

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1
DE LA RÉGIE**

**RÉFLEXION EN COURS SUR LES ÉCARTS DE RENDEMENT
ET LA POLITIQUE FINANCIÈRE**

1. **Référence :** Pièce B-0008, pages 9 et 10.

Préambule :

« Lors des audiences relatives au dossier tarifaire 2012-2013, le Distributeur s'est engagé à proposer un mécanisme de partage des écarts de rendement conditionnellement à une révision de la méthode d'établissement du taux de rendement des capitaux propres. Cet engagement vise à répondre aux préoccupations exprimées par la Régie et certains intervenants quant aux écarts entre le rendement réel et celui déterminé aux fins de fixation des tarifs au cours des dernières années.

[...]

Par conséquent, un document conjoint du Distributeur et du Transporteur sera déposé en septembre 2012 afin d'amorcer une démarche, laquelle conduira à la révision de la politique financière et à une proposition de traitement des écarts de rendement pour les deux divisions. Ce document présentera, notamment un calendrier des travaux à réaliser et du processus d'information et de consultation auprès de la Régie et des intervenants, ainsi qu'un balisage des pratiques observées dans ce domaine.

Pendant que la démarche suit son cours, le Distributeur entend informer la Régie de l'évolution de sa situation financière 2012, notamment de l'impact sur ses coûts de ses efforts d'efficacité, et ce, afin de permettre une meilleure appréciation des prévisions intégrées au dossier pour l'année témoin 2013. À cet égard et en réponse à la demande de la Régie, le Distributeur mettra à jour, au début de 2013, les taux sous-jacents au coût de la dette, à l'instar du taux de rendement des capitaux propres.

[Nous soulignons]

Demandes :

1.1 Veuillez fournir la prévision du bénéfice réglementé de l'année de base 2012 (4/8 2012) qui correspond au produit de la base de tarification de l'année de base et du rendement sur l'avoir propre anticipé. Veuillez fournir le même niveau de détail que les tableaux R-71.1-A et R-71.1-B du dossier R-3776-2011, pièce B-0067, page 28.

Réponse :

Les tableaux R-1.1-A et R-1.1-B présentent respectivement la prévision du bénéfice réglementé et le calcul du rendement sur l'avoir propre anticipé de l'année de base 2012.

**TABLEAU R-1.1-A
PRÉVISION DU BÉNÉFICE NET RÉGLEMENTÉ DE L'ANNÉE DE BASE 2012 (EN M\$)**

	Référence	Année de base 2012
Ventes publiées	non versé au dossier	10 281,2
Nivellement	HQD-8, document 7, page 21	78,8
Ajustement - Provision réglementaire 2011	R-3776-2011, HQD-18, document 1, page 5	12,6
Provision réglementaire 2012 récupérée en 2013	R-3776-2011, HQD-18, document 1, page 5	(14,2)
Revenus autres que ventes d'électricité	HQD-9, document 1, page 3	175,8
Revenus requis excluant les capitaux propres		(10 283,8)
Revenus requis	HQD-4, document 1, page 5	(10 505,3)
Capitaux propres (bénéfice réglementé)	HQD-4, document 1, page 7	221,5
Prévision du bénéfice réglementé		250,4

**TABLEAU R-1.1-B
CALCUL DU RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE ANTICIPÉ DE L'ANNÉE DE BASE 2012 (EN M\$)**

	Année de base 2012
Prévision du bénéfice net réglementé	250,4
Base de tarification (moyenne 13 mois)	9 935,773
Taux pondéré des capitaux propres anticipé	2,52%
Rendement sur l'avoir propre anticipé	7,20%
Structure de capital autorisé	35%

1.2 Veuillez présenter l'évolution à ce jour de la situation financière 2012 du Distributeur, notamment l'impact sur ses coûts de ses efforts d'efficience, par rapport aux prévisions de l'année de base 2012 (4/8 2012) intégrées au dossier tarifaire 2013. Veuillez fournir le détail des impacts sur le bénéfice réglementé 2012, par rubrique.

Réponse :

Dans la pièce HQD-1, document 1, le Distributeur s'est engagé à informer la Régie de l'évolution de sa situation financière 2012 afin de permettre une meilleure appréciation des prévisions intégrées au dossier pour l'année témoin 2013.

Dans un souci de fournir à la Régie la meilleure information pour répondre à la présente demande, le Distributeur tient à déposer les données les plus précises et les plus fiables possibles. Pour ce faire, le meilleur scénario que le Distributeur peut présenter repose sur une mise à jour des principales données financières sur la base de dix mois réels et deux mois projetés. De plus en procédant ainsi, le Distributeur veut éviter tout risque de confusion en minimisant le nombre de mises à jour et en réduisant, de ce fait, les conciliations entre les versions.

Le Distributeur propose donc respectueusement à la Régie de déposer quelques jours avant le début des audiences, l'évolution de sa situation financière 2012 à partir d'une mise à jour sur la base de dix mois réels et de deux mois projetés.

2. **Référence :** Rapport annuel 2011, pièce HQD-2, document 3, page 4.

Préambule :

La Régie note qu'en 2011, le Distributeur a réalisé un excédent de rendement, pour un montant de 101,2 M\$.

Voici l'évolution des excédents ou déficits de rendement sur la période 2004-2011 :

Année	Réel	Budget autorisé	Écart
2011	367,3	266,1	101,2
2010	447,3	275,9	171,4
2009	345,9	240,2	105,7
2008	298,2	271,6	26,6
2007	259,7	250,3	9,4
2006	181,0	248,4	-67,4
2005	222,1	257,9	-35,8
2004	253,5	267,7	-14,2
			296,9

Sources : Rapports annuels 2005 à 2011, pièce HQD-2, document 3, page 4; Rapport annuel 2004, pièce HQD-2, document 2, page 4.

Dans son rapport annuel, le Distributeur présente les écarts entre l'état des résultats réglementés réalisés et les revenus requis autorisés.

(en M\$)	2011	2010	2009
Hausse des ventes nettes des achats	37,6	78,3	-4,0
Hausse des revenus autres que ventes d'électricité	6,9	20,9	35,0
Baisse des charges d'exploitation	15,9	32,1	44,2
Baisse des amortissements et taxes	28,3	24,8	1,3
Baisse du coût du capital	12,5	15,3	29,3
Total	101,2	171,4	105,7

Sources : Rapports annuels 2009 à 2011, pièce HQD-2, document 3, page 4.

Demande :

- 2.1** Compte tenu que le résultat de la réflexion sur les écarts de rendement et la politique financière n'est pas intégré dans les revenus requis 2013 et de l'importance des écarts prévisionnels depuis 2009, veuillez commenter sur la possibilité d'introduire des comptes d'écarts pour certaines rubriques de coûts ou de revenus pour capter les « trop perçus » pour la période de transition.

Réponse :

Tel qu'expliqué à la pièce HQD-1, document 1, le Distributeur est disposé à présenter l'évolution de sa situation financière 2012 afin de permettre une meilleure appréciation des prévisions intégrées au dossier pour l'année témoin 2013. Ainsi, le Distributeur déposera une mise à jour de sa situation financière 2012, tel que mentionné en réponse à la question 1.2.

Dans ce contexte, le Distributeur ne juge pas nécessaire l'introduction de compte d'écarts pour certaines rubriques de coûts ou de revenus, car il considère qu'en présentant cette mise à jour, la Régie disposera de toute l'information pour apprécier la justesse des prévisions permettant ainsi de fixer en toute équité les tarifs applicables au 1^{er} avril 2013.

La position du Distributeur sur la mise en place de comptes d'écarts a été clairement énoncée en réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie dans le dossier R-3776-2011. Le Distributeur considère que l'argumentation qui prévalait dans ce dossier continue de prévaloir dans le présent dossier. Ainsi, le Distributeur est toujours d'avis qu'il ne peut discuter de l'implantation éventuelle d'un mécanisme de partage des écarts ou de l'utilité des comptes d'écarts sans revoir simultanément la façon dont est établi le rendement du Distributeur. Ces questions sont interreliées et, de ce fait, doivent être abordées comme un tout tel que le soulignait d'ailleurs la Régie dans sa décision D-2005-34 aux pages 48 et 49 :

Cependant, la décision d'autoriser le recours à un tel mécanisme doit être située dans son contexte propre et reposer sur l'analyse de l'ensemble des risques auquel est soumis un Distributeur. La Régie tient compte des circonstances particulières à chaque distributeur et des informations déposées au dossier avant de rendre sa décision.

Dans le cas présent, la limitation proposée du risque du Distributeur passe par le transfert à sa clientèle d'un risque important, du moins à première vue. La Régie doit tenir compte du fait que le Distributeur est en mesure de contrôler certains éléments de ce risque. En conséquence, la Régie doit agir avec précaution avant d'octroyer à la pièce chacun des mécanismes de *pass-on* demandés.

À cet effet, le Distributeur juge important de prendre en compte la démarche de consultation sur la politique financière et les mécanismes de traitements des écarts, démarche amorcée le 28 septembre 2012 avec le dépôt d'un document conjoint du Distributeur et du Transporteur. Le Distributeur soumet que c'est seulement à l'issue de cette démarche et de l'examen de la proposition formelle qui suivra que pourra être envisagée la possibilité d'ajouter ou de retirer des comptes d'écarts. De plus, dans un souci de cohérence, il ne peut envisager la situation de l'ajout provisoire de comptes d'écarts sans examiner leur impact sur la politique financière. En outre, il ne serait pas souhaitable d'ajouter des comptes alors que la proposition découlant de la démarche de consultation serait de les retirer.

La démarche ayant été formellement approuvée par la Régie dans sa décision D-2012-097, toute discussion dans le présent dossier sur l'introduction de comptes d'écarts de nature provisoire apparaît prématurée, tel que la Régie le reconnaissait d'ailleurs au paragraphe 30 de sa décision D-2012-024. Ainsi, des discussions quant à la possibilité d'introduire des comptes d'écarts pour certaines rubriques de coûts ou de revenus constituent un devancement des travaux amorcés par la démarche de consultation. Un tel devancement pourrait également porter atteinte à l'intégrité du processus et du cadre réglementaire prévalant depuis plusieurs années.

PRÉVISION DES VENTES

- 3. Références :** (i) Pièce B-0013, pages 5 et 6;
(ii) Pièce B-0013, page 7.

Préambule :

(i) « Pour l'année 2013, les variations de ventes anticipées par rapport à 2012 (ventes normalisées) se retrouvent principalement aux catégories de consommateurs D, G, M, L et aux contrats spéciaux.

Ces variations s'expliquent ainsi :

- **Croissance de 704 GWh au tarif D :**
 - Croissance du nombre d'abonnements résultant des mises en chantier prévues de 45 100 unités;
 - Croissance du revenu réel du travail de 3,2 % en 2013 ;
 - Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance.
- **Décroissance de 387 GWh aux tarifs G, G-9 et M :**
 - Décroissance prévue de l'activité économique au secteur industriel PME compensée en partie par la croissance au secteur commercial et institutionnel ;
 - Déploiement d'économies d'énergie contribuant à mitiger la croissance ;
 - Outre ces éléments, les variations prévues aux tarifs G, G-9 et M résultent de transferts de clients découlant de la réforme des tarifs généraux.
- **Croissance de 438 GWh au tarif L :**
 - Croissance prévue de l'activité économique pour l'ensemble des secteurs. Une décroissance des ventes est prévue uniquement dans le secteur des pâtes et papiers. Le tableau 2 présente les ventes par secteurs d'activité ;
 - Transfert des clients en provenance du tarif M découlant de la réforme des tarifs généraux.
- **Croissance de 1 916 GWh aux contrats spéciaux qui découle essentiellement des besoins importants du client Rio Tinto Alcan sous l'hypothèse d'un conflit de travail à l'usine d'Alma prenant fin en juillet 2012 ».**

(ii) Tableau 2 – Prévision des ventes au tarif L pour les années 2012 et 2013.

Demandes :

- 3.1** Veuillez quantifier (GWh) chacun des facteurs de variations de ventes pour les quatre grandes catégories de clients présentés à la référence (i).

Réponse :

Facteurs de variations de ventes par catégories de consommateurs :

La croissance des ventes de 704 GWh au tarif D s'explique essentiellement par la croissance du nombre d'abonnements (+800 GWh), la croissance du revenu réel du travail de 3,2 % (+320 GWh) et le déploiement d'économies d'énergie (-460 GWh).

