation est de 2,5 pour une facturation mensuelle, de 1,75 pour une facturation bimestrielle et de 1,5 pour une facturation trimestrielle.**

**Tous les distributeurs d'électricité à qui la Commission de l'énergie de l'Ontario a délivré un permis utilisent ces critères.**

**47. Référence :** Pièce B-0046, p.13 et 14.

**Préambule :**

*« Dans sa décision D-2013-037, la Régie demande au Distributeur de poursuivre le dialogue avec la FCEI et de déposer une proposition dans le prochain dossier tarifaire afin que le dépôt exigé tienne compte du niveau de risque de défaut de paiement du client visé.*

*Dans ce contexte, le Distributeur a poursuivi ses discussions avec la FCEI et déposé une proposition relative au mode de gestion des dépôts exigés de ses membres. Les 10 et 23 juillet 2013, la FCEI a demandé de l'information complémentaire sur cette proposition. Ces demandes sont en cours d'analyse par le Distributeur ».*

**Demandes :**

47.1 Veuillez indiquer où en est rendu le Distributeur dans son analyse sur ce sujet.

**Réponse :**

**Le Distributeur poursuit activement ses discussions avec la FCEI afin de trouver une solution permettant de répondre à ses attentes, tout en limitant l'impact sur la dépense de mauvaises créances.**

**La proposition du Distributeur ne requiert aucune modification aux CDSÉ actuelles. L'article 9.2 des CDSÉ stipule que le Distributeur peut demander un dépôt et les discussions avec la FCEI visent à préciser les situations où ce dépôt serait exigé.**

47.2 Veuillez indiquer à quel moment le Distributeur sera disposé à faire une demande de modification sur ce sujet.

**Réponse :**

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

**48. Référence :** Pièce B-0046, p.14, 15 et 16.

**Préambule :**

*« Dans sa décision D-2006-116, la Régie indiquait que cet article s'appliquait effectivement aux deux situations, mais qu'elle désirait maintenir l'obligation de devoir convenir avec le client de l'emplacement des équipements ». [Nous soulignons]*

*« À diverses reprises, le Distributeur a souligné à la Régie, dans le cadre de dossiers de plaintes portées à son examen, que l'article 18.1 des CDSÉ devrait s'appliquer même lorsque le Distributeur est l'initiateur des travaux. La position du Distributeur est fondée sur le fait que le statut de « requérant », au sens des CDSÉ, est maintenu tant que la propriété du client continue d'être desservie par le réseau d'électricité. Toutefois, cette interprétation n'a pas prévalu jusqu'à présent, obligeant le Distributeur à annuler ses projets, à verser des compensations financières ou encore à choisir d'autres solutions plus coûteuses ». [Nous soulignons]*

La page 16 présente la modification de l'article 18.1 proposé :

**« 18.1 [...]**

*Hydro-Québec doit également pouvoir installer les mêmes équipements après la mise sous tension initiale de l'installation électrique, à des endroits faciles d'accès, sécuritaires et convenus avec le client ou le propriétaire de l'installation électrique, selon le cas. Toutefois, aucune entente n'est requise pour l'ajout ou le remplacement d'équipements sur le réseau existant qui sont nécessaires pour l'exploitation ou la sécurité du réseau d'Hydro-Québec de même que pour le mesurage de l'électricité ou*

*pour l'alimentation d'une installation électrique si l'impact de l'ajout ou du remplacement est raisonnable dans les circonstances ».*

[Nous soulignons]

**Demandes :**

48.1 Veuillez indiquer les décisions de la Régie auxquelles le Distributeur réfère et préciser les paragraphes de celles-ci dont l'ajout qu'il propose à l'article 18.1 des CSDÉ vise à modifier l'effet et la portée.

**Réponse :**

Dans le cadre du dossier R-3535-2004<sup>19</sup>, le Distributeur indiquait que la Régie avait interprété de manière restrictive les dispositions de l'ancien article 60 du Règlement 634 dans le cadre des décisions D-2004-83 et D-2004-104. Le Distributeur mentionnait alors qu'il souhaitait rectifier la situation puisque « ces règles qui guident les aménagements et les réaménagements sur la propriété à desservir furent édictées en application de critères de saine gestion du réseau autant que par nécessité<sup>20</sup> ».

Ainsi, les mots « modifier » et « prolonger » furent ajoutés à l'actuel article 18.1 des CSDÉ. Dans sa décision D-2006-116, la Régie demandait à ce que soit ajoutée « l'obligation de convenir avec le client de l'emplacement des équipements<sup>21</sup> », et ce, bien que l'article utilisait le terme requérant (le Distributeur souligne). Il ne s'agissait pas uniquement du requérant initial d'une demande d'alimentation ; l'article proposé devait trouver application tant que l'installation électrique continuait à être alimentée. Compte tenu de l'introduction de l'obligation d'entente avec le client, il aurait été de la compétence de la Régie de trancher d'éventuels désaccords entre le client et le Distributeur dans le cadre d'un dossier de plainte afin que le Distributeur soit en mesure de correctement exercer son devoir d'alimentation, et ce, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

L'ajout des mots « modifier » et « prolonger » demandé par le Distributeur n'a de sens que si la disposition s'applique en cours d'abonnement, lorsque le Distributeur doit prolonger le réseau pour alimenter d'autres clients ou le modifier pour, par exemple, en augmenter la capacité pour l'alimentation d'un quartier.

---

<sup>19</sup> Pièce HQD-1, document 6, page 7.

<sup>20</sup> Idem, pages 7 et 8.

<sup>21</sup> Page 34 .

**Le Distributeur réfère particulièrement aux paragraphes suivants de la décision D-2006-116 (page 34) :**

L'une des modifications proposées consiste à enlever l'obtention du consentement du client quant à l'emplacement des équipements à installer sur la propriété desservie. Selon le Distributeur, cette modification est faite dans l'intérêt général, étant la moins onéreuse pour l'ensemble de la clientèle, comparativement au coût significatif occasionné par l'obtention systématique de servitudes pour rendre conforme la présence de ses équipements sur les propriétés privées desservies au Québec.

La Régie croit que l'obligation de convenir avec le client de l'emplacement des équipements sur son terrain assure un équilibre entre les droits du Distributeur et ceux du client. De plus, la preuve ne démontre pas, à la satisfaction de la Régie, la nécessité de retirer l'obligation du Distributeur de convenir avec son client de l'endroit où il installera ses équipements. Cette obligation doit rester codifiée. La Régie pourra trancher tout différend entre les parties à ce sujet. Par ailleurs, elle rappelle que toute négociation entre le Distributeur et son client, lors de travaux d'installation d'équipements, doit être empreinte de bonne foi, comme l'énonce l'article 6 du Code civil du Québec. Il s'agit du fondement général de toute relation contractuelle.

La Régie demande au Distributeur d'ajouter à l'article V-1 l'obligation de convenir avec le client de l'emplacement des équipements.

(Notes omises)

Or, dans le cadre de la décision D-2010-002, alors que le Distributeur devait effectuer le remplacement d'un poteau existant sur la propriété des demandeurs afin de pallier un problème de qualité du service, la Régie était d'avis que l'article 18.1 des CDSÉ ne s'appliquait pas dans cette situation :

Cette disposition ne trouve donc pas application dans tous les cas où le Distributeur doit installer des équipements sur des propriétés privées. (Paragraphe 29)

[L'article 18.1 des CDSÉ s'applique donc] dans la mesure où une personne demande le service d'électricité ou requiert que des travaux liés à ce service soient effectués. (Paragraphe 31)

Cette interprétation ne permet pas au Distributeur de prolonger ni modifier son réseau après la mise sous tension initiale. Il n'y a aucune raison valable pour que les besoins d'alimentation soient considérés uniquement lors de la mise sous tension initiale, sans possibilité d'évolution future pour ajouter des équipements requis, par exemple, pour répondre à la croissance de la charge dans certains quartiers ou tenir compte de l'évolution des normes de construction et d'exploitation du réseau.

En somme, la proposition du Distributeur vise à lui permettre d'assumer efficacement son obligation de desserte sur l'ensemble du territoire québécois. Elle contribuera également à alléger les procédures administratives, limiter les coûts associés à certains travaux sur le réseau et, enfin, éviter d'allonger les délais pour la réalisation de ces travaux.

48.2 Veuillez identifier la fréquence et quantifier les compensations financières auxquelles le Distributeur fait référence.

**Réponse :**

Le Distributeur ne collige pas de données aussi détaillées. Néanmoins, il estime à plus de 100 000 le nombre de demandes de clients traitées annuellement. En outre, le coût moyen pour acquérir une servitude est de 2 100 \$, en excluant les indemnités, ou de 5 700 \$, en les incluant.

La fréquence élevée des interventions demande que le personnel du Distributeur consacre un temps important au traitement de ce type de dossier. Le Distributeur souligne également que les ressources financières allouées à ces dossiers ne sont pas négligeables, notamment l'acquisition de servitudes, l'offre de compensations financières, ou encore la couverture totale des frais de certains dossiers afin de ne pas entraîner de retards indus dans leur traitement.

48.3 Veuillez fournir des exemples concrets de situation auxquels le Distributeur est confronté et que la proposition permettra de résoudre.

**Voici quelques exemples de situations rencontrées par le Distributeur :**

- **Le Distributeur doit ajouter un transformateur sur un poteau existant afin de répondre à l'accroissement de la charge dans un quartier ; le client refuse, notamment pour des raisons esthétiques.**
- **Le Distributeur doit remplacer un poteau existant vieillissant par un nouveau poteau plus grand, en conformité avec les nouvelles normes ; le client refuse.**
- **Le Distributeur doit ajouter des conducteurs, le réseau monophasé devenant triphasé afin de répondre aux besoins d'alimentation de certaines exploitations agricoles ; le client refuse.**
- **Le Distributeur doit ajouter des disjoncteurs afin d'améliorer l'indice de continuité, notamment lors de pannes ; le client refuse.**

48.4 Veuillez indiquer si l'ajout ou le remplacement d'équipement vise éventuellement l'ajout et/ou le déplacement d'un poteau sur la propriété.

**Réponse :**

**L'ajout ou le remplacement d'un poteau sur la propriété desservie est effectivement visé par l'article 18.1 des CDSÉ. Cependant, puisqu'il s'agit de travaux d'importance, le Distributeur devra convenir d'un emplacement avec le propriétaire. Dans la mesure où le poteau à être installé est nécessaire à l'alimentation du client, en cas de conflit, ce serait à la Régie de fixer ultimement l'emplacement du poteau.**

48.5 Veuillez élaborer sur les critères auxquels le Distributeur entend se référer afin de déterminer si l'impact de l'ajout ou du remplacement est raisonnable dans les circonstances.

**Réponse :**

**Les raisons qui amènent le Distributeur à effectuer des travaux sur son réseau sont multiples, notamment la sécurité, l'accroissement de la charge ou la pérennité. Bien souvent, peu de choix s'offrent à lui quant à l'emplacement des équipements. En effet, des critères normés déjà existants guident le choix du Distributeur, par exemple :**

- **la distance minimale séparant un poteau d'un élément sensible ;**
- **le dégagement minimal entre la ligne et un bâtiment, pour des raisons de sécurité ;**

- l'atténuation de la présence sur la propriété privée (par exemple, emplacement de la ligne le long de la ligne de lot).

Le Distributeur estime que le remplacement d'équipements déjà existants constitue un exemple d'impact raisonnable. Il en est de même pour l'ajout d'un transformateur sur un poteau existant.

Enfin, la rédaction de l'article 18.1, comme proposé, permettrait à la Régie de trancher sur le caractère raisonnable dans le cadre d'un éventuel dossier de plainte.

**49. Référence :** Pièce B-0046, p.17.

**Préambule :**

Concernant la révision de la notion de chemin public, le Distributeur indique « *Dans plusieurs cas, aucune contribution ne serait exigée de la part du requérant si elle était définie en fonction du réseau de distribution électrique (par exemple, le quartier Dix30 à Brossard). Le Distributeur souligne que, dans ces cas, il s'agit des mêmes équipements et qu'il bénéficie d'un accès tout aussi facile* ».

**Demande :**

49.1 Veuillez élaborer afin d'expliquer plus concrètement la situation présentée par le Distributeur ainsi que la notion de contribution en fonction du réseau de distribution.

**Réponse :**

À l'occasion d'une demande de prolongement du réseau de distribution, le Distributeur doit évaluer quelle sera la contribution du client.

**Rappel des règles en matière de prolongement de réseau aérien**

Pour une demande pour un usage domestique, il n'y a pas de contribution exigée de la part du requérant si le prolongement s'effectue le long d'un chemin public et qu'il est desservi par un réseau d'adduction d'eau ou d'égout<sup>22</sup>. Dans les autres cas, le requérant a droit à une exemption pour les cent premiers mètres<sup>23</sup> et le coût de l'excédent de ligne à prolonger doit être couvert par le requérant.

---

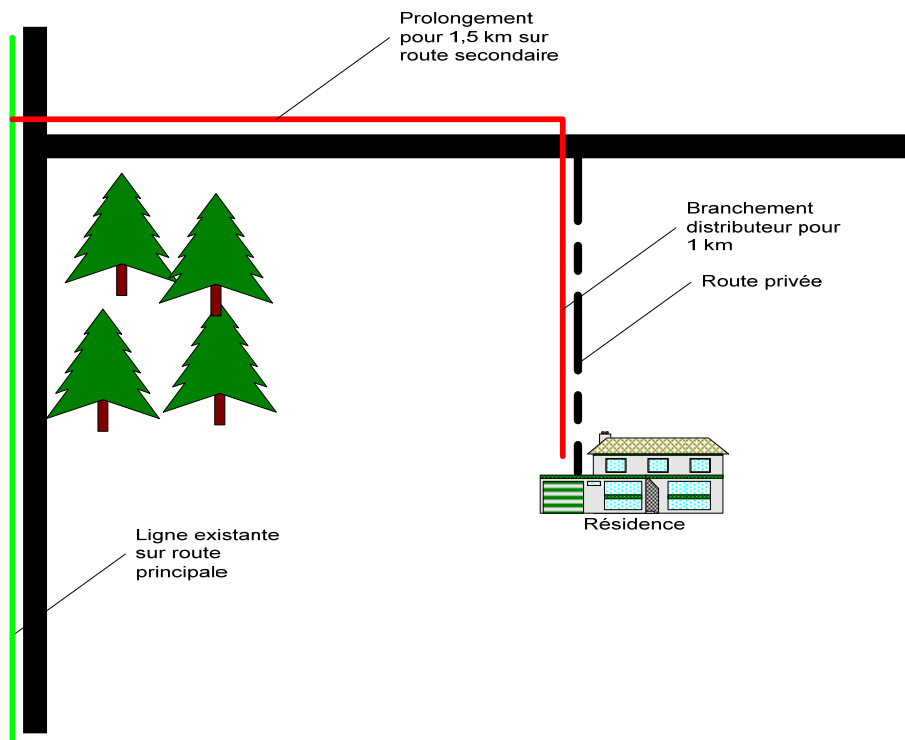
<sup>22</sup> Article 16.4 des *Conditions de service d'électricité* (CDSÉ), notamment.

<sup>23</sup> Idem, article 16.5.

Au coût du prolongement de la ligne s'ajoute celui du branchement distributeur nécessaire pour alimenter la propriété. Toute portion de ligne qui n'est pas le long d'un chemin public est qualifiée de branchement au moment de sa construction. Pour le branchement, le requérant a droit à une exemption de 30 mètres (article 15.4), l'excédent devant lui être facturé.

La figure R-49.1-A présente une illustration d'une situation habituelle de raccordement.