La décroissance des ventes de 387 GWh aux tarifs G, G-9 et M s'explique par une décroissance des ventes prévues au secteur industriel PME (-100 GWh), le déploiement d'économies d'énergie (-400 GWh) et le transfert des clients vers le tarif L découlant de la réforme des tarifs généraux (-260 GWh). Cette décroissance est compensée en partie par une augmentation des ventes au secteur commercial et institutionnel (+350 GWh).

La croissance des ventes de 438 GWh au tarif L résulte de la croissance prévue de l'activité économique pour l'ensemble des secteurs (+160 GWh) et du transfert des clients en provenance du tarif M découlant de la réforme des tarifs généraux (+260 GWh).

- 3.2 Veuillez également ventiler les impacts (GWh) de la réforme des tarifs généraux pour chacun des tarifs G, G-9 et M.

Réponse :

Le transfert des clients entre les tarifs G, G-9, M et L en raison de la réforme des tarifs généraux occasionne des impacts nets sur les ventes de -340 GWh au tarif G, +20 GWh au tarif G-9 et +60 GWh au tarif M.

- 3.3 Veuillez préciser ce qu'advient de l'impact sur les ventes aux contrats spéciaux du conflit de travail à l'usine d'Alma du client Rio Tinto Alcan, considérant que la production de l'usine est inférieure à son niveau dit normal malgré la fin du conflit en juillet dernier.

Réponse :

Le Distributeur anticipe que la reprise de la production à l'usine d'Alma du client Rio Tinto Alcan sera complète au début de l'année 2013, et ce, bien qu'elle ait été plus lente que prévue depuis la fin du conflit de travail en juillet 2012. Cette reprise se fonde sur la planification des achats d'électricité et le contexte hydraulique du client Rio Tinto Alcan. Par conséquent, le Distributeur ne considère pas d'autres scénarios pour les ventes prévues aux contrats spéciaux en 2013.

4. Référence : Pièce B-0013, pages 9 et 10.

Préambule :

« Pour l'année 2012, les variations de ventes anticipées par rapport à 2011 (ventes normalisées) se retrouvent principalement aux catégories de consommateurs D, G, M et L (voir tableau 4).

Ces variations s'expliquent ainsi :

- Croissance de 918 GWh au tarif D :
 - Croissance du nombre d'abonnements résultant des mises en chantier prévues de 44 300 unités ;
 - Croissance du revenu réel du travail de 2,7 % en 2012.
- Croissance de 137 GWh aux tarifs G, G-9 et M provenant de l'activité économique au secteur commercial et institutionnel.
- Décroissance de 2 067 GWh au tarif L causée par la fermeture en décembre 2011 de l'usine Stadacona de White Birch et la fin du contrat temporaire au tarif L du client Rio Tinto Alcan, le 15 juillet 2011.
- Ventes stables aux contrats spéciaux (croissance de seulement 53 GWh) : la consommation plus faible que prévue du client Rio Tinto Alcan, résultant du conflit de travail à son usine d'Alma en 2012, est compensée par la croissance des ventes des autres clients des contrats spéciaux ».

Demandes :

4.1 Veuillez quantifier (GWh) chacun des facteurs de variations de ventes pour le tarif D présentés à la référence.

Réponse :

La croissance des ventes de 918 GWh en 2012 au tarif D s'explique par la croissance du nombre d'abonnements (+700 GWh) et la croissance du revenu réel du travail de 2,7 % (+270 GWh).

4.2 Au tarif L, veuillez ventiler la décroissance de 2 067 GWh entre les impacts sur les ventes de la fermeture de l'usine de White Birch et de la fin du contrat de Rio Tinto Alcan.

Réponse :

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

- 4.3 Aux contrats spéciaux, veuillez ventiler la croissance de 53 GWh entre les impacts sur les ventes du conflit de travail chez Rio Tinto Alcan et des activités des autres clients des contrats spéciaux.

Réponse :

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

5. **Références :**
- (i) Pièce B-0013, page 13;
 - (ii) Pièce B-0013, pages 14 et 15;
 - (iii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0013, page 20.

Préambule :

- (i) Tableau 5 – Prévision économique du Québec
- (ii) Tableau 6 – Comparaison de la prévision économique du Québec
- (iii) Tableau 7 – Présentation et comparaison de la prévision du prix des combustibles – Révision de mai 2011

Demandes :

- 5.1 Pour les données aux tableaux des références (i) et (ii), veuillez préciser de quelle révision de la prévision de la demande proviennent-elles?

Réponse :

La prévision économique présentée aux références (i) et (ii) est basée sur un ensemble d'informations disponibles en mai 2012.

- 5.2 Veuillez présenter les principaux facteurs (autre les dates de prévisions) qui expliquent les écarts de prévisions entre le Distributeur et le Ministère des Finances du Québec au sujet de la croissance de l'emploi au Québec pour 2012 et 2013.

Réponse :

La prévision du Distributeur de la croissance de l'emploi de 0,7 % en 2012 tient compte des résultats d'emploi de l'Enquête sur la population active de Statistique Canada pour le premier trimestre 2012, qui sont inférieurs à ceux escomptés. Cette prévision correspond à un nombre d'emplois se situant entre la prévision du Conference Board of Canada et celle d'IHS Global Insight.

Pour 2013, le Distributeur retient une croissance de l'emploi de 2,1 % qui correspond à un nombre d'emplois prévus du même ordre de grandeur que celui d'IHS Global Insight.

Ainsi, sur la période 2011-2013, le taux de croissance annuel moyen de l'emploi prévu par le Distributeur se situe à 1,4 % et est comparable à celui d'IHS Global Insight (1,5 %).

Le Distributeur ne dispose pas d'informations sur les hypothèses qui sous-tendent la prévision du ministère des Finances du Québec.

5.3 Veuillez compléter le tableau de la référence (i) en y incluant les valeurs réelles pour 2011.

Réponse :

Le tableau R-5.3 complète le tableau de la référence (i) en incluant les valeurs réelles de 2011.

**TABLEAU R-5.3
VALEURS RÉELLES DE 2011 POUR LES PRINCIPALES VARIABLES ÉCONOMIQUES**

	2011 ²	2012	2013
Croissance du PIB total ¹ (%)	1,7	1,0	2,0
Croissance du PIB manufacturier ¹ (%)	0,0	1,4	-0,9
Croissance du PIB tertiaire ¹ (%)	1,7	1,7	1,6
Croissance de l'emploi total (%)	1,0	0,7	2,1
Croissance du revenu du travail ¹ (%)	1,3	2,7	3,2
Mises en chantier (milliers)	48,4	44,3	45,1

1) Les croissances du PIB total, manufacturier et tertiaire ainsi que celle du revenu du travail sont exprimées en termes réels, c'est-à-dire nettes de l'inflation.

2) Pour 2011, les croissances du PIB total, manufacturier, tertiaire et du revenu du travail sont celles estimées par l'Institut de la Statistique du Québec en date du 24 septembre 2012

5.4 Veuillez mettre à jour les tableaux des références (i) et (ii) en utilisant les plus récentes prévisions économiques des organismes formant le consensus.

Réponse :

Dans les tableaux R-5.4-A et R-5.4-B, le Distributeur met à jour les tableaux des références (i) et (ii) avec les plus récentes prévisions économiques.

**TABLEAU R-5.4-A
PRÉVISION ÉCONOMIQUE DU QUÉBEC
EN DATE DU 12 OCTOBRE 2012**

	2012	2013
Croissance du PIB total ¹ (%)	1,0	1,7
Croissance du PIB manufacturier ¹ (%)	0,5	1,0
Croissance du PIB tertiaire ¹ (%)	1,7	1,7
Croissance de l'emploi total (%)	0,4	1,5
Croissance du revenu du travail ¹ (%)	1,9	2,4
Mises en chantier (milliers)	45,0	42,1

1) Les croissances du PIB total, manufacturier et tertiaire ainsi que celle du revenu du travail sont exprimées en termes réels, c'est-à-dire nettes de l'inflation.

**TABLEAU R-5.4-B
COMPARAISON DE LA PRÉVISION ÉCONOMIQUE DU QUÉBEC
EN DATE DU 12 OCTOBRE 2012**

	2012	2013
Croissance du PIB total ¹ (%)		
Moyenne du consensus	1,4	1,7
Conference Board of Canada	1,4	1,8
Mouvement Desjardins	1,0	1,8
Banque de Montréal	1,3	1,5
Banque TD	1,5	1,7
Banque Royale du Canada	1,0	1,7
Banque Nationale du Canada	1,5	1,7
Banque Scotia	1,5	1,6
Banque Laurentienne	1,6	1,7
Banque CIBC	1,8	1,8
IHS Global Insight	1,3	1,6
SCHL	1,3	2,0
Ministère des Finances du Québec	1,5	1,9
Hydro-Québec	1,0	1,7
Croissance du PIB manufacturier ¹ (%)		
Conference Board of Canada	2,8	3,9
IHS Global Insight	1,8	3,7
Hydro-Québec	0,5	1,0
Croissance du PIB tertiaire ¹ (%)		
Conference Board of Canada	1,3	1,4
IHS Global Insight	1,7	1,7
Hydro-Québec	1,7	1,7
Croissance Revenu du travail ¹ (%)		
Conference Board of Canada	1,2	2,0
IHS Global Insight	2,4	3,2
Hydro-Québec	1,9	2,4

Dates de publication :

Conference Board of Canada, juillet 2012 ; Mouvement Desjardins, Automne 2012 ; Banque de Montréal, septembre 2012 ; Banque TD, septembre 2012 ; Banque Royale du Canada, septembre 2012 ; Banque Nationale du Canada, Été 2012 ; Banque Scotia, août 2012 ; Banque Laurentienne, juillet 2012 ; Banque CIBC, juin 2012.

IHS Global Insight, juillet 2012 ; SCHL, 3e trim. 2012 et ministère des Finances du Québec, juillet 2012.

1) 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.

**TABLEAU R-5.4-B
COMPARAISON DE LA PRÉVISION ÉCONOMIQUE DU QUÉBEC
EN DATE DU 12 OCTOBRE 2012 (SUITE)**

	2012	2013
Croissance de l'emploi au Québec (%)		
Moyenne du consensus	0,3	1,1
Conference Board of Canada	0,6	1,5
Mouvement Desjardins	0,4	1,1
Banque de Montréal	0,3	0,7
Banque TD	0,2	1,0
Banque Royale du Canada	0,3	1,1
Banque Nationale du Canada	0,6	1,0
Banque Scotia	0,2	1,0
Banque Laurentienne	0,3	0,6
Banque CIBC	-0,2	1,2
IHS Global Insight	0,3	1,2
SCHL	0,4	1,6
Ministère des Finances du Québec	0,5	0,9
Hydro-Québec	0,4	1,5

Dates de publication :
 Conference Board of Canada, juillet 2012 ; Mouvement Desjardins, Automne 2012 ; Banque de Montréal, septembre 2012 ;
 Banque TD, septembre 2012 ; Banque Royale du Canada, septembre 2012 ; Banque Nationale du Canada, Été 2012 ;
 Banque Scotia, août 2012 ; Banque Laurentienne, juillet 2012 ; Banque CIBC, juin 2012.
 IHS Global Insight, juillet 2012 ; SCHL, 3e trim. 2012 et ministère des Finances du Québec, juillet 2012.

5.5 Tel qu'à la référence (iii), 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 2011. Veuillez commenter les données du tableau.

Réponse :

Le Distributeur présente à titre indicatif au tableau R-5.5 la moyenne mensuelle des prix à terme quotidiens du prix du pétrole brut West Texas Intermediate sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX), les prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta basés sur la moyenne mensuelle des prix à terme quotidiens du gaz naturel Henry Hub sur le NYMEX ainsi que la comparaison par rapport aux prévisions du consensus.