**FIGURE R-49.1-A**  
**RACCORDEMENT SELON LA DÉFINITION ACTUELLE DE CHEMIN PUBLIC**



Dans l'exemple à la figure R-49.1-A, si la résidence est desservie par un système d'adduction d'eau ou d'égout, le requérant n'aura qu'à contribuer pour les 970 mètres de branchement excédant l'allocation de 30 mètres. Le coût du prolongement sur la route secondaire est couvert par le Distributeur.

Par contre, si la résidence n'est pas desservie par un système d'adduction d'eau ou d'égout, alors le requérant devra contribuer pour



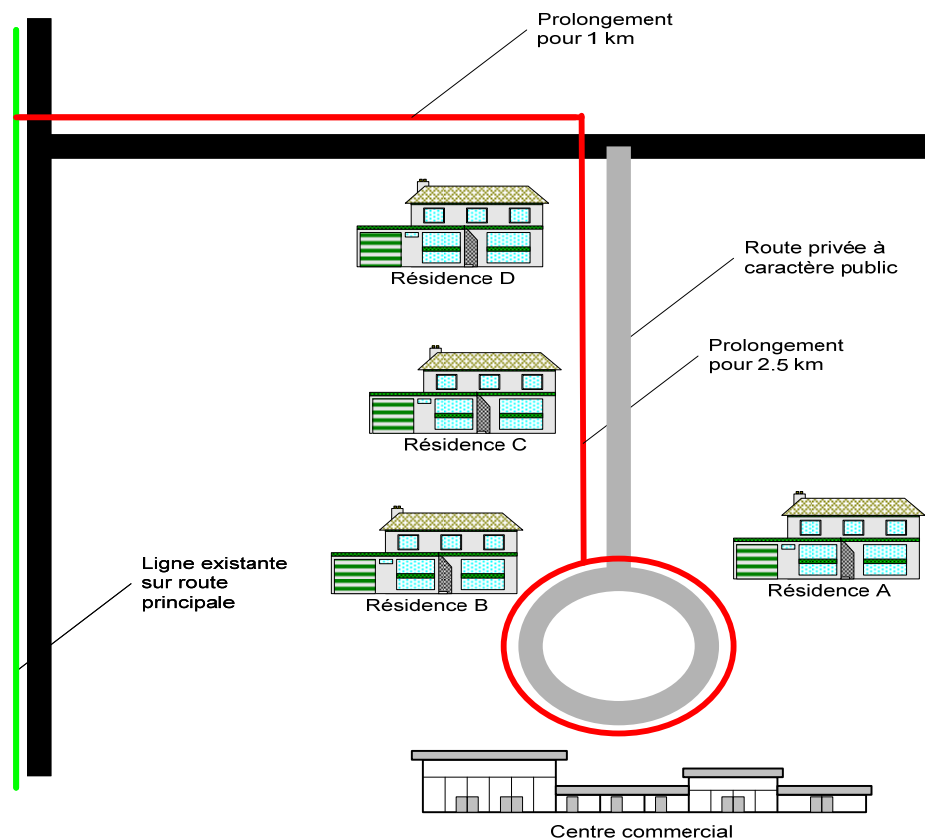
1,4 km de ligne (les cent premiers mètres étant couverts), en plus des 970 mètres de branchement excédant l'allocation.

Puisqu'il s'agit d'une route privée qui n'a pas les mêmes caractéristiques qu'un chemin de propriété publique, le traitement serait le même, et ce, malgré l'ajustement de définition que propose le Distributeur.

Situation corrigée par la modification proposée par le Distributeur

La figure R-49.1-B présente une situation qui vise à être corrigée par la définition révisée de chemin public. Dans cet exemple, tous les clients sont desservis par un système d'adduction d'eau et d'égout.

**FIGURE R-49.1-B**  
**RACCORDEMENT SELON LA DÉFINITION RÉVISÉE DE CHEMIN PUBLIC**



Dans l'exemple à la figure R-49.1-B, bien que la route soit privée, elle possède de toute évidence un caractère public puisqu'elle dessert nombre de résidences, en plus d'un centre commercial.

Or, en l'absence de modification à la définition, le requérant « Centre commercial » devra payer une contribution pour le prolongement de ligne de 1 km, de même que pour l'excédant de branchement de 2 470 mètres. Il aura droit à une allocation en réduction des coûts uniquement pour le coût des travaux pour le prolongement de ligne de 1 km<sup>24</sup>, à l'exclusion des travaux pour le branchement selon la puissance moyenne annuelle à facturer. En outre, le requérant n'aura pas droit à des remboursements pour l'ajout ultérieur des résidences car les travaux effectués sur le branchement ne peuvent faire l'objet de remboursement<sup>25</sup>.

Avec la modification demandée, le requérant paiera une contribution pour le prolongement de ligne de 3,5 km. Il aura toutefois droit à une allocation en réduction des coûts pour la totalité du coût des travaux, selon la puissance moyenne annuelle à facturer. Il aura également droit à des remboursements pour les ajouts des résidences.

Comme le Distributeur le soulignait à la section 2.2. de la pièce HQD-12, document 2, la modification proposée est une mesure d'équité pour les clients et de simplification de l'application des règles. Elle ne vise qu'à corriger les situations où la route privée a toutes les caractéristiques d'une route publique. Elle ne change en rien le traitement des situations où cette route est clairement à usage privé, comme dans le cas illustré à la figure R-49.1-A.

#### **BASE D'ÉTABLISSEMENT DES PRIX, COÛTS ET FRAIS LIÉS À L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE**

**50. Référence :** Pièce B-0047, p.9.

**Préambule :**

Le Distributeur indique à la référence que l'augmentation des frais d'inspection provient « *du taux horaire de l'inspecteur, qui est passé à 161 \$, contre 123 \$* ».

Il s'agit d'une augmentation de 38 \$ / heure.

---

<sup>24</sup> Idem, article 16.1, 4<sup>e</sup> alinéa.

<sup>25</sup> Ibidem.

**Demande :**

50.1 Veuillez expliquer et justifier la provenance de cette augmentation de taux horaire.

**Réponse :**

Dans le dossier R-3814-2012<sup>26</sup>, le Distributeur demandait de maintenir les frais d'inspection à leur taux précédent de 554 \$ sur la base que le taux horaire de l'inspecteur était demeuré le même, soit 123 \$. Or, un réaménagement dans les catégories d'emplois a fait en sorte d'augmenter le taux horaire de l'inspecteur à 143 \$ en 2013.

La hausse à 161 \$ demandée dans le présent dossier reflète donc à la fois l'augmentation du coût pour 2013, qui n'a pas été reflétée dans les tarifs, et pour 2014. La hausse du coût en 2014 de 12,5 % par rapport à l'année précédente découle principalement de l'augmentation du coût de retraite.

## **STRATÉGIE TARIFAIRE**

### **Tarifs domestiques**

51. **Référence :** Pièce B-0049, p. 12 et 13.

**Préambule :**

Pour les tarifs domestiques, le Distributeur propose un gel de la prime de puissance en hiver et une augmentation de 0,63 \$/kW de la prime de puissance en été.

**Demandes :**

51.1 Veuillez justifier le gel de la prime de puissance en hiver compte tenu des besoins du Distributeur durant cette période. Élaborer sur la cible vers laquelle devrait tendre la prime de puissance en hiver.

**Réponse :**

La proposition du Distributeur relative à l'évolution des primes de puissance en été et en hiver reflète l'orientation tarifaire approuvée par la Régie dans sa décision D-2008-024. Concernant les primes de puissance, la Régie y mentionne que :

---

<sup>26</sup> Pièce HQD-11, document 3 (B-0049), page 7.

La Régie considère qu'une prime de puissance annuelle envoie un meilleur signal de prix en reflétant adéquatement les coûts évités en puissance et incite les clients à mieux gérer leurs appels de puissance en tout temps. Elle juge également que les impacts tarifaires d'une telle réforme sont acceptables<sup>27</sup>.

L'orientation tarifaire du Distributeur consiste à hausser la prime de puissance en été jusqu'à ce qu'elle rejoigne la prime de puissance en hiver. Une hausse en parallèle de la prime de puissance en hiver n'est pas souhaitable puisqu'elle reporterait l'atteinte de l'objectif d'une prime de puissance annuelle, pas plus qu'une hausse plus rapide de la prime de puissance en été puisque cette dernière pourrait avoir des impacts tarifaires encore plus importants sur certains clients.

Malgré le gel de la prime de puissance en hiver, le Distributeur rappelle qu'il n'a pas renoncé à accroître le signal de prix en puissance en hiver. En effet, l'introduction au 1<sup>er</sup> avril 2009 du mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale et de la facturation de la puissance apparente a grandement contribué à continuer d'améliorer le signal de prix en hiver.

51.2 Veuillez justifier l'augmentation de 0,63 \$/kW de la prime de puissance en été. Élaborer sur la cible vers laquelle devrait tendre la prime de puissance en été. Indiquer le nombre de clients touchés par la hausse de la prime de puissance.

**Réponse :**

Tel que mentionné à la pièce HQD-12, document 3 du dossier R-3644-2007, section 7, l'augmentation annuelle de 0,63 \$/kW de la prime de puissance en été correspond à 10 % de la prime de puissance applicable en hiver sous contrainte que le résultat soit divisible par 30. L'augmentation a été établie à ce montant afin de limiter les impacts associés à la hausse de la prime de puissance en été.

Considérant la hausse annuelle de 0,63 \$/kW, il était initialement prévu que la prime de puissance d'été rejoindrait celle d'hiver en 10 ans. En raison des baisses tarifaires au 1<sup>er</sup> avril de 2011 et de 2012, la prime de puissance en été n'a pas pu être augmentée au rythme initialement prévu. Toutefois, la parité des primes de puissance d'été et d'hiver devrait être atteinte d'ici 7 ans, soit en 2020.

---

<sup>27</sup> Voir la décision D-2008-024, page 88.

**En 2012, 5 188 clients des tarifs D et DM étaient touchés par la hausse de la prime de puissance en été.**

51.3 Une augmentation supérieure à 0,63 \$/kW de la prime de puissance serait-elle appropriée si elle s'accompagnait d'une hausse moins grande du prix de la deuxième tranche d'énergie ? Veuillez élaborer.

**Réponse :**

**D'une part, il faut rappeler que l'augmentation de la prime de puissance en été de 0,63 \$/kW représente au 1<sup>er</sup> avril 2014 une augmentation de 33 % de cette composante qui se traduit en un impact tarifaire non négligeable pour la clientèle touchée. Comme mentionné en réponse à la question 51.1, une hausse plus rapide de la prime de puissance en été pourrait avoir des impacts tarifaires encore plus importants sur certains clients.**

**D'autre part, compte tenu des revenus générés par le prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie (2 323 M\$) par rapport à ceux générés par la prime de puissance d'été (1,8 M\$), une augmentation plus rapide de la prime de puissance en été compensée par la hausse moins importante du prix de la 2<sup>e</sup> tranche serait démesurée. À titre illustratif, le Distributeur aurait à hausser la prime de puissance en été de 164 % pour compenser la perte de revenus associée à la plus petite réduction possible du prix de la 2<sup>e</sup> tranche, soit 0,01 ¢/kWh (-3 M\$), ce qui engendrerait des chocs tarifaires pour certains clients.**

**Conceptuellement, cette approche aurait pour conséquence de détériorer le signal de prix touchant tous les clients des tarifs D et DM facturés en 2<sup>e</sup> tranche (84 % des clients) pour améliorer celui touchant les clients facturés en puissance en été (0,1 % des clients).**

51.4 Une réduction du seuil de 50 kilowatts de puissance à facturer au tarif domestique pourrait-elle être envisagée si celle-ci s'accompagnait d'une hausse moins élevée du prix de la deuxième tranche d'énergie ? Si oui, veuillez présenter un scénario de réduction de ce seuil et ses impacts sur la clientèle. Sinon, veuillez élaborer.

**Réponse :**

**Non. Une hausse moins élevée du prix de la 2<sup>e</sup> tranche impliquerait une amélioration moins rapide du signal de prix pour 84 % des clients domestiques, ce qui retarderait l'atteinte des objectifs de la stratégie tarifaire actuelle approuvée à maintes reprises par la Régie.**

Le seuil de facturation de la puissance de 50 kW est associé à une entrée électrique supérieure à 200 ampères et vise une clientèle capable de gérer la puissance. Dans sa décision D-2005-34, la Régie a d'ailleurs approuvé l'augmentation du seuil de facturation de la puissance du tarif G à 50 kW afin de l'harmoniser à celui appliqué au tarif D et conséquemment, « simplifier la facture des petits consommateurs qui ont de la difficulté à en comprendre la portion puissance. »

### **Tarifs généraux**

**52. Référence :** Pièce B-0049, p. 11, 13 et 14.

#### **Préambule :**

À la page 11 de la référence, le Distributeur indique vouloir « *favoriser une stratégie qui contribue davantage au soutien de l'économie québécoise* ». Il ajoute que « *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* ».

Pour le tarif G, le Distributeur propose de réduire la limite supérieure d'application du tarif G de 100 kW à 65 kW de puissance à facturer minimale.

#### **Demandes :**

52.1 Veuillez déposer l'analyse permettant de démontrer que la stratégie tarifaire proposée est celle qui « *contribue davantage au soutien de l'économie québécoise* ».

#### **Réponse :**

Le Distributeur estime que la proposition déposée permet de soutenir davantage l'économie du Québec que la stratégie tarifaire appliquée jusqu'à présent en considérant le contexte économique et énergétique actuel ainsi que le cadre réglementaire.

La stratégie tarifaire proposée permet de respecter l'exemption accordée aux clients industriels de grande puissance quant à l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale. La stratégie de rééquilibrage en faveur de la clientèle au tarif M et le maintien de la dégressivité au tarif M s'adaptent mieux au contexte économique du secteur manufacturier québécois et contribueraient à consolider et accroître les ventes chez ces clients, particulièrement chez les

industriels, ce qui s'inscrit dans la même direction que l'exemption accordée aux grands clients industriels. La stratégie permet également d'améliorer le signal de prix en puissance du nouveau tarif LG et d'harmoniser la facturation de puissance avec tous les tarifs généraux tout en permettant de corriger un problème d'équité. Finalement, dans le cas de la clientèle domestique, le Distributeur propose, en continuité avec la stratégie tarifaire des années passées, d'appliquer la hausse moyenne des tarifs.

Pour plus de détails, voir notamment les réponses aux questions 53.1 et 53.3.

52.2 Veuillez illustrer l'impact de la réduction à 65 kW de la puissance à facturer minimale au tarif G pour la clientèle, en terme de nombre de clients touchés et d'impact moyen sur leur facture, etc.

**Réponse :**

Dans le cadre de la réforme des tarifs généraux, à partir du 1<sup>er</sup> avril 2011 le tarif M devenait admissible aux clients dont la puissance maximale appelée est supérieure à 50 kW. Il avait alors été prévu que le seuil supérieur d'admissibilité du tarif G passe de 100 kW à 65 kW de puissance à facturer minimale. La Régie a approuvé cette mesure dans sa décision D-2009-016, laquelle n'a cependant pas encore été mise en place compte tenu des baisses tarifaires appliquées en 2011 et 2012.

L'objectif de cette modification était de réserver le tarif G aux clients non facturés en puissance tout en y laissant une marge pour les clients avec peu de kilowatts facturés. Un seuil d'admissibilité à 100 kW de puissance à facturer minimale signifie que les clients peuvent avoir des appels de puissance jusqu'à 154 kW, ce qui est élevé pour un tarif destiné à de petits clients. En effet, cette valeur est trois fois plus élevée que le seuil d'admissibilité du tarif M comparativement à deux fois plus dans le cas d'un seuil d'admissibilité à 65 kW. De plus, le seuil de 65 kW correspond à celui autour duquel le passage au tarif G-9 devient économique pour un client dont le facteur d'utilisation est faible.