**TABLEAU R-5.5
PRIX DES COMBUSTIBLES EN DATE DE MAI 2012**

	2011	2012	2013
Prix du pétrole brut West Texas Intermediate (US\$/baril) ¹			
Valeurs moyennes réelles	95,09		
Moyenne du consensus		102,89	105,36
Energy Information Administration		105,72	105,75
Enerdata		103,90	103,02
Global Insight		104,51	114,75
Mouvement Desjardins		98,00	102,00
Sproule		104,47	104,66
AJM Petroleum Consultants		100,75	102,00
Moyenne mensuelle des prix à terme (avril 2012)		103,98	103,99
Prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/Mpc) ²			
Valeurs moyennes réelles	3,46		
Moyenne du consensus		2,12	3,11
IHS CERA		1,88	3,02
AJM Petroleum		2,26	3,25
Sproule		2,21	3,05
Prix basés sur la moyenne mensuelle des prix à terme du Henry Hub (avril 2012)		2,04	2,97

1) Les dates de prévision sont les suivantes : EIA, 10 avril 2012; Enerdata, avril 2012; Global Insight, hiver 2011-2012 publié en avril 2012; Mouvement Desjardins, 10 mai 2012; Sproule, 30 avril 2012; AJM Consultants, 31 mars 2012. La moyenne du consensus est la moyenne des prévisions de ces organismes.

2) Les dates de prévision sont les suivantes : IHS CERA, 23 avril 2012; Sproule, 30 avril 2012; AJM Consultants, 31 mars 2012. La moyenne du consensus est la moyenne des prévisions de ces organismes. Par ailleurs, ces prévisions portent sur les prix AECO alors que les prix présentés par Hydro-Québec sont fondés sur les prix *Empress*. N.B.: 1 MMBtu = 1 Mpc

La moyenne des prix à terme du baril de pétrole brut sur le NYMEX du mois d'avril 2012 est de près de 104 \$ US tant pour 2012 que pour 2013. Le prix a été poussé à la hausse par les tensions géopolitiques au Moyen-Orient et les coupures de production (Mer du Nord et Canada). La crise de la zone euro, des indicateurs décevants aux États-Unis et un net ralentissement de la croissance chinoise pourraient avoir un impact négatif sur le prix du pétrole au deuxième semestre de 2012 et, dans une moindre mesure, en 2013.

La moyenne des prix à terme du gaz naturel Henry Hub sur le NYMEX du mois d'avril est de 2,49 \$ US/MMBtu pour 2012 et de 3,38 \$ US/MMBtu pour 2013 et les prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta, qui en découlent, sont de 2,04 \$ CAN/Mpc pour 2012 et de 2,97 \$ CAN/Mpc pour 2013. La saison de chauffe en Amérique du Nord s'est terminée avec des stocks de gaz très au-dessus de la moyenne des cinq dernières années. Par ailleurs, la production de gaz naturel devrait rester sensiblement la même en 2012 et en 2013.

6. Référence : Pièce B-0013, pages 11 à 14.

Préambule :

Section 2. Contexte économique et énergétique

Demande :

6.1 Veuillez déposer une bibliographie des documents et sources utilisés par le Distributeur pour établir sa prévision économique.

Réponse :

Les documents et sources utilisés par le Distributeur pour établir sa prévision économique sont les versions récentes des documents présentés en réponse à la question 7.1, de la pièce HQD-14, document 1.1, page 20 du dossier tarifaire R-3776-2011.

COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ

7. Références :

- (i) Pièce B-0016, pages 5 et 6;
- (ii) Pièce B-0016, page 6;
- (iii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0066, page 24;
- (iv) New York Independent System Operator (NYISO).
http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.d
[o](#)

Préambule :

(i) « *Pour les besoins de l'hiver 2012-2013, le Distributeur prévoit combler ses besoins de puissance au moyen des marchés de court terme et de l'électricité interruptible. Par contre, les besoins de l'hiver 2014-2015 devront être comblés par des moyens additionnels. La situation est pratiquement inchangée par rapport au dossier R-3776-2011* ».

(ii) « Coût évité en puissance

- *Pour l'hiver 2012-2013 : prix de 10 \$/kW-hiver (\$ 2012, annuité croissante à l'inflation), soit le prix des achats de puissance sur le marché de New York ;*
- *Hivers 2013-2014 et 2014-2015 : croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (\$ 2012, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2015-2016 et pour les années subséquentes ».*

(iii) « Le Distributeur constate que les prix des produits de puissance dans l'état de New York sont actuellement inférieurs au 10 \$/kW-hiver. Ce prix reflète une situation de surplus exceptionnelle et conjoncturelle ».

(iv) *NYISO Monthly Auction Summary – Winter 2011-2012 & Summer 2012*

Demande :

7.1 Compte tenu de la situation persistante des surplus de puissance et des bas prix de la puissance sur le *NYISO Monthly Auction*, veuillez justifier le maintien du signal de 10 \$/kW-hiver en tant que coût évité de court terme en puissance.

Réponse :

En ce qui concerne l'historique des encans mensuels UCAP sur le NYISO présentés en référence (iv), 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. L'historique des résultats des appels de propositions lancés ces dernières années pour l'acquisition de puissance démontre 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 York¹. Le Distributeur considère donc que les prix relevés à la référence (iv) ne constituent pas une représentation fidèle du coût des achats de puissance du Distributeur lorsqu'il s'adresse au marché de UCAP, mais plutôt un indicateur de marché.

Enfin, le Distributeur rappelle que le signal de 10 \$/kW-hiver, en tant que coût évité de court terme, demeure la base de rémunération pour le programme d'électricité interruptible. Pour des raisons de cohérence, si le prix de l'électricité interruptible était abaissé et qu'un effritement de ce moyen s'ensuivait, d'autres moyens devraient être rapidement trouvés pour assurer la fiabilité des approvisionnements. À cet égard, il faut considérer que le recours au marché de New York n'est pas illimité et que le Distributeur devra tôt ou tard devoir diversifier ses sources d'approvisionnement en puissance.

Par ailleurs, selon la référence (iv) et les résultats de l'encan pour l'hiver 2012-2013, les prix des produits de puissance observés sur le NYISO sont à la hausse.

¹ Voir à cet effet les comparaisons de prix présentées en réponse à la question 12.2 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1 du dossier R-3775-2011.

TAUX DE RENDEMENT ET COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

- 8. Références :**
- (i) Décision R-3492-2002, Dossier R-2003-93, page 72;
 - (ii) Décision R-3492-2002, Dossier R-2004-47, page 7;
 - (iii) Pièce B-0014, page 6;
 - (iv) Pièce B-0015, pages 6 et 7.

Préambule :

Dans les décisions en référence (i) et (ii), la Régie demandait que :

(i) « *Dorénavant, le Distributeur et les intervenants devront, au moment de déposer leur preuve, utiliser les données canadiennes de Consensus Forecasts du mois précédant le dépôt. Parmi ces données, le point milieu des prévisions 3 mois et 12 mois du taux des obligations 10 ans du Canada devra être utilisé. À ce point milieu, devra être ajoutée la moyenne des écarts quotidiens entre les taux des obligations 10 ans et 30 ans du Canada de ce même mois* ».

(ii) « *Quant à l'établissement du taux de rendement sur l'avoir propre du Distributeur pour l'année témoin 2004, la Régie demande au Distributeur de l'établir, suivant la formule retenue en Phase 1 du présent dossier, mais à partir de données plus récentes, soit celles du Consensus Forecast du 12 janvier 2004* ».

(iii) Le Distributeur présente le Tableau 2 intitulé Taux de rendement des capitaux propres du Distributeur. Or, pour estimer le Taux sans risque qui sert à déterminer le Taux de rendement des capitaux propres, le Distributeur utilise un taux de 2,350 % correspondant au « *Taux spot de la courbe à terme des obligations du Canada – 30 ans* ».

(iv) Le Distributeur indique « *toutefois, exceptionnellement, compte tenu de la variation importante des taux d'intérêt à long terme du gouvernement du Canada observée entre le début de mai et celui de juin, la prévision du taux sans risque et des taux entrant dans le calcul du coût de la dette repose sur les taux de marché observés fin mai et début juin plutôt que sur les données du Consensus Forecasts de mai 2012* ». Selon le Distributeur, l'utilisation de ce taux « *équivalait à utiliser la moyenne des taux 10 ans, majorée de la moyenne des écarts 30 ans – 10 ans observés pour la même période* ».

Demandes :

- 8.1** Veuillez reproduire le Tableau 2 de la référence (i) en utilisant les données du *Consensus Forecasts* du mois de mai 2012 selon la méthodologie reconnue par la Régie.

Réponse :

Le tableau R-8.1 représente ce qu'aurait donné le tableau 2 de la référence (i) avec les données du *Consensus Forecasts* du mois de mai 2012.

TABLEAU R-8.1

	Historique ¹	Prévisions ²				
	2011	Août 2012 Horizon 3 mois	Mai 2013 Horizon 12 mois	Mai 2014 Horizon 24 mois	2012	2013
Taux de change CAD/USD	0,989	1,002	0,994	1,008	1,000	0,997
Acceptations bancaires canadiennes - 1 mois	1,200%	1,292%	1,517%	n/d	1,276%	1,497%
Acceptations bancaires canadiennes - 3 mois	1,290%	1,377%	1,603%	n/d	1,362%	1,582%
Bons du Trésor canadiens - 3 mois	0,911%	0,996%	1,222%	n/d	1,006%	1,201%
Bons du Trésor américains - 3 mois	0,058%	0,093%	0,156%	n/d	0,094%	0,150%
Taux LIBOR américain - 3 mois	0,286%	0,395%	0,458%	n/d	0,413%	0,452%
Taux LIBOR américain - 6 mois	0,459%	0,602%	0,665%	n/d	0,643%	0,659%
Taux des obligations 5 ans d'Hydro- Québec en dollars canadiens	2,547%	2,088%	2,447%	n/d	2,149%	2,414%
Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien	2,760%	2,197%	2,556%	n/d	2,146%	2,523%
Taux des obligations 30 ans d'Hydro- Québec en dollars canadiens	4,218%	3,768%	4,127%	n/d	3,752%	4,094%

Note :

1. Les données historiques sont tirées de Bloomberg et de la Banque du Canada (taux de change).
2. Les prévisions en italiques sont établies à partir du *Consensus Forecasts*, Consensus Economics Inc, mai 2012.

8.2 Veuillez estimer la hausse tarifaire requise en utilisant le *Taux de rendement sur les capitaux propres* obtenu en réponse à la question précédente.

Réponse :

Avec un taux de rendement sur les capitaux propres de 6,359 %, obtenu en tenant compte des données du tableau de la réponse 8.1, la hausse tarifaire requise s'établirait à 3,2 %.

8.3 Veuillez indiquer la source du « *Taux spot de la courbe à terme des obligations du Canada – 30 ans* ».

Réponse :

La source est l'indice générique GCAN30Y de Bloomberg qui représente le taux observé sur une obligation de référence des obligations gouvernementales canadiennes sur un horizon de 30 ans.

8.4 Fournir la moyenne mensuelle du « *Taux spot de la courbe à terme des obligations du Canada – 30 ans* » pour la période de 12 mois se terminant en juin 2012 et produire une comparaison de ces données avec « *la moyenne des taux 10 ans, majorée de la moyenne des écarts 30 ans – 10 ans observés pour la même période* ».

Réponse :

La moyenne des taux 10 ans est donnée par l'indice GCAN10Y et celle des taux 30 ans par l'indice GCAN30Y. Les données mensuelles sont fournies au tableau R-8.4 pour la période demandée.

TABLEAU R-8.4

Période	Moyennes mensuelles (%)		
	GCAN10Y	GCAN30Y	Écart
juil-11	2,947	3,407	0,460
août-11	2,462	3,079	0,617
sept-11	2,203	2,855	0,652
oct-11	2,293	2,904	0,610
nov-11	2,123	2,734	0,611
déc-11	1,993	2,557	0,564
janv-12	1,979	2,560	0,581
févr-12	2,024	2,615	0,591
mars-12	2,107	2,668	0,561
avr-12	2,068	2,622	0,554
mai-12	1,920	2,456	0,535
juin-12	1,751	2,328	0,577

Ce tableau démontre que le taux spot moyen 30 ans équivaut au taux spot moyen 10 ans majoré de l'écart entre les taux spot moyen 10 ans et 30 ans.

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Normes internationales d'information financière (IFRS)

- 9. Références :** (i) Pièce B-0018, page 5;
(ii) Décision D-2012-021, pages 7 et 17.