Par ailleurs, tel qu'indiqué à la page 111 de la pièce HQD-12, document 1 du dossier R-3677-2008 :

[...] cette définition rendra plus précise la limite du tarif G et permettra de faire transiter des clients du tarif de petite puissance aux tarifs de moyenne

puissance M ou G-9 et évitera ainsi qu'ils ne soient pénalisés en demeurant à un tarif qui n'est pas approprié pour leur appel de puissance.

Le tableau R-52.2 montre que les 1 672 clients touchés par la diminution du seuil d'admissibilité bénéficieront d'un gain annuel moyen de 2 504 \$. La forte majorité des clients, soit 84 %, aura un impact favorable (gain annuel moyen de 3 121 \$) alors que le reste, soit 16 % des clients, connaîtra une hausse de facture annuelle moyenne de 772 \$. Toutefois, au fur et à mesure que le prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie et la prime de puissance du tarif G augmenteront, l'impact de ce transfert sera moindre.

**TABLEAU R-52.2**  
**IMPACT DE LA RÉDUCTION DU SEUIL D'ADMISSIBILITÉ DU TARIF G À 65 kW**

Impact	Clients		Impact annuel moyen (\$)
	Nombre	%	
Moins de 0 %	1 407	84%	(3 121)
De 0 et 2 %	84	5%	176
De 2 à 4 %	73	4%	548
De 4 à 6 %	33	2%	958
De 6 à 8 %	13	1%	993
8 % et plus	62	4%	1 698
Total	1 672	100%	(2 504)

- 53. Références :** (i) Pièce B-0049, p. 9 et 10;  
(ii) Dossier R-3776-2011, Pièce B-0054, p. 41.

**Préambule :**

(i) À la page 9 de la référence (i), le Distributeur indique que la stratégie d'éliminer la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M doit être revue, car elle n'apporte plus l'amélioration souhaitée du signal de prix des tarifs généraux. Il ajoute que « *l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M a pour conséquence de concentrer un impact tarifaire relativement important sur un nombre limité de grands clients, surtout des clients industriels, d'autant plus que la facture d'électricité représente une part relativement plus importante de leurs coûts d'exploitation* ».

Selon le Distributeur, « *la solution proposée pour limiter la détérioration de cette relation entre les structures des tarifs M et L est d'appliquer au tarif M des ajustements tarifaires*



*qui soient le plus près possible de ceux du tarif L tout en maintenant la dégressivité actuelle des prix de l'énergie du tarif M, tel que présenté à la figure 4. Cela permettra de limiter la zone sans signal de prix et le nombre de clients transférés inutilement. Cette solution s'impose encore plus avec l'écart qui se creusera entre le tarif M et le tarif L en raison de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale ».*

(ii) Dans le dossier R-3776-2011, le Distributeur indiquait que « le scénario de réduction de la dégressivité aux tarifs G et M présenté par le Distributeur au dossier tarifaire R-3677-2008 retenait comme hypothèse une hausse moyenne annuelle de 2 %, ce qui permettait d'éliminer entièrement la dégressivité sur la période 2008 à 2013, soit dans un délai de 5 ans. L'impact maximal de la réforme chez les clients les plus affectés était estimé à environ 3 % par année au-delà de la hausse moyenne ».

**Demandes :**

53.1 Veuillez déposer l'analyse qui vous permet d'affirmer que l'élimination de la dégressivité au tarif M n'apporte plus l'amélioration souhaitée du signal de prix des tarifs généraux.

**Réponse :**

**Le Distributeur est préoccupé depuis peu par l'évolution du contexte économique et de son impact sur les grands clients du tarif M qui sont affectés par la hausse du prix de la 2<sup>e</sup> tranche, soit à partir d'un appel de puissance de 1 000 kW.**

**Comme le montre la figure 2 de la pièce HQD-12, document 2 (B-0051) du dossier R-3814-2012, page 11, illustrant les impacts d'une hausse de 2,9 %, la stratégie actuelle fait en sorte qu'un nombre peu élevé de grands clients subissent une hausse tarifaire plus importante que la moyenne, alors que la très grande majorité (plus de 84 %) sont légèrement avantagés par des hausses moindres que la moyenne. Les clients les plus affectés par l'élimination de la 2<sup>e</sup> tranche sont ceux qui effectuent généralement des appels de puissance de 1 000 kW et plus. Ces derniers ne constituent que 4,7 % de la clientèle du tarif M, mais consomment 33 % de l'énergie. C'est pourquoi le manque à gagner associé à des hausses moins élevées de la 1<sup>re</sup> tranche s'appliquant à un grand nombre de clients doit être récupérée par des hausses importantes de la 2<sup>e</sup> tranche s'appliquant à un nombre beaucoup plus restreint de grands clients. Cette relation sera amplifiée par le transfert de clients du tarif G au tarif M dans les années à venir.**

**Cette situation permet d'expliquer pourquoi la stratégie d'élimination de la 2<sup>e</sup> tranche se traduit par une hausse moindre de 4 % chez un client de 150 kW alors que la hausse pour un client de 2,6 MW excède de plus de 13 % la hausse globale (voir le tableau R-53.3 en réponse à la question 53.3). Cette asymétrie préoccupe le Distributeur car le**

secteur manufacturier est fortement représenté parmi les clients de plus de 1 000 kW. Ainsi, le fait de surseoir à l'objectif d'éliminer la dégressivité et de limiter la croissance du tarif M par rapport aux tarifs généraux est mieux adapté au contexte économique du secteur manufacturier québécois (voir également la réponse à la question 15.4 de la FCEI à la pièce HQD-15, document 6 pour plus de détails sur le contexte économique du secteur manufacturier).

Par ailleurs, le Distributeur a fait état aux pages 6 et 7 de la pièce HQD-13, document 2 (B-0049) des changements de contexte depuis 2008 qui militent en faveur d'une modification à la stratégie tarifaire actuelle, notamment le faible prix du gaz naturel, les surplus énergétiques et la fragilité de l'économie.

Le Distributeur a également mis en lumière le fait que l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014 aura pour effet d'accroître l'écart tarifaire entre le tarif M et le tarif L et ainsi d'abaisser le seuil de passage entre ces deux tarifs (pour plus de détails, voir la réponse à la question 53.3).

C'est en considérant ces changements de contexte, incluant la hausse du coût de l'électricité patrimoniale, que le Distributeur propose de revoir la stratégie tarifaire visant l'élimination de la dégressivité au tarif M.

53.2 Veuillez expliquer en quoi les conséquences de l'élimination de la dégressivité au tarif M évoquées au préambule (i) sont nouvelles et se distinguent de celles des dossiers tarifaires précédents.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 53.1.**

53.3 Veuillez produire un tableau détaillé (nombre de clients, proportion de la clientèle, impact tarifaire, nombre de clients transférés « inutilement », etc.) permettant d'illustrer les impacts de la poursuite de l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M sur la clientèle de ce tarif.

**Réponse :**

Les impacts présentés au tableau R-53.3 montrent qu'avec le scénario d'élimination de la dégressivité du tarif M, le seuil de passage en 2018 est de 2,7 MW dans le cas du tarif L et de 3,0 MW dans le cas du tarif LG. Cela implique une modification de tarif pour plus de 80 clients consommant environ 1,5 TWh au total. Par la suite, l'augmentation plus

rapide du prix de l'électricité patrimoniale fait en sorte que plus de 100 clients consommant 1,9 TWh au total pourraient choisir de passer à un tarif de grande puissance. Le seuil de passage du tarif M au tarif L est alors de 2,5 MW, ce qui est la moitié du seuil théorique minimal du tarif L.

Un écart important entre le seuil de passage effectif et le seuil minimal de la puissance souscrite a pour inconvénient majeur de constituer un mauvais signal de prix. Ainsi, bien que, de manière générale, la hausse du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie se traduise par une augmentation de facture et, ultérieurement, par un transfert du tarif M vers le tarif L ou LG, cette augmentation de facture ne se traduit pas dans les faits en une amélioration du signal de prix. D'une part, la puissance souscrite assumée par le client agit alors comme une redevance qui n'offre plus le signal de bien gérer les appels de puissance. D'autre part, le coût du kWh est plus faible par rapport au tarif M. L'écart entre les deux prix de l'énergie est d'autant plus élevé que le seuil de passage est bas.

L'élimination de la dégressivité pour les clients dont les appels de puissance se situent entre 500 et 2 500 kW a ainsi pour effet de détériorer le signal de prix pour ceux qui choisissent de passer au tarif L. Seule la présence d'une tranche de prix dégressive peut assurer une meilleure transition entre les tarifs de moyenne et grande puissance.

**TABLEAU R-53.3  
IMPACT DE LA STRATÉGIE D'ÉLIMINATION  
DE LA DÉGRESSIVITÉ PAR RAPPORT À DES HAUSSES UNIFORMES**

	Élimination de la dégressivité			Hausse uniforme des prix de l'énergie		
	2014	2018	2022	2014	2018	2022
<b>Impact sur la facture de clients types au tarif M par rapport à l'année 2013</b>						
Petit client (150 kW, FU : 45 %)	1,1%	6,3%	14,7%	2,0%	10,2%	19,2%
Client moyen (1 000 kW, FU : 68 %)	3,1%	16,7%	26,5%	2,1%	10,7%	20,1%
Grand client (2 600 kW, FU : 75 %)	4,5%	23,0%	34,6%	2,1%	11,0%	20,6%
<i>Hausse globale du tarif M</i>	<i>2,0%</i>	<i>10,4%</i>	<i>19,5%</i>	<i>2,0%</i>	<i>10,4%</i>	<i>19,5%</i>
<b>Passage aux tarifs de grande puissance</b>						
<u>Tarif L</u>						
Seuil de passage en kW*	3 520	2 730	2 510	3 730	3 360	3 060
Nombre de clients	6	55	76	2	21	33
GWh transférés	117	948	1 271	51	360	585
<u>Tarif LG</u>						
Seuil de passage en kW*	3 590	2 980	2 910	3 730	3 720	3 640
Nombre de clients	3	26	28	2	2	3
GWh transférés	55	535	575	36	36	55

\* Client à 70 % de FU à 25 kV et avec rajustement. En 2013, ce seuil est de 3 790 kW alors qu'il était de 3 900 kW en 2012.

**Hypothèses :**

Hausse de 1 % pour le tarif L

Hausse de 2 % pour les tarifs M et LG

Hausse deux fois plus importante en énergie qu'en puissance

Élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M à l'horizon 2018

53.4 Afin d'atténuer l'impact tarifaire, le Distributeur aurait-il pu poursuivre l'élimination de la dégressivité au tarif M en considérant une hausse moins importante du prix de la première tranche d'énergie pour le tarif M ? Élaborez et présentez un tableau illustrant l'application d'un tel scénario.

**Réponse :**

**Tel qu'illustré au tableau R-53.4, pour une hausse tarifaire de 5,4 % au tarif M, la diminution de 20 M\$ associée à une hausse moins rapide de la 1<sup>re</sup> tranche ne peut être compensée que par une hausse plus rapide de la prime de puissance.**

**Outre le fait que cette solution ne respecte pas l'orientation actuelle visant à augmenter plus rapidement la composante énergie que la composante puissance des tarifs généraux, cette hausse de la prime de**

puissance, étant applicable à l'ensemble de la clientèle, affecte tout de même les plus grands clients du tarif M.

**TABLEAU R-53.4  
SCÉNARIOS DE HAUSSE DES PRIX DE L'ÉNERGIE AU TARIF M**

	Revenus 2012 *	Hausse de 5,4 %		Écart
		Hausse uniforme des 2 tranches	Hausse plus faible de la 1 <sup>re</sup> tr.	
<b>Énergie 1<sup>re</sup> tranche</b>	885 M \$	948 M \$ 7,1%	928 M \$ 4,8%	-20 M \$
<b>Reste de l'énergie</b>	311 M \$	333 M \$ 7,1%	333 M \$ 7,1%	-
<b>Prime de puissance</b>	962 M \$	994 M \$ 3,3%	1 014 M \$ 5,4%	20 M \$
	2 158 M \$	2 275 M \$ 5,4%	2 275 M \$ 5,4%	-

\* Source : Tableau A-8, HDQ-13, document 2, page 45

Dans l'optique où l'on voudrait diminuer la 1<sup>re</sup> tranche sans affecter les grands clients du tarif M, il faudrait que le manque à gagner soit récupéré auprès des autres catégories de consommateurs, ce qui implique une hausse moins élevée du tarif M.

#### Tarifs généraux (L et LG)

- 54. Références :** (i) Pièce B-0049, p. 19;  
(ii) Pièce B-0049, p. 31 et 32.

#### Préambule :

(i) Le domaine d'application proposé pour le tarif LG correspond au domaine d'application du tarif L actuel. « Pour s'assurer que chaque client paie sa juste part des coûts de puissance engagés pour répondre à sa demande durant l'hiver et que ces coûts soient récupérés sur une base annuelle en fixant une puissance à facturer minimale lors des mois d'été », le Distributeur propose d'appliquer au tarif LG le mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale.

Selon le Distributeur, « la majorité des clients ne subirait aucun impact tarifaire par rapport à la situation actuelle, la plupart bénéficiant même d'un allègement de facture ». [Nous soulignons]

(ii) Les conditions de service du Distributeur stipulent que les clients de grande puissance doivent maintenir un facteur de puissance supérieur à 95 %. Pour les clients dont le plus grand appel de puissance réelle est inférieur à 5 000 kW, le Distributeur propose « *comme au tarif G-9, de facturer les kVA excédentaires associés à un mauvais facteur de puissance* ».

Le Distributeur propose d'ajouter l'article 5.6 « *Modalité relative au facteur de puissance dans le cas d'un appel de puissance inférieur à 5 000 kW* » aux Conditions de service d'électricité du Distributeur. À la page 32 de la référence (ii), le Distributeur indique que « *cette mesure incitera le client à corriger ou maintenir un bon facteur de puissance même si ses appels de puissance sont inférieurs à 5 000 kW tout en évitant le transfert de clients du tarif M au tarif L ou au tarif LG uniquement pour éviter de corriger un mauvais facteur de puissance* ».

**Demandes :**

54.1 Veuillez élaborer sur l'*allègement de facture* dont il est question au préambule et présenter un tableau illustrant les impacts tarifaires pour la clientèle du tarif LG.

**Réponse :**

**Tel qu'illustré au tableau R-54.1, le remplacement du mécanisme actuel de puissance souscrite par un mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale au tarif LG (seuil à 75 %) aurait un impact favorable (baisse de facture) ou neutre pour près de 90 % des clients. Cet impact favorable est principalement attribuable à deux facteurs : d'une part, certains clients peuvent actuellement avoir une puissance souscrite mal optimisée et, d'autre part, le mécanisme automatique avec un taux de 75 % est pour certains clients plus favorable que le mécanisme actuel.**

**Quant aux clients pour qui l'impact est défavorable, il s'agit des réseaux municipaux. Comme indiqué en réponse à la question 4.1 de l'AREQ, à la pièce HQD-15, document 4, ces clients profitent actuellement d'un avantage indu en se soustrayant à la facturation de la puissance à facturer minimale par l'utilisation de dispositions du mécanisme de puissance souscrite initialement prévues pour répondre aux caractéristiques d'une clientèle industrielle.**

**TABLEAU R-54.1**  
**IMPACT DE L'INTRODUCTION D'UN MÉCANISME AUTOMATIQUE**  
**DE FIXATION DE LA PUISSANCE À FACTURER MINIMALE AU TARIF LG**

Répartition des impacts*		
Impact (%)	Clients	
	Nombre	%
[-2 ; -1[	2	2%
[-1 ; 0[	50	60%
Aucun impact	21	25%
]0 ; 1[	4	5%
[1 ; 2[	2	2%
[2 ; 3[	3	4%
(...)		
[7 ; 8[	2	2%
<b>Total</b>	<b>84</b>	<b>100%</b>

\* Impacts en pourcentage sur la facture calculés sur 2 ans compte tenu du fait que les clients peuvent optimiser leur puissance souscrite sur cette période.