Préambule :

(i) « Le 1er janvier 2011, les Normes internationales d'information financière (IFRS) sont entrées en vigueur au Canada en remplacement des principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada pour les entreprises ayant une obligation d'information du public. En septembre 2010, le Conseil des normes comptables (CNC) a autorisé les entreprises à tarifs réglementés à reporter la date de mise en oeuvre des IFRS au 1er janvier 2012 et, en mai 2012, le CNC a statué que ces entités pouvaient bénéficier d'un an de plus pour faire la transition aux IFRS, soit au 1er janvier 2013. Hydro-Québec, étant une entité admissible aux fins de ces reports, a choisi de continuer d'appliquer en 2011 et en 2012 les normes comptables en vigueur avant le basculement, soit les PCGR tels qu'ils sont présentés à la Partie V du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés, « Normes comptables pré-basculement » pour ses états financiers consolidés à vocation générale.

Dans sa décision D-2012-021 du 2 mars 2012, la Régie a approuvé en partie les modifications au 1er janvier 2012 aux méthodes comptables découlant du passage aux IFRS proposées par le Transporteur et le Distributeur dans le dossier R-3768-2011.

Conséquemment, les principales conventions comptables qu'utilise le Distributeur dans l'établissement du présent dossier sont :

- Pour l'année historique 2011, [...].
- Pour l'année de base 2012 et l'année témoin 2013, les conventions comptables reconnues par la Régie dans sa décision D-2012-021 et reposant sur les IFRS. »

[Nous soulignons]

La Régie souligne qu'en septembre 2012, le CNC a autorisé les entreprises à tarifs réglementés à reporter la date de mise en oeuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2014.

(ii) Extraits de la décision D-2012-021, dossier R-3768-2011, concernant la demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux normes IFRS :

« [19] Par ailleurs, la Demanderesse ne remet pas en question le principe reconnu par la Régie favorisant la compatibilité entre les méthodes comptables utilisées pour fixer les tarifs et les conventions comptables reconnues. Elle reconnaît également que la Régie a le pouvoir d'apporter les adaptations à ces méthodes comptables lorsque cela est nécessaire. »

« [74] Bien que la Régie ait toujours discrétion pour déroger aux normes IFRS, elle continue de voir à ce que les méthodes comptables qu'elle utilise pour la fixation des tarifs soient, dans la mesure du possible, les mêmes que les conventions comptables reconnues, qui sont dorénavant les IFRS. [...] »

Demandes :

- 9.1** Veuillez confirmer que le fait de reporter la date de mise en oeuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2013 pour ses états financiers à vocation générale est un choix et non une obligation pour Hydro-Québec.

Réponse :

Le report de la date de mise en œuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2013 pour ses états financiers à vocation générale est un choix pour Hydro-Québec.

- 9.2** Outre le fait que le CNC a autorisé les entreprises à tarifs réglementés à reporter la date de mise en oeuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2013, veuillez justifier le choix d'Hydro-Québec de continuer d'appliquer les PCGR pour ses états financiers consolidés à vocation générale 2012 alors que ses deux entités à tarifs réglementés, soit le Distributeur et le Transporteur appliquent les normes IFRS pour l'année 2012, conformément à la décision D-2012-021.

Réponse :

Le report de la mise en œuvre des IFRS permet à Hydro-Québec de reporter les impacts de la transition aux IFRS dont le principal est l'implantation de l'IAS 19 « Avantages du personnel ». Il permet aussi de maintenir la comptabilisation d'actifs et de passifs réglementaires aux états financiers à vocation générale alors que les IFRS actuelles n'abordent pas les pratiques réglementaires.

- 9.3** Veuillez indiquer les bénéfices et les inconvénients pour Hydro-Québec de reporter la mise en oeuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2013 pour ses états financiers à vocation générale alors que les normes IFRS sont appliquées à compter du 1^{er} janvier 2012 dans ses états financiers réglementaires.

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.2.

IAS 19R Avantages du personnel

- 10. Références :** (i) Pièce B-0018, page 9;
(ii) Pièce B-0024, page 29, annexe C, tableaux 1 et 2.

Préambule :

(i) « En vertu de l'IAS 19 actuellement en vigueur, l'évaluation du coût des prestations de retraite comptabilisé en résultat net comprend le coût financier de l'obligation au titre des prestations définies et le rendement attendu des actifs du régime.

L'IAS 19R élimine le concept de « rendement attendu des actifs du régime » et le remplace par celui de « produit d'intérêts généré par les actifs du régime ». Celui-ci est calculé au moyen du même taux d'actualisation que celui utilisé pour calculer le coût financier relatif à l'obligation au titre des prestations définies. Ainsi, les intérêts nets calculés selon l'IAS 19R entraîneront un coût de financement plus élevé pour le régime de retraite puisque le taux de rendement attendu sur les actifs du régime est supérieur au taux d'actualisation du passif. L'impact sur les revenus requis 2013 du Distributeur se traduit par une augmentation de 53,5 M\$ du coût de retraite. »

(ii) Le Distributeur présente au tableau 1 les composantes du coût de retraite et au tableau 2 les hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite pour les années 2011-2013.

Demandes :

- 10.1** Veuillez déposer les paragraphes de la norme IAS 19 actuellement en vigueur et de la norme IAS 19R qui appuient la demande de modifications.

Réponse :

IAS 19 :

Paragraphe 61 : « Une entité doit comptabiliser en résultat net le total des montants ci-après, sauf si une autre norme impose ou permet de l'incorporer dans le coût d'un actif :

- (a) **le coût des services rendus au cours de la période (voir paragraphes 63 à 91) ;**
(b) **le coût financier (voir paragraphe 82) ;**
(c) **le rendement attendu de tous les actifs du régime (voir paragraphes 105 à 107) et de tous les droits à remboursement (voir paragraphe 104A) ; [...]** » (soulignement ajouté)

Paragraphe 106 : « Le rendement attendu des actifs du régime est établi sur la base des attentes du marché, au début de la période, pour des rendements sur toute la durée de vie de l'obligation correspondante. Le rendement attendu des actifs du régime tient compte de l'évolution de la juste valeur des actifs détenus qui résultera des cotisations effectivement versées au fonds et des prestations effectivement prélevées sur le fonds au cours de la période. »

IAS 19R :

Paragraphe 8 : « Dans la présente norme, les termes suivants ont la signification indiquée ci-après :

Définitions des avantages du personnel [...]

Le passif (l'actif) net au titre des prestations définies est le déficit ou l'excédent, ajusté pour tenir compte de l'effet, le cas échéant, de la limitation au plafond de l'actif du montant de l'actif net au titre des prestations définies. [...] » (soulignement ajouté)

Paragraphe 57 : « La comptabilisation des régimes à prestations définies implique pour l'entité : [...]

(c) qu'elle détermine les montants à comptabiliser en résultat net pour :

- (i) le coût des services rendus au cours de la période (voir paragraphes 70 à 74),
 - (ii) le coût des services passés et le profit ou la perte résultant d'une liquidation, le cas échéant (voir paragraphes 99 à 112),
 - (iii) les intérêts nets sur le passif (l'actif) net au titre des prestations définies (voir paragraphes 123 à 126) ; [...]
- (soulignement ajouté)

Paragraphe 123 : « Le calcul des intérêts nets sur le passif (l'actif) net au titre des prestations définies doit se faire en multipliant le passif (l'actif) net au titre des prestations définies par le taux d'actualisation décrit au paragraphe 83, tels que déterminés au début de l'exercice et compte tenu de la variation du passif (de l'actif) net au titre des prestations définies attribuable aux paiements de cotisations et de prestations au cours de la période. » (soulignement ajouté)

Paragraphe 83 : « Le taux à appliquer pour actualiser les obligations au titre des avantages postérieurs à l'emploi (qu'il s'agisse de régimes capitalisés ou non) doit être déterminé par référence aux taux de rendement, à la fin de la période de présentation de l'information financière, du marché des obligations d'entreprise de haute qualité. [...] » (soulignement ajouté)

10.2 Veuillez fournir le détail du calcul de l'impact sur les revenus requis 2013, soit une augmentation de 53,5 M\$ du coût de retraite. Présenter le détail du calcul du « rendement des actifs » en fonction de la norme IAS 19 actuellement en vigueur et de la norme IAS19R et fournir les taux d'actualisation.

Réponse :

Le tableau R-10.2 présente le détail du calcul de l'augmentation de 53,5 M\$ ainsi que le rendement prévu des actifs. Les taux pour calculer ce rendement sont présentés en réponse à la question 10.3.

**TABLEAU R-10.2
COÛT DE RETRAITE – ANNÉE TÉMOIN 2013 (EN M\$)**

	IAS 19	IAS 19R	Écart
Coût des services rendus	309	316	(7)
Intérêts sur les obligations	890	890	-
Rendement prévu des actifs *	(1 075)	(893)	(182)
Coût de retraite d'Hydro-Québec	124	313	(189)
Quote-part du Distributeur	35,1	88,6	53,5

* Le rendement est calculé sur un actif à la juste valeur estimée à 16,4 G\$ au 1^{er} janvier 2013.

10.3 Veuillez fournir les composantes du coût de retraite (tableau 1 de la référence (ii)) et les hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite (tableau 2 de la référence (ii)) pour l'année 2013 conformément à la norme IAS 19 actuellement en vigueur (avant la révision IAS 19R).

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.2 pour les composantes du coût de retraite.

TABLEAU R-10.3
HYPOTHÈSES ACTUARIELLES UTILISÉES POUR L'ÉVALUATION DU COÛT DE RETRAITE
- ANNÉE TÉMOIN 2013

	IAS 19	IAS 19R
Taux d'actualisation	5,40 %	5,40 %
Taux de rendement prévu des actifs	6,50 %	5,40 %
Taux de croissance des salaires	2,72 %	2,72 %

Résultats de l'exercice de révision des durées d'utilité

- 11. Références :** (i) Pièce B-0018, pages 10 et 11;
(ii) Pièce B-0063, page 3.

Préambule :

(i) « En 2012, le Distributeur a complété les travaux relatifs à la révision de la durée d'utilité des conducteurs moyenne tension, des câbles aériens basse tension, des canalisations souterraines en béton et des poteaux. Aux fins de ses états financiers à vocation générale et conformément à la normalisation comptable en vigueur, le Distributeur a procédé, en 2012, à la révision de la durée d'utilité de ces immobilisations.

Toutefois, afin de respecter la décision D-2012-024 de la Régie, le Distributeur reporte au 1^{er} janvier 2013 l'application de ces révisions de durée d'utilité aux fins d'établissement des revenus requis de l'année témoin 2013. De plus, en respect de la Loi sur Hydro-Québec, les durées d'utilité attribuées à ces catégories d'immobilisations sont limitées à 50 ans aux fins d'établissement des tarifs, bien qu'aux fins des états financiers à vocation générale, la durée d'utilité a été établie à 60 ans pour les catégories d'immobilisations mentionnées précédemment, à l'exception des poteaux qui ont une durée d'utilité de 50 ans. »

(ii) « L'évaluation de la durée d'utilité des actifs est effectuée à partir de modèles statistiques qui considèrent les différentes causes de retraits possibles tels le vieillissement, le renouvellement, le déplacement ou l'enfouissement des actifs. Des informations obtenues relatives à des facteurs influents telles les conditions d'utilisation, la localisation géographique ou les contraintes légales sont également prises en compte dans cette évaluation.

Les résultats les plus récents découlant de la poursuite des analyses et du travail de validation comptable basé sur l'inspection des actifs et sur la prise en compte des autres

causes de retrait justifient l'utilisation d'une durée d'utilité supérieure pour les conducteurs moyenne tension, les câbles aériens basse tension, les poteaux, les canalisations souterraines en béton et les équipements informatiques. »

Demandes :

- 11.1** Veuillez déposer une preuve plus complète sur les travaux relatifs à la révision de la durée d'utilité des conducteurs moyenne tension, des câbles aériens basse tension, des canalisations souterraines en béton et des poteaux. Veuillez présenter, pour ces actifs, les explications des résultats des :
- Modèles statistiques;
 - Causes des retraits;
 - Facteurs influents;
 - Analyses et travaux de validation comptable.

Réponse :

Processus de révision de la durée d'utilité :

Le Distributeur procède annuellement à la révision des durées d'utilité de certains de ses actifs corporels et incorporels. Pour ce faire, il s'appuie sur une expertise interne et sur des analyses effectuées par l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (« IREQ »).