54.2 Veuillez présenter un tableau illustrant les impacts tarifaires pour la clientèle du tarif L et LG, des modalités de facturation des kVA excédentaires.

**Réponse :**

**Le tableau R-54.2 présente la répartition des impacts de la facturation des kVA excédentaires associés à un mauvais facteur de puissance pour les clients aux tarifs L et LG.**

La majorité des clients, soit plus de 80 %, ne sont pas affectés par la mesure proposée. Quant aux clients touchés, 6 % ont un impact inférieur à 0,5 %, ce qui correspond à 1 600 \$ en moyenne annuellement. Les 27 autres clients pour qui l'impact est de 0,5 % et plus ont la possibilité d'installer des condensateurs. La période de récupération de l'investissement requis est alors généralement courte. Bien que la mesure ne touche que très peu de clients actuellement au tarif L, sa mise en place vise davantage les clients du tarif M qui migreront vers un tarif de grande puissance pour des raisons économiques malgré un appel de puissance inférieur à 5 000 kW. La mesure proposée vise à inciter ces clients à installer les équipements requis pour se conformer aux exigences des tarifs de grande puissance.

**TABLEAU R-54.2  
IMPACT DE LA FACTURATION DES KVA EXCÉDENTAIRES POUR LES CLIENTS  
AUX TARIFS L ET LG**

Répartition des impacts par client	Clients	
	Impact (%)	Nombre
Aucun impact	186	82%
]0; 0,5[	14	6%
[0,5; 1,5[	24	11%
[1,5; 3,6]	3	1%

**55. Référence :** Pièce B-0049, p. 29 et 30.

**Préambule :**

À la référence, le Distributeur indique que « à la suite de l'entrée en vigueur de la Loi sur le budget du 30 mars 2010, le tarif L est défini à l'article 52.1.1 de la LRÉ [...]. Cette loi reprend la définition d'activité industrielle et la notion de « principalement » de la définition de client industriel qui sont inclus au texte des Tarifs. [...] La notion de « principalement » laisse supposer qu'un client au tarif L pourrait, pour une certaine portion de sa charge, utiliser l'électricité qui lui est livrée à des fins autres qu'industrielles ».

Le Distributeur indique également que « À la lumière d'une analyse de la clientèle actuellement au tarif L, le Distributeur propose d'introduire, comme au tarif domestique, des règles d'admissibilité dans le cas d'usages mixtes. Ces règles visent à bien encadrer la mise en place de cette nouvelle tarification à l'usage et pour des fins pratiques et économiques, à limiter à un niveau marginal la charge non industrielle au tarif L. En conséquence, si la puissance associée aux activités non industrielles est supérieure au moindre de 1 000 kW ou 10 % de la puissance souscrite, la consommation d'électricité qui n'est pas directement associée à une activité industrielle devra faire l'objet d'un mesurage distinct et être facturée au tarif général approprié ».

**Demande :**

55.1 Veuillez justifier les seuils de 1 000 kW et de 10 % et fournir les caractéristiques de la clientèle des tarifs L et LG en terme de nombre, de puissance, de proportion des activités industrielles ou non industriel, etc.



**Réponse :**

Le seuil de 1 000 kW ou 10 % de la puissance souscrite vise à assurer que les charges ajoutées à un abonnement au tarif L ne viennent pas concurrencer des charges similaires au tarif M. Cependant, ce seuil ne doit pas être trop bas, car il est alors trop facile de l'atteindre. Ainsi, un seuil inférieur à 1 000 kW ou 10 % de la puissance souscrite pourrait entraîner une lourdeur administrative en ce qui a trait au suivi et à la validation de l'utilisation de l'électricité par les clients industriels de grande puissance.

Le Distributeur a analysé l'utilisation de l'électricité de tous les clients industriels de grande puissance afin de vérifier si certains de ceux-ci pouvaient être affectés par cette contrainte. Seulement deux clients avec des usages mixtes ont été identifiés : un dont la puissance maximale associée aux usages non industriels est négligeable, et un autre, dont la puissance non industrielle représentait près de 50 % de sa charge. Dans ce dernier cas, il s'agit d'un client qui a regroupé plusieurs charges de natures diverses au tarif M afin d'avoir accès au tarif L de grande puissance. Ce client sera facturé au tarif LG.

C'est avant tout pour limiter à l'avenir les problèmes d'application que le Distributeur propose d'encadrer la mise en place de cette nouvelle tarification à l'usage par l'introduction d'une limite quantitative de 1 000 kW ou 10 % de la puissance souscrite pour les charges associées à des activités non industrielles admissibles au tarif L.

Les caractéristiques de la clientèle des tarifs L et LG sont présentées au tableau A-10 de la pièce HQD-13, document 2 (B-0049). De plus, le Distributeur ajoute que la puissance facturée en 2012 correspond à 48 089 MW au tarif L et à 16 683 MW au tarif LG.

**Autres tarifs généraux**

- 56. Références :**
- (i) Tarifs et conditions du Distributeur au 1<sup>er</sup> avril 2013, p. 85;
  - (ii) Pièce B-0049, p. 30 à 31;
  - (iii) Pièce B-0049, p. 32.

**Préambule :**

(i) Actuellement, le domaine d'application du tarif de maintien de la charge s'applique « à un abonnement détenu par un client industriel qui, conformément au texte des tarifs et conditions du Distributeur en vigueur, est assujéti au tarif L à la date d'adhésion au tarif de maintien de la charge ou qui a été assujéti au tarif L au cours des

trois années précédant la date d'entrée en vigueur du présent texte des tarifs et conditions du Distributeur ». [nous soulignons]

(ii) À la page 30, le Distributeur propose de simplifier le domaine d'application du tarif de maintien de la charge en référant directement au tarif L comme suit :

*« Le tarif de maintien de la charge s'applique à un abonnement assujetti au tarif L à la date d'adhésion au tarif de maintien de la charge ».*

(iii) Le Distributeur propose « d'élargir le tarif G-9<sup>39</sup> aux clients de grande puissance plutôt que d'introduire un tarif pour faible FU dérivé du tarif L. [...] Le Distributeur prévoit qu'un seul client se prévaudra de ce tarif ».

**Demandes :**

56.1 Veuillez élaborer sur la modification apportée au domaine d'application du tarif de maintien de la charge et ses impacts en indiquant notamment le nombre de clients « assujetti au tarif L au cours des trois années précédant la date d'entrée en vigueur du présent texte des tarifs et conditions du Distributeur » qui ne pourrait plus bénéficier du tarif de maintien de la charge.