Dans un premier temps, la durée de vie physique pour une catégorie d'actif spécifique est évaluée, entre autres, à partir de données d'inspection ou d'études de l'IREQ. Dans un deuxième temps, afin de déterminer la durée d'utilité de cette catégorie, des ajustements doivent être apportés à la durée de vie physique afin de tenir compte des actifs retirés pour des raisons autres que la vétusté. À titre d'exemple, les retraits lors de bris d'équipements liés à la foudre ou lors de déplacements de portion de réseau. Les notions de durée de vie physique et de durée d'utilité sont définies en réponse à la question 13.1.

Le Distributeur fait, de plus, partie d'un groupe de partage (*Distribution Asset Life Cycle Management Interest Group du Centre for Energy Advancement through Technological Innovation*) qui met à la disposition de ses membres des informations pouvant être utiles à la gestion de leurs actifs. Cependant, les données de balisage obtenues étant générales et ne permettant pas de comparer l'effet des facteurs influents sur les autres entreprises membres et le Distributeur, celui-ci utilise ces informations avec une certaine prudence. Parmi ces facteurs se trouvent notamment les conditions d'utilisation des équipements et les normes internes de renouvellement d'équipement des autres entreprises. De plus, les conditions climatiques auxquelles

sont soumis les équipements du Distributeur ne sont pas nécessairement comparables à celles des autres entreprises. Le Distributeur tient à souligner que les données de balisage ne devraient pas avoir préséance sur les conclusions des analyses des experts quant à la détermination de la durée d'utilité des actifs du Distributeur.

Suite aux analyses et études, dès qu'une information probante permet au Distributeur de réévaluer la durée d'utilité, il doit comptabiliser de façon prospective le changement dans son système comptable et ce, conformément à l'IAS 8.

De plus, afin de respecter la décision D-2012-024 de la Régie relative à la date d'application des révisions de durées d'utilité, fixée au 1^{er} janvier, pour la préparation des états financiers réglementaires, le Distributeur doit maintenir deux registres comptables.

Enfin, dans le cadre de leur examen des états financiers trimestriels, les auditeurs externes d'Hydro-Québec, Ernst & Young et KPMG, ont eu accès aux dossiers de révision des durées d'utilité et ont rencontré, à cet effet, les experts du Distributeur qui ont répondu à leurs questions.

Explication des résultats pour les actifs visés :

Poteaux

La disponibilité de nouvelles données a permis une nouvelle révision de la durée d'utilité des poteaux. En effet, dans le cadre du programme d'inspection des poteaux, le volume des actifs inspectés a augmenté de façon importante soit, quatre fois plus que lors de la première révision des durées d'utilité. Cette inspection a permis au Distributeur d'établir la durée de vie physique de ses poteaux à 60 ans, tel que démontré au graphique 1 de la pièce HQD-7, document 1, page 36.

Compte tenu de l'évolution de ses politiques et procédures de maintenance qui favorisent un remplacement ciblé des poteaux vétustes et compte tenu des résultats d'analyse reliés à l'inspection des poteaux, le Distributeur a obtenu le confort nécessaire pour augmenter la durée d'utilité des poteaux à 50 ans.

Conducteurs moyenne tension

Des analyses techniques ont été effectuées en laboratoire sur des conducteurs retirés du réseau. Ces analyses montrent que ces

conducteurs, dont l'âge moyen approche les 40 ans, sont toujours en bon état. Pour en arriver à ce constat, les experts en ont testé le niveau de rupture mécanique et ont comparé celui-ci au niveau de rupture garanti par un conducteur neuf.

L'augmentation de la durée d'utilité des conducteurs moyenne tension est aussi attribuable à l'évolution des politiques et procédures de maintenance. En effet, la décision de remplacer les conducteurs est prise en se basant sur leurs propriétés intrinsèques. Ils sont donc maintenus en place à moins que la proportion de poteaux vétustes atteigne un seuil où la reconstruction complète du réseau s'avère le choix le plus économique.

Câbles aériens basse tension

Des prélèvements de câbles âgés de 35 à 45 ans ont permis de constater que ces derniers se dégradent très faiblement en fonction du temps. Ils ne sont remplacés que pour des raisons de bris ou de projets de reconstruction. Ainsi, étant donné le faible taux de retraits, le Distributeur a élevé leur durée d'utilité de façon à se rapprocher de leur durée de vie physique.

Canalisations souterraines en béton

La combinaison d'une durée de vie physique élevée grâce, entre autres, à l'amélioration de la qualité des composants (béton) et d'un taux de renouvellement minime justifie une augmentation de la durée d'utilité. De plus, lors du remplacement des câbles, la fonctionnalité des composants de la canalisation pour au moins la durée d'utilité du nouveau câble est vérifiée et généralement, les câbles sont remplacés sans que les composants soient réparés.

Équipements informatiques

La révision de la durée d'utilité des équipements informatiques a été entreprise par le groupe Technologie d'Hydro-Québec pour l'ensemble des divisions. Le travail a porté sur l'analyse des équipements détenus, l'âge moyen de remplacement, les politiques d'entretien et les périodes de garantie. La recommandation de hausser la durée d'utilité des équipements informatiques de 3 à 5 ans découle de l'analyse de ces facteurs.

11.2 Est-ce que les travaux, à partir de modèles statistiques, sont effectués par une firme externe? Si oui, veuillez déposer un sommaire de ces travaux.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

11.3 Veuillez indiquer si les auditeurs externes d'Hydro-Québec ont vérifié les révisions des durées d'utilité effectuées en 2012.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

11.4 Veuillez confirmer qu'il y aura deux systèmes de comptabilisation relatifs aux immobilisations et aux charges d'amortissement, soit pour les états financiers à vocation générale et pour les états financiers réglementaires.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

12. Référence : Pièce B-0018, page 11.

Préambule :

« De plus, en 2012, Hydro-Québec a procédé à la révision de la durée d'utilité de la catégorie Équipement informatique, et ce, pour toutes ses divisions, incluant le Distributeur. Ainsi, la durée d'utilité de cette catégorie a été augmentée de 3 ans à 5 ans en date du 1er avril 2012. Cette révision n'a aucun effet sur les revenus requis du Distributeur pour 2013. »

Demandes :

12.1 Veuillez déposer une preuve plus complète sur les travaux relatifs à la révision de la durée d'utilité des équipements informatiques. Veuillez présenter les explications des résultats des :

- Modèles statistiques;
- Causes des retraits;
- Facteurs influents;
- Analyses et travaux de validation comptable.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

12.2 Veuillez indiquer si la demande de révision de la durée d'utilité de la catégorie des équipements informatiques a été présentée à la Régie dans le dossier tarifaire 2012.

Réponse :

Non, l'information n'était pas disponible lors du dépôt du dossier tarifaire 2012.

12.3 Veuillez indiquer l'impact de cette révision sur les revenus requis 2012.

Réponse :

La révision de la durée d'utilité des équipements informatiques a entraîné une diminution des revenus requis 2012 de 0,9 M\$.

Étant donné que le Distributeur possède peu d'équipements informatiques, que la durée d'utilité de cette catégorie est très courte, et que les impacts individuels des différents actifs s'annulent, il n'y a aucun impact sur les revenus requis 2013.

- 13. Références :**
- (i) Pièce B-0063, pages 4 à 6, tableaux 1 à 5;
 - (ii) Pièce B-0063, page 6, tableau 6;
 - (iii) Décision D-2011-028, pages 29 et 30.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente les résultats des exercices de balisage relatifs aux durées d'utilité. Il indique que les balisages ont été effectués dans le cadre de groupes de travail. Voici le sommaire des résultats :

Tableau (en nb années)	Exercice	Actifs	Balisage Durée de vie physique (moyenne)	Balisage Durée d'utilité (moyenne)	HQD (1) Durée d'utilité initiale	HQD (1) Durée d'utilité révisée
1	2009	Conducteurs	60	40	30	50

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

		moyenne tension				
2	2010	Câbles aériens basse tension	ND	43	30	50
3	2009	Poteaux	57	40	40	50
4	2012	Canalisations souterraines en béton	ND	53	40	50
5	ND	Équipements informatiques	ND	5	3	5

Note 1 : Pièce B-0018, page 11, tableau 3.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 6 l'impact de la révision des durées d'utilité sur la charge d'amortissement 2013.

TABLEAU 6
IMPACT DE LA RÉVISION DES DURÉES D'UTILITÉ SUR LA CHARGE D'AMORTISSEMENT 2013

Charge d'amortissement annuelle (en M\$)	Simulation – Amortissement avant révision	Simulation – Amortissement après révision	Diminution de la charge d'amortissement
Conducteurs moyenne tension	78,4	28,5	49,9
Câbles aériens basse tension	76,1	28,0	48,1
Canalisations souterraines en béton	16,1	10,3	5,8
Poteaux	43,1	30,9	12,2
Équipements informatiques	0,6	0,6	-
			116,0

(iii) Dans sa décision D-2011-028, la Régie accepte la révision de vie utile des poteaux passant de 30 ans à 40 ans et approuve l'impact à la baisse de 30 M\$ sur la charge d'amortissement de l'année témoin 2011.

Demandes :

13.1 Veuillez expliquer la différence entre la durée de vie physique et la durée d'utilité.

Réponse :

La durée de vie physique correspond à la période entre le début du fonctionnement d'une pièce d'équipement à l'état neuf et le moment où cette pièce doit être retirée, car elle ne fonctionne plus dans un mode d'opération normal. La maintenance préventive peut prolonger le cycle de vie physique.

La durée d'utilité est définie de la façon suivante selon l'IAS 16
« Immobilisations corporelles » :

« La durée d'utilité correspond à la période pendant laquelle l'entité s'attend à pouvoir utiliser un actif, ou au nombre d'unités de production ou d'unités similaires que l'entité s'attend à obtenir de l'actif.

La durée d'utilité d'un actif est principalement définie en fonction de l'utilité attendue de cet actif pour l'entité, par référence à la capacité ou à la production physique attendue. Les facteurs suivants doivent cependant également être considérés :

- *Usure physique attendue, par référence aux facteurs opérationnels comme les cadences de production et le programme de maintenance durant et en dehors de la période d'utilisation ;*
- *Obsolescence technique ou commerciale, par référence aux améliorations de production ou à l'évolution du marché pour le produit ou le service fourni par l'actif ;*
- *Limites juridiques ou similaires sur l'usage, telles que l'expiration de contrats de location ;*
- *Périodes d'inutilisation prévues, s'il y en a, ainsi que l'usure de l'actif durant cette période.*

La politique de gestion des actifs d'une entité peut faire intervenir la sortie d'actifs après un délai spécifié ou après consommation d'une certaine quantité d'avantages économiques futurs représentatifs de cet actif. En conséquence, la durée d'utilité d'un actif peut être plus courte que sa vie économique. L'estimation de la durée d'utilité de l'actif est affaire de jugement, basé sur l'expérience de l'entité pour des actifs similaires.

La durée d'utilité de l'actif débute dès que l'actif est prêt à être mis en service. Ce moment est défini comme le moment où l'actif se trouve à l'endroit et dans l'état nécessaire pour pouvoir être exploité de la manière prévue par la direction, et ce, même si l'actif n'est pas encore utilisé... ».

En résumé, la principale différence entre les deux notions est que la durée de vie physique ne tient pas compte de tous les facteurs qui font qu'un actif puisse être retiré du réseau pour des raisons autres que la fin du fonctionnement de l'actif dans un mode opérationnel normal.

13.2 Selon les normes IFRS, les taux d'amortissement doivent-ils être basés sur la durée de vie physique ou la durée d'utilité? Veuillez élaborer.

Réponse :

La seule notion abordée dans les IFRS est la durée d'utilité.

13.3 Veuillez justifier la révision de la durée d'utilité des poteaux passant de 30 ans à 40 ans en 2011 et de 40 ans à 50 ans en 2013. Veuillez expliquer les faits nouveaux qui appuient la révision de 40 ans à 50 ans après seulement deux ans.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

13.4 Veuillez justifier les durées d'utilité révisées et proposées par le Distributeur par rapport à la moyenne des durées d'utilité découlant des exercices de balisage, pour les actifs suivants :

- Conducteurs moyenne tension (50 ans p/r 40 ans);
- Câbles aériens basse tension (50 ans p/r 43 ans);
- Poteaux (50 ans p/r 40 ans).