**Réponse :**

**Cette modification découle du retrait de la définition de « client industriel » à l'article 1.1 des Tarifs et conditions et ne vise pas à changer le domaine d'application du tarif de maintien de la charge.**

**Par ailleurs, pour qu'un client soit admissible au tarif de maintien de la charge, il doit être facturé au tarif L. Un client de grande puissance qui aurait transféré au tarif M suite à l'arrêt de ses opérations, sera admissible au tarif de maintien de la charge lorsqu'il redémarrera ses opérations et s'engagera pour une puissance souscrite de 5 000 kW et plus.**

56.2 Veuillez justifier plus en détail la pertinence d'élargir le tarif G-9 au bénéfice d'un seul client.

**Réponse :**

**Le Distributeur trouve justifié d'ouvrir le tarif G-9 aux clients de grande puissance, car il n'y a pas de tarif pour faible facteur d'utilisation pour cette catégorie de clients. Bien qu'il n'anticipe pas d'autre client pour l'instant, le fait d'élargir l'admissibilité au tarif G-9 permettra de répondre à toute demande éventuelle en ce sens, ce qui ne peut être fait pour l'instant. De plus, le Distributeur trouve plus judicieux d'élargir**

**un tarif existant plutôt que d'introduire un autre tarif pour un si faible potentiel.**

**Tarification applicable au Nord du 53<sup>e</sup> parallèle**

**57. Référence :** Pièce B-0049, p. 27.

**Préambule :**

*« Quant à la clientèle de petite et moyenne puissance, comme elle est très hétérogène comparativement à la clientèle résidentielle, ses caractéristiques de consommation ne permettent pas au Distributeur d'établir un seuil au-delà duquel l'usage de l'électricité pourrait être limité par l'application d'un prix d'énergie plus élevé. Le signal de prix passe plutôt par l'interdiction, à l'article 7.4 du texte des Tarifs, d'utiliser l'électricité et par la facturation, si le client contrevient à cette disposition, de toute la consommation à un prix dissuasif de 71,13 ¢/kWh (au 1<sup>er</sup> avril 2013). En raison de cette tarification, le chauffage électrique chez la clientèle générale de petite et moyenne puissance ne constitue pas un enjeu ».*

**Demandes :**

57.1 Veuillez indiquer le nombre de clients qui ont été facturés au taux de 71,13 ¢/kWh au cours des dernières années.

**Réponse :**

**Le nombre de clients des tarifs généraux facturés au prix dissuasif est relativement stable d'année en année. Au cours de l'année 2012, 30 des quelque 760 abonnements ont été facturés au prix dissuasif.**

57.2 Veuillez indiquer les moyens utilisés en pratique par le Distributeur pour s'assurer que les dispositions de l'article 7.4 sont respectées dans les faits.

**Réponse :**

**Le Distributeur effectue des inspections systématiques lors des nouveaux raccordements de clients généraux au nord du 53<sup>e</sup> parallèle et des inspections périodiques des clients généraux existants.**

57.3 Veuillez élaborer sur l'intérêt des compteurs de nouvelle génération à ce sujet et indiquer si leur déploiement au Nord du 53<sup>e</sup> parallèle ne mériterait pas d'être priorisé.

**Réponse :**

**Le compteur de nouvelle génération ne permet pas d'identifier les usages pour lesquels le client consomme son électricité.**

- 58. Références :**
- (i) Pièce B-0049, p. 26;
  - (ii) Pièce B-0049, p. 25;
  - (iii) Pièce B-0038, p. 6 et 7;
  - (iv) Pièce B-0038, p. 16 à 20.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur explique le défi de sensibiliser les consommateurs au fait de ne pas consommer d'énergie dans la 2<sup>e</sup> tranche de facturation en énergie, au-delà de 30 kWh/jour, surtout quand la facturation au tarif D est gérée par des organismes qui ont un grand nombre de factures à administrer et qui ne sont pas nécessairement sensibles au nombre de leurs abonnements qui ont une consommation significative en 2<sup>e</sup> tranche.

(ii) Le Distributeur explique que tous les logements au nord du 53<sup>e</sup> parallèle disposent d'un système de chauffage au mazout et que la consommation au-delà de 30 kWh/jour ne représente que 12 % de la consommation totale des 4 900 abonnements au tarif D.

(iii) Le Distributeur explique la méthodologie particulière qui a été adoptée pour évaluer le PTÉ de gestion de la demande en puissance dans les réseaux autonomes.

(iv) Le Distributeur présente le PTÉ de l'ensemble des mesures de gestion de la demande en puissance qu'il a considérées pour les différents réseaux autonomes. Les tableaux 17 à 22 listent l'ensemble des mesures considérées. Le Distributeur explique que le potentiel de gestion de la demande en puissance dans les réseaux où il n'y a pas de chauffage tout électrique (TAE) est beaucoup plus limité. Pour l'ensemble des réseaux du Nunavik (Tableau 18), seuls les potentiels dans l'utilisation des sècheuses, des laveuses et de l'éclairage ont été considérés dans le résidentiel, en ajoutant la gestion du débit de ventilation dans le marché commercial. Dans le secteur résidentiel, seules des mesures comportementales ou de télé contrôle, ce qui implique des coûts de télécommunication non encore considérés, ont été envisagées.

**Demandes :**

- 58.1 Veuillez élaborer sur l'intérêt des compteurs de nouvelle génération pour aider les organismes ayant en charge les factures au tarif D à administrer ces factures et à prioriser des interventions de sensibilisation. Le cas échéant, veuillez indiquer si leur déploiement au Nord du 53<sup>e</sup> parallèle pourrait être priorisé.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 57.3.**

58.2 Considérant que tous les logements disposent d'un chauffage au mazout au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, veuillez indiquer quelle est la demande de pointe typique à l'intérieur de laquelle une résidence au tarif D au nord du 53<sup>e</sup> parallèle peut combler les besoins de base en électricité en excluant les chauffages d'appoint et le chauffage de l'eau.

**Réponse :**

**Le Distributeur n'est pas en mesure de déterminer la demande de pointe typique associée aux usages de base d'une résidence au tarif D au nord du 53<sup>e</sup> parallèle. Voir également la réponse à la question 3.11 du GRAME à la pièce HQD-15, document 7.**

58.3 Veuillez élaborer sur les avantages et les inconvénients, pour le Distributeur comme pour les consommateurs et pour les organismes qui gèrent leurs factures, d'une facturation en puissance à un niveau nettement inférieur à 50 kW, spécifique aux réseaux au Nord du 53<sup>e</sup> parallèle, comme alternative ou en complément à la facturation à un taux dissuasif de la deuxième tranche au-delà de 30 kWh par jour.

**Réponse :**

**Le Distributeur propose d'accentuer graduellement le signal de prix au-delà du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie pour refléter à terme le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle afin de sensibiliser les organismes à la nécessité d'apporter une attention particulière à la consommation en 2<sup>e</sup> tranche. Pour être efficace, le signal de prix doit être bien compris par la clientèle visée. À cet égard et considérant la taille des clients visés, un signal de prix en énergie est plus simple d'application et de compréhension qu'une structure binôme en puissance et énergie.**

**C'est d'ailleurs pour cette raison que la Régie a approuvé dans sa décision D-2005-34 le passage du seuil de facturation de la puissance au tarif G de 40 à 50 kW. Voir également la réponse à la question 51.4.**

**MODIFICATIONS AUX TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR**

**Tarifs généraux (M)**

- 59. Références :** (i) Tarifs et conditions du Distributeur au 1<sup>er</sup> avril 2013, p. 35;  
(ii) Pièce B-0051, p. 40.

**Préambule :**

Selon la référence (i), le tarif M « *ne s'applique pas à l'abonnement dont la puissance maximale appelée est toujours inférieure à 50 kilowatts pendant les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée* ».

À la référence (ii), le Distributeur propose que le tarif M « *ne s'applique pas à l'abonnement dont la puissance maximale appelée ne dépasse jamais 50 kilowatts pendant les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée* ». [nous soulignons]

**Demande :**

- 59.1 Veuillez confirmer que l'effet du changement proposé serait que, contrairement au domaine d'application actuellement en vigueur au tarif M, les clients du tarif M dont la puissance maximale atteindrait 50 kilowatts au cours des 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée, pourraient conserver ce tarif.

**Réponse :**

**Un client dont la puissance maximale appelée au cours des 12 dernières périodes mensuelles de consommation est de 50,0 kW conserverait le tarif M.**

**Par ailleurs, ce nouveau libellé permet d'harmoniser davantage le seuil d'admissibilité au tarif M avec le seuil de facturation de la puissance aux tarifs D et G. En effet, puisque la facturation de la puissance aux tarifs D et G ne s'applique qu'au-delà de 50 kW, le tarif M ne s'applique pas aux clients des tarifs D et G qui ne sont jamais facturés en puissance.**