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

13.5 Veuillez refaire les simulations de la charge d'amortissement pour l'année témoin 2013 en considérant les durées d'utilité suivantes. Veuillez mettre à jour le tableau 6 (référence (ii)).

- Conducteurs moyenne tension (40 ans);
- Câbles aériens basse tension (43 ans);
- Poteaux (40 ans).

Réponse :

D'entrée de jeu et tel que mentionné en réponse à la question 11.1, le Distributeur tient à souligner que les données de balisage doivent être utilisées avec prudence et ne devraient pas avoir préséance sur les conclusions des analyses de ses propres experts quant à la

détermination de la durée d'utilité de ses actifs. L'extrait de l'IAS 16 fourni en réponse à la question 13.1 fait l'énumération des facteurs qui doivent être considérés pour l'établissement de la durée d'utilité d'un actif.

À la lumière de ce qui précède, un calcul de la charge d'amortissement basé uniquement sur la moyenne des résultats de balisage ne serait pas conforme aux normes comptables en vigueur. En effet, le Distributeur, dans la révision de la durée d'utilité de ses actifs, doit tenir compte, entre autres, des analyses techniques effectuées par son équipe d'experts, de ses politiques de maintenance, de ses normes internes de renouvellement et des conditions d'utilisation de ses actifs.

Pour les catégories identifiées par la Régie, le tableau R-13.5 présente l'impact sur la charge d'amortissement 2013 d'une durée d'utilité basée sur les données de balisage.

**Tableau R-13.5
Impact de la révision des durées d'utilité sur la charge
d'amortissement 2013**

Charge d'amortissement annuelle (en M\$)	Simulation – Amortissement avant révision		Simulation - avec moyenne du balisage		Diminution de la charge d'amortissement
	30 ans	78,4	40 ans	40,3	
Conducteurs moyenne tension	30 ans	78,4	40 ans	40,3	38,1
Câbles aériens basse tension	30 ans	76,1	43 ans	35,5	40,6
Poteaux	40 ans	43,1	40 ans	43,1	0,0
					78,7

Traitement proposé pour la charge de désactualisation

- 14. Références :**
- (i) Pièce B-0018, page 12;
 - (ii) Pièce B-0014, pages 3 et 4, tableaux 1 et 3;
 - (iii) Décision D-2012-021, pages 9 à 12;
 - (iv) Décision D-2012-035, page 6.

Préambule :

- (i) Dans sa preuve, le Distributeur indique que :

« Dans sa décision finale D-2012-035 sur le dossier tarifaire R-3776-2011, la Régie demande au Distributeur, à compter du prochain dossier tarifaire, d'appliquer la charge

de désactualisation avec les coûts d'emprunt en la comptabilisant au numérateur – Frais financiers du calcul du Coût moyen de la dette intégrée.

Le Distributeur tient à rappeler que la charge de désactualisation ne représente pas des intérêts versés sur des capitaux empruntés.

La prise en compte de la charge de désactualisation dans les frais financiers au numérateur du calcul du Coût moyen de la dette ne permettrait pas de récupérer cette charge.

Pour des fins d'illustration, le Distributeur a recalculé le Coût moyen de la dette intégrée pour l'année témoin 2013 en y comptabilisant la charge de désactualisation et le passif y afférent. Ainsi, le Coût moyen de la dette s'élèverait à 6,477 % plutôt qu'à 6,483 %. En tenant compte de la structure de capital du Distributeur, l'impact sur le rendement serait de -0,4 M\$. Une présentation de la charge de désactualisation telle que prescrite par la Régie dégagerait donc une baisse globale des revenus requis de 2,2 M\$, composée de la diminution de 0,4 M\$ du rendement et de la perte de la charge de désactualisation qui s'élève à 1,8 M\$ en 2013.

En conséquence, le Distributeur propose de présenter la charge de désactualisation dans la rubrique Rendement de la base de tarification sur une ligne distincte. Tout en respectant la décision D-2012-021 dans le dossier R-3768-2011, cette présentation permet au Distributeur de recouvrer intégralement la charge de désactualisation, recouvrement autorisé à chaque année par la Régie dans les années antérieures. »

[Nous soulignons]

(ii) Le Distributeur présente au tableau 1 le détail du coût moyen de la dette intégrée de 6,483 % pour l'année 2013 et au tableau 3 le calcul du taux de rendement de la base de tarification de 6,228 % pour l'année témoin 2013.

(iii) Dans sa décision D-2012-021, la Régie indique que :

« [31] [...] Selon les IFRS, la charge de désactualisation doit être présentée avec les frais financiers, alors que sous les PCGR canadiens, cette charge de désactualisation est présentée dans les charges d'exploitation.

[...]

[45] La Régie réitère qu'elle privilégie le maintien de la compatibilité des méthodes comptables utilisées pour la fixation des tarifs avec les conventions comptables reconnues, soit les IFRS à compter de 2012.

[46] De plus, l'importance relative de la charge de désactualisation en 2012 et au cours des années suivantes ne justifie pas un traitement réglementaire différent, lequel est susceptible d'engendrer des coûts additionnels, notamment pour la conciliation nécessaire des données aux rapports annuels du Transporteur et du Distributeur.

[47] Pour ces motifs et conformément à la norme IAS 37, la Régie ordonne au Transporteur et au Distributeur de présenter la charge de désactualisation avec les coûts d'emprunt à partir du 1^{er} janvier 2012. »

(iv) Dans sa décision D-2012-035, la Régie indique que :

« [8] Dans sa décision D-2012-024, la Régie a demandé le retrait de la charge de désactualisation pour un montant de 2 M\$ provenant de la décision D-2012-021 relative aux modifications comptables découlant du passage aux IFRS. Dans la décision D-2012-021, la Régie a demandé au Transporteur et au Distributeur de présenter la charge de désactualisation avec les coûts d'emprunt à partir du 1^{er} janvier 2012, conformément à la norme IAS 37. Le paragraphe 60 de la norme IAS 37 se lit comme suit :

« Lorsque les provisions sont actualisées, la valeur comptable d'une provision augmente à chaque période pour refléter l'écoulement du temps. Cette augmentation est comptabilisée en coûts d'emprunt. » [Nous soulignons]

[9] La Régie constate que dans le tableau révisé des revenus requis 2012, le Distributeur présente la charge de désactualisation sous la rubrique « Rendement de la base de tarification ». La Régie, ayant retenu le coût moyen de la dette proposé par le Distributeur pour l'année témoin 2012 dans sa décision D-2012-024, accepte le traitement proposé par le Distributeur au présent dossier. Toutefois, elle juge que la charge de désactualisation, conformément au paragraphe 60 de la norme IAS 37, devrait plutôt être comptabilisée en coûts d'emprunt. Cette comptabilisation entraîne une modification des frais financiers utilisés dans le calcul du coût moyen de la dette. La Régie demande au Distributeur, à compter du prochain dossier tarifaire, d'appliquer la charge de désactualisation avec les coûts d'emprunt. »

Demandes :

14.1 Veuillez présenter le détail du coût moyen de la dette intégrée de 6,477 % (référence (i)) selon le même niveau de détail que le tableau 1 (référence (ii)) et la mise à jour du calcul du taux de rendement de la base de tarification selon le même niveau de détail que le tableau 3 (référence (ii)) pour l'année témoin 2013.

Réponse :

Considérant une charge de désactualisation de 1,8 M\$ et un passif y afférent de 69 M\$, les tableaux R-14.1-A et R-14.1-B présentent pour l'année témoin 2013, le calcul du coût moyen de la dette intégrée et du taux de rendement de la base de tarification.

**TABLEAU R-14.1-A
COÛT MOYEN DE LA DETTE INTÉGRÉE INCLUANT LA CHARGE DE
DÉSACTUALISATION**

	Année témoin 2013		
	Excluant la charge	Charge	Incluant la charge
Numérateur - Frais financiers (en M\$)	2 726	2	2 728
Dénominateur (en M\$)	42 050	69	42 119
Coût moyen de la dette	6,483%		6,477%

**TABLEAU R-14.1-B
TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION INCLUANT LA CHARGE DE
DÉSACTUALISATION**

	Année témoin 2013	
	Excluant la charge	Incluant la charge
Taux pondéré de la dette	4,214%	4,210%
Coût moyen de la dette	6,483%	6,477%
Structure de capital autorisée	65%	65%
Taux pondéré des capitaux propres	2,014%	2,014%
Taux de rendement des capitaux propres	5,755%	5,755%
Structure de capital autorisée	35%	35%
Taux de rendement de la base de tarification	6,228%	6,224%

14.2 Veuillez indiquer en quoi la présentation de la charge de désactualisation proposée par le Distributeur dans le présent dossier est conforme aux décisions D-2012-021 (référence (iii)) et D-2012-035 (référence (iv)) qui considèrent la comptabilisation des charges de désactualisation comme un coût d'emprunt (IAS 37 paragraphe 60), et le passif y afférent, dans le calcul du coût moyen de la dette intégrée.

Réponse :

Tel que mentionné à la pièce HQD-3, document 2, la charge de désactualisation ne représente pas des intérêts versés sur des capitaux empruntés. Représentant un ajustement dans le temps qui

permet de refléter la juste valeur du passif devant être réglé à terme, elle ne peut, de par sa nature, être assimilée au coût d'emprunt de la dette intégrée d'Hydro-Québec.

La proposition de présentation du Distributeur tient compte de cette particularité tout en se conformant aux décisions D-2012-021 et D-2012-035 puisque la charge de désactualisation est ainsi traitée comme des frais financiers recouverts intégralement mais de façon spécifique dans le calcul du rendement de la base de tarification.

15. Référence : Pièce B-0015, pages 19 et 20, annexe 6, tableaux A6-1 et A6-2.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau A6-1 la composition du numérateur et au tableau A6-2 la composition du dénominateur du coût de la dette.

Le Distributeur indique que les frais financiers au numérateur du coût de la dette, énumérés au tableau A6-1 sont évalués en fonction des conventions comptables reconnues par la Régie dans sa décision D-2012-021 et reposant sur les IFRS.

Demandes :

15.1 La Régie note au tableau A6-1 que les intérêts excluent les charges de désactualisation. Veuillez indiquer en quoi cette exclusion est conforme aux conventions comptables reconnues par la Régie dans sa décision D-2012-021 et aux normes IFRS.

Réponse :

Le coût de la dette règlementaire, qui représente le coût de financement intégré d'Hydro-Québec, repose sur deux définitions. Ses composantes sont évaluées selon les conventions comptables reconnues par la Régie dans sa décision D-2012-021 et reposant sur les IFRS. Toutefois, ces normes ne définissent pas le calcul du coût de la dette règlementaire. En effet, celui-ci repose sur la définition reconnue par la Régie de son numérateur et de son dénominateur tels qu'apparaissant aux tableaux A6-1 et A6-2 de l'annexe 6 de la pièce HQD-2, document 3.2. Ces tableaux énumèrent les composantes du coût de la dette et précisent les éléments spécifiquement exclus. Dans le tableau A6-1, la charge de désactualisation a été exclue conformément au traitement proposé à la pièce HQD-3, document 2. Ainsi, lorsque le Distributeur indique que les frais financiers au numérateur du coût de la dette sont évalués en fonction des

conventions comptables reconnues par la Régie dans sa décision D-2012-021 et reposant sur les IFRS, il veut dire que chaque élément composant le numérateur est établi selon ces normes.

Voir également la réponse à la question 14.2.

15.2 Veuillez indiquer si les montants associés à la dette et aux swaps, énumérés au tableau A6-2 sont évalués en fonction des normes IFRS.

Réponse :

Tout comme le numérateur, les composantes du dénominateur sont évaluées selon les IFRS. Il faut toutefois noter une exception concernant les instruments dérivés, exception qui n'a pas d'impact sur le calcul du coût de la dette. Ainsi, conformément aux IFRS, les instruments dérivés sont évalués à leur juste valeur dans les données réelles. Cependant, en ce qui a trait aux données prévisionnelles, la juste valeur marchande ne fait pas l'objet d'une réévaluation. Cet exercice ajouterait une complexité qui n'est pas requise, car la réévaluation en mode projeté s'accompagnerait d'un ajustement inverse sur la valeur de la dette ou au Cumul des autres éléments du résultat étendu. Conséquemment, le coût projeté de la dette demeurerait inchangé.

PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$ INTÉGRÉS MAIS NON AUTORISÉS

- 16. Références :**
- (i) Pièce B-0020, page 4, tableau 1;
 - (ii) Pièce B-0041, page 18, tableau 11.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 1, l'impact sur les revenus requis et sur les revenus autres que ventes d'électricité du projet LAD (intégré et non autorisé), pour un montant de 73,2 M\$ en 2013.
- (ii) Le Distributeur présente au tableau 11, l'évolution du compte d'écarts du projet LAD, pour un montant de 17,8 M\$ versé aux revenus requis 2013 :
 - Charges d'exploitation (12,2 M\$);
 - Autres Charges (5,6 M\$).
- (iii) La Régie a préparé le tableau suivant relatif au suivi du projet LAD :

Projet LAD (en M\$)	R-3776-2011 2012	R-3814-2012 2012	R-3814-2012 2013	R-3770-2011 2012	R-3770-2011 2013
Charges d'exploitation	18,4	12,2	27,7		
<i>Charges d'exploitation</i>	13,2	11,8	20,5		
<i>Gains</i>	-0,7	-0,3	-5,0		
<i>Intérêts</i>		0,7			
<i>Compte d'écart-Projets majeurs</i>	5,9		12,2		
Autres charges	19,6	4,5	40,0		
<i>Amortissement</i>	9,7	4,0	16,4		
<i>Sorties d'actifs</i>	9,9	0,5	18,0		
<i>Compte d'écart-Projets majeurs</i>			5,6		
Rendement de la base de tarification	2,9	1,1	6,4		
Revenus autres			-0,9		
<i>Revenus de mise en conformité</i>			-0,9		
Total	40,9	17,8	73,2		

Sources : Décision D-2012-024, page 44; pièce B-0020, page 4, tableau 1 et pièce B-0041, page 18, tableau 11.

Demandes :

16.1 Veuillez compléter le tableau de la référence (iii) en fournissant les données 2012 et 2013 telles que soumises dans le dossier R-3770-2011 ainsi que les références.

Réponse :

Le tableau R-16.1 présente le détail des impacts sur les revenus requis soumis dans chacun des dossiers.

**TABLEAU R-16.1
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU PROJET LAD (EN M\$)**

	R-3814-2012				R-3770-2011		
	Années historiques 2010-2011	2012		Année témoin 2013	Travaux préparatoires	2012	2013
		D-2012-024	Année de base ⁶				
Charges d'exploitation	-	-	-	27,7	-	18,4	15,9
Charges d'exploitation	3,8	13,2	8,0	20,5	5,2 ¹	13,2 ¹	25,8 ¹
Gains	-	(0,7)	-	(5,0)	-	(0,3) ²	(9,9) ²
Revenus autres que ventes d'électricité	(0,3)	-	-	-	-	-	-
Compte d'écarts-Projets majeurs	(3,5)	(12,5)	(8,0)	12,2 ⁷	(5,2) ³	5,5 ^{3,8}	-
Autres charges	(0,1)	(2,9)	(1,0)	40,0	(0,2)	22,3	62,8
Amortissement	0,1	9,7	3,9	16,4	0,2	12,0	24,1
Amortissement des nouveaux actifs	0,1	2,3	1,2	7,6	0,2 ³	4,6 ⁵	20,5 ⁵
Amortissement accéléré des anciens compteurs	-	7,4	2,7	8,8	-	7,4 ⁴	3,6 ⁴
Sorties d'actifs	-	9,9	0,5	18,0	-	9,9 ⁴	38,7 ⁴
Compte d'écarts-Projets majeurs	(0,2)	(22,5)	(5,4)	5,6	(0,4) ³	0,4 ³	-
Amortissement et sorties d'actifs	(0,1)	(19,6)	(4,4)	4,5	(0,2)	0,2	-
Rendement de la base de tarification	(0,1)	(2,9)	(1,0)	1,1	(0,2)	0,2	-
Rendement de la base de tarification	0,1	2,9	1,0	6,4	0,2 ³	2,5 ⁵	13,8 ⁵
Revenus autres	-	-	-	(0,9)	-	(0,4)	(1,8)
Revenus de mise en conformité	-	-	-	(0,9)	-	(0,4) ²	(1,8) ²
Total	-	-	-	73,2	-	42,8	90,7

¹ Voir le tableau 4 de la pièce HQD-1, document 1, page 34, du dossier R-3770-2011

² Voir le tableau 6 de la pièce HQD-1, document 1, page 37, du dossier R-3770-2011. Du total indiqué au tableau 6, 0,4 M\$ et 1,8 M\$ de gain relatif aux revenus de mise en conformité étaient prévus respectivement pour 2012 et 2013. La différence était prévu en gain relatif aux charges d'exploitation.

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

⁴ Voir le tableau R-10.3 de la réponse à la question 10.3 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1, du dossier R-3770-2011.

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

⁶ Voir le tableau 11 de la pièce HQD-8, document 7, page 18.

⁷ Le montant comprend 0,7 M\$ d'intérêts hors base relatifs au compte d'écarts.

⁸ Le montant comprend 0,3 M\$ d'intérêts hors base relatifs au compte d'écarts.

16.2 Veuillez expliquer l'évolution des coûts reliés au projet LAD, par composante, et expliquer les écarts par rapport aux données présentées au dossier R-3770-2011.

Réponse :

Dans les dossiers R-3770-2011 et R-3776-2011, le Distributeur prévoyait le début du déploiement massif dès le deuxième trimestre de 2012.

Le Distributeur prévoit, dans le cadre du dossier R-3814-2012, le début du déploiement massif à compter du premier trimestre de 2013.

16.3 Veuillez fournir les composantes des charges d'exploitation pour l'année témoin 2012, l'année de base 2012 et l'année témoin 2013 ainsi que les données 2012 et 2013 présentées au dossier R-3770-2011.

Réponse :

Le tableau R-16.3 fournit les composantes des charges d'exploitation présentées dans chacun des dossiers.

**TABLEAU R-16.3
CHARGES D'EXPLOITATION (EN M\$)**

	R-3814-2012			R-3770-2011	
	2012		Année témoin 2013	2012	2013
	D-2012-024	Année de base			
Charges d'exploitation	13,2	8,0	20,5	13,2	25,8
<i>Relocalisation des ressources</i>	-	-	-	-	7,1
<i>Technologies d'informations</i>	6,9	6,9	7,8	6,9	7,8
<i>Télécommunications</i>	1,1	0,5	1,8	1,1	1,8
<i>Formation, communication et campagne d'informations</i>	3,8	0,6	3,8	3,8	4,8
<i>Réinstallation d'anciens compteurs</i>	-	-	3,4	-	-
<i>Charges diverses</i>	1,4	-	3,7	1,4	4,3

16.4 Advenant le cas où la Régie autorisait le projet LAD, veuillez expliquer comment le Distributeur pourra récupérer le retard et effectuer les travaux dont les coûts totaux passent de 40,9 M\$ pour l'année témoin 2012 puis réduits à 17,8 M\$ pour l'année de base 2012 et haussés à 73,2 M\$ pour l'année témoin 2013.

Réponse :

La flexibilité du prestataire de services mandaté par le Distributeur pour l'installation des compteurs de nouvelle génération lui permettra d'ajuster le nombre d'effectifs requis en fonction de la cadence et des volumes de déploiement visés. Par ailleurs, le Distributeur prévoit mettre en place des stratégies maximisant les bénéfices tout en optimisant le rythme de déploiement, notamment par un ciblage plus précis au niveau des sites à forte concentration de compteurs et le déploiement parallèle de certains secteurs.

- 17. Références :**
- (i) Pièce B-0036, page 13, tableau 7;
 - (ii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0038, page 9, tableau 4;
 - (iii) Pièce B-0038, page 3, tableau 1, note 1;
 - (iv) Dossier R-3770-2011, pièce B-0006, page 34, tableau 4;
 - (v) Dossier R-3770-2011, pièce B-0016, page 25, tableau R-8.1.

Préambule :

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

(i) Le Distributeur présente au tableau 7 les mises en services des immobilisations, du contrat de location-financement et des actifs incorporels, par types d'autorisation et pour les années 2011-2013.

Un des projets de plus de 10 M\$ à autoriser est celui du projet LAD, soit des mises en service au montant de 9,5 M\$ en 2011, 11,4 M\$ en 2012 et 185,7 M\$ en 2013.

(ii) Dans son dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente au tableau 4 les mises en service des immobilisations, du contrat de location-financement et des actifs incorporels, par types d'autorisation et pour les années 2010-2012.

Un des projets de plus de 10 M\$ à autoriser est celui du projet LAD, soit des mises en service au montant de 7,1 M\$ en 2011 et 106,0 M\$ en 2012.

(iii) Le Distributeur indique à la note 1 du tableau 1 que ces données comprennent des matériaux relatifs au projet LAD, soit 1,9 M\$ pour l'année historique 2011, 4,6 M\$ pour l'année de base 2012 et 14,3 M\$ pour l'année témoin 2013.

(iv) et (v) Dans son dossier R-3770-2011, le Distributeur présente les investissements du projet LAD, aux tableaux 4 et R-8.1.

TABLEAU 4 : COÛTS DU PROJET LAD (2010-2017)

k\$ (courants)	Travaux préparatoires ¹	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
Investissements	36 736	86 574	247 128	205 054	145 985	69 704	48 783	839 964
Infrastructures technologies d'informations (TI)	17 372	18 787	10 132	6 170	11 417	8 265	-	72 143
Bureau de projet	7 100	3 083	-	-	-	-	-	10 183
Sous-total	12 264	64 704	236 996	198 884	134 568	61 439	48 783	757 638
Compteurs achat et installation	6 364	46 604	192 300	155 456	97 731	43 104	42 330	583 889
Équipement de télécommunications	1 900	10 920	33 414	33 277	28 112	11 970	-	119 593
Bureau de projet	-	3 083	5 238	5 343	5 299	5 405	5 356	29 724
Frais d'emprunt à capitaliser	-	1 388	920	599	172	190	344	3 613
Autres	4 000	2 709	5 124	4 209	3 254	770	753	20 819
Charges d'exploitation	5 234	13 156	25 789	31 929	36 850	24 216	20 264	157 438
Relocalisation des ressources	-	-	7 062	8 642	11 248	3 399	585	30 936
Technologies d'informations	4 628	6 919	7 808	9 857	11 221	11 233	11 370	63 036
Télécommunications	-	1 084	1 834	2 906	3 952	4 590	4 727	19 093
Charges diverses	606	5 153	9 085	10 524	10 429	4 994	3 582	44 373
TOTAL	41 970	99 730	272 917	236 983	182 835	93 920	69 047	997 402

1. Travaux préparatoires (R-3723-2010) de 42 M\$ sur la période 2010 à 2012

**Tableau R-8.1 :
Nombre de compteurs mis en service et ajout à la base de tarification**

k\$ courants	Travaux préparatoires	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Nombres de compteurs mis en service	27 176	330 391	1 339 931	1 097 369	647 488	207 233	202 818	3 852 406
Coûts inclus à la base de tarification	6 364 \$	56 621 \$	203 337 \$	165 437 \$	106 404 \$	49 412 \$	48 784 \$	636 358 \$

Demandes :

17.2 Veuillez concilier les données présentées aux références (i) à (v) pour les années 2011, 2012 et 2013. Veuillez expliquer les écarts importants.

Réponse :

Le tableau R-17.2 concilie les investissements et les mises en service présentés dans chacun des dossiers.

**TABLEAU R-17.2
INVESTISSEMENTS ET MISES EN SERVICE DU PROJET LAD (EN M\$)**

	R-3770-2011			R-3776-2011			R-3814-2012		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Investissements	36,7	86,6	247,1	36,7	86,6	247,1	38,8	44,4	182,5
Mises en service	7,1	106,0	251,0	7,1	106,0	251,0	9,5	11,4	185,7
Stocks de mesurage	-	-	-	-	-	-	1,9	4,6	14,3

Tel que mentionné en réponse à la question 16.2, le report du début du déploiement massif explique principalement l'écart au chapitre des investissements et mises en service des années 2012 et 2013 entre les dossiers R-3776-2011 et R-3814-2012. Le dossier R-3814-2012 tient compte d'une cadence modérée d'installation des compteurs de nouvelle génération au cours des deux premiers trimestres de 2013.

17.3 Advenant le cas où la Régie autorisait le projet LAD, veuillez expliquer comment le Distributeur pourra récupérer le retard en 2012 et effectuer des mises en service à un niveau de 185,7 M\$ en 2013.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 16.4 et 17.2.

- 18. Références :** (i) Décision D-2012-024, page 44;
(ii) Décision D-2012-035, page 5.

Préambule :

(i) Dans sa décision relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2012-2013, la Régie indique que :

« [44] Considérant que la décision sur le projet LAD n'a pas été rendue avant la présente décision, la Régie demande au Distributeur de retirer des revenus requis de l'année témoin 2012 l'impact du projet LAD, totalisant 40,9 M\$, et de verser à un compte de frais reportés hors base les coûts afférents à ce projet. »

(ii) *« [6] La Régie note que dans le tableau révisé des revenus requis 2012, le Distributeur présente sous les rubriques « Compte de frais reportés - Projet LAD » faisant partie des « Autres charges directes » et des « Autres charges », le retrait des charges inhérentes au projet LAD de -18,0 M\$ et de -22,9 M\$ respectivement, plutôt que de le présenter dans les rubriques spécifiques. La Régie se questionne sur ce mode de présentation, notamment pour ce qui est du rendement sur la base de tarification, de façon à permettre les comparaisons des données des rubriques spécifiques de l'année historique, du budget autorisé, de l'année de base et de l'année témoin. Cette présentation proposée par le Distributeur aux tableaux révisés des revenus requis et de la base de tarification sera examinée lors du dossier tarifaire 2013-2014. »*

Demandes :

- 18.1 Veuillez expliquer pourquoi le rendement sur la base de tarification du projet LAD a été présenté dans le compte d'écarts sous la rubrique « Autres charges » plutôt que sous la rubrique « Rendement de la base de tarification ».

Réponse :

Le compte d'écart relatif au rendement de la base de tarification du projet LAD a été regroupé avec celui des autres charges afin de réduire le nombre de compte d'écarts à suivre puisque celui-ci est non significatif (1,1 M\$) par rapport aux autres éléments.

18.2 Veuillez justifier la présentation proposée par le Distributeur en 2012 comparativement à la présentation suivante : retrait des charges inhérentes au projet LAD dans les rubriques spécifiques, retrait des montants d'investissement dans les rubriques spécifiques de la base de tarification et la contrepartie dans un compte de frais reportés hors base.

Réponse :

La présentation proposée par le Distributeur permet de faire ressortir les charges inhérentes au projet LAD dans les années où elles ont été réellement engagées et facilite les analyses comparatives. La récupération des charges inhérentes au projet LAD dans l'année témoin par le biais du compte d'écarts permet d'identifier spécifiquement dans les revenus requis les charges provenant des années antérieures.

Le Distributeur considère que le retrait des charges inhérentes au projet LAD dans les rubriques spécifiques peut fausser les coûts des années où les charges sont retirées. L'effet inverse se produit en situation de sur-imputation soit, lorsque ces coûts reportés sont imputés à l'année témoin visée suite à l'autorisation du projet .

Les mises en service incluses à la base de tarification permettent de refléter les actifs qui sont réellement utilisés par le Distributeur afin de mesurer la consommation d'électricité des clients. Le rendement relatif à ces mises en service est porté au compte d'écarts.

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

- 19. Références :** (i) Pièce B-0025, pages 16 et 17;
(ii) R-3770-2011, pièce B-0006, page 37.

Préambule :

(i) Le Distributeur indique qu'il « *compte également sur la réalisation de projets plus structurants pour améliorer son efficacité. C'est le cas du projet d'Optimisation des systèmes clientèles (OSC), autorisé par la Régie en 2011, et du projet de Lecture à distance (LAD), dont la demande d'autorisation de la phase I a été prise en délibérée par la Régie en juillet 2012* ».

« Le projet LAD constitue une action structurante majeure pour les activités du Distributeur. La première phase du projet vise à introduire des technologies pour supporter une infrastructure de mesurage avancée et à commencer le déploiement de

compteurs de nouvelle génération. [...] Le projet générera des gains de plus de 200 M\$ actualisés 2011 et, à compter de 2018, des gains récurrents de 81 M\$ par année ».

(ii) Le Distributeur présente le tableau qui illustre l'estimation des gains associés au projet LAD que nous reproduisons ci-après.

Gains associés au projet LAD	k\$ (courants)						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Masse salariale	-103	-8 234	-19 933	-36 214	-42 057	-47 682	-62 493
Autres Gains	-571	-3 478	-6 571	-11 913	-14 461	-15 839	-18 807
Total	-674	-11 712	-26 504	-48 127	-56 518	-63 521	-81 300

Demandes :

19.1 Veuillez identifier les indicateurs d'efficience qui seront les plus touchés par les gains associés au projet LAD.

Réponse :

Les gains associés au projet LAD toucheront les indicateurs 1, 2, 3, 4, 7 et 8.

19.2 Veuillez indiquer si les indicateurs d'efficience privilégiés par le Distributeur pour l'année témoin 2013 prennent en compte les gains associés au projet LAD de 11,7 M\$ pour 2013.

Réponse :

Les indicateurs d'efficience privilégiés par le Distributeur prennent en compte les gains associés au projet LAD de l'année témoin 2013. Ces gains, mis à jour dans le cadre du présent dossier, s'élèvent à 5,9 M\$, soit 5,0 M\$ en réduction de charges d'exploitation et 0,9 M\$ en augmentation des revenus autres, tels que présentés au tableau R-16.1 en réponse à la question 16.1.

19.3 S'ils n'en tiennent pas compte, veuillez produire ces indicateurs d'efficience pour l'année témoin 2013 en incorporant les gains associés au projet LAD.

Réponse :

Sans objet.

19.4 S'ils en tiennent compte, veuillez produire ces indicateurs d'efficience pour l'année témoin 2013 en soustrayant les gains associés au projet LAD. Veuillez expliquer les écarts entre les niveaux des indicateurs ainsi obtenus avec les résultats historiques.

Réponse :

Le tableau suivant présente l'évolution des indicateurs d'efficience du Distributeur lorsque les gains d'efficience associés au projet LAD sont exclus.

**TABLEAU R-19.4
ÉVOLUTION DES INDICATEURS D'EFFICIENCE PRIVILÉGIÉS PAR LE DISTRIBUTEUR
EXCLUANT LES GAINS ASSOCIÉS AU PROJET LAD**

Description	Année témoin	Croissance annuelle moyenne		Croissance annuelle
	2013	2004-2013	2009-2013	2012-2013
Indicateurs globaux du Distributeur				
1 - Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	548	1,1%	0,7%	-0,9%
2 - Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	1,32	2,0%	0,9%	-0,5%
3 - CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	300	1,6%	1,3%	1,7%
4 - IEN (\$) par abonnement	2 184	0,3%	-0,1%	1,7%
Indicateurs processus SALC				
5 - Coût total SALC (\$) par abonnement	109	0,2%	1,4%	4,5%
6 - CEN SALC (\$) par abonnement	102	0,0%	0,1%	-1,6%
Indicateurs processus Distribution				
7 - Coût total Distribution (\$) par abonnement	438	1,6%	-0,4%	-1,5%
8 - CEN Distribution (\$) par abonnement	196	2,5%	1,3%	3,7%

L'exclusion des gains associés au projet LAD des indicateurs d'efficience ne modifient pas de façon importante la tendance présentée à la pièce HQD-7, document 2. Ainsi, les explications des écarts entre l'année témoin 2013 et les années historiques demeurent les mêmes que celles présentées aux pages 5 et 6 de cette pièce.

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

- 20. Références :** (i) Pièce B-0021, page 6;
(ii) Pièce B-0021, pages 31 et 32.

Préambule :

(i) « Par conséquent, pour limiter le risque important lié aux 400 MW de rappels non garantis, le Distributeur planifie dorénavant l'utilisation des rappels sur la seule base de l'engagement contractuel du Producteur, soit 400 MW, et détermine les quantités d'énergie différée en fonction des rappels obtenus, année après année. Sur cette base et sans nouvelles actions du Distributeur, le solde du compte d'énergie différée atteindrait 12 TWh à la fin des Conventions.

Par ailleurs, le Distributeur verra son portefeuille d'approvisionnement s'accroître de façon importante au cours des prochaines années. En effet, le programme d'achat d'électricité produite par cogénération à la biomasse forestière (PAÉ 2011-01), qui prévoyait initialement l'acquisition de 150 MW d'électricité, est porté à 300 MW, suite au décret gouvernemental numéro 530-2012 et à la décision D-2012-081 de la Régie. Cet ajout de 150 MW accentuera davantage la pression sur le solde du compte d'énergie différée ».

- (ii) Annexe C – Lettres reçues du Producteur

Demandes :

- 20.1 Considérant la situation des surplus, du solde du compte d'énergie différée, et des préoccupations du Producteur, veuillez élaborer sur la stratégie d'approvisionnement du Distributeur relativement à la prévision de la demande.

Réponse :

Afin de mieux comprendre la gestion des conventions d'énergie différée (ci-après les « Conventions ») le Distributeur tient à rappeler le contexte de leur mise en place et les objectifs alors recherchés.

Au mois de mars 2008, le Distributeur déposait une première version des Conventions, qui amendaient les contrats de base et cyclable afin de gérer les surplus anticipés sur la période 2008 et 2012 et différer les livraisons, en vue du comblement des besoins futurs. Selon ces Conventions, les rappels pouvaient avoir lieu à partir de 2013 et le solde du compte d'énergie différée devait être ramené à zéro en 2020, conformément à l'article 2.2.8.

Entre 2008 et 2010, le Distributeur a fait face à une seconde hausse des surplus engendrée par une baisse importante de ses besoins en énergie. Il a donc renégocié les premières Conventions qui s'avéraient

moins utiles dans le nouveau contexte. Ainsi, lors de l'examen du dossier R-3726-2010 en 2010, le Distributeur présentait une seconde version des Conventions comme un moyen comportant une flexibilité accrue et susceptible de combler des besoins au delà de 2020. Cette nouvelle version permettait en outre au Distributeur de respecter son engagement initial de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à la fin des Conventions.

Le Distributeur planifiait alors différer l'énergie sur la période 2010-2020 et échelonner les rappels sur la période 2011-2024. Le solde du compte était ramené à zéro au début de l'année 2024. Cette planification était basée sur des rappels pouvant atteindre 800 MW, c'est-à-dire incluant les 400 MW non garantis. La gestion des risques faisait en sorte que, si le Distributeur n'obtenait pas les rappels à la hauteur de 800 MW, il disposait de trois années supplémentaires pour ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro.

Or, depuis le dépôt du dossier R-3726-2010, le contexte énergétique a significativement changé. Non seulement les besoins à approvisionner sont en baisse de près de 110 TWh sur la période 2012-2027, mais l'offre s'est accrue de près de 30 TWh sur la même période. Cette évolution accentue le déséquilibre entre l'offre et la demande et se traduit par des surplus importants qui affectent la marge de manœuvre dont dispose le Distributeur pour rappeler les quantités d'énergie accumulées dans le compte d'énergie différée. Il n'est donc plus possible de compter sur d'éventuels besoins à combler qui justifieraient le rappel de l'énergie que le Distributeur différerait aujourd'hui.

Pour pallier cette situation, le Distributeur limite le recours aux Conventions en cessant de différer l'énergie des contrats. De fait, aucune énergie de ces contrats n'a été différée depuis mai 2010. Au 30 avril 2011, la quantité d'énergie accumulée dans le compte d'énergie différée s'élevait déjà à 7 TWh. Au 31 décembre 2012, elle s'élèvera toujours à 5,2 TWh, et cela, dans le contexte où les surplus d'énergie sont à la hausse.

Le mode de gestion des Conventions appliqué à ce jour est d'ailleurs conforme aux principes qu'avait annoncés le Distributeur lors de sa demande d'approbation des premières Conventions (Phase I du Plan d'approvisionnement 2008-2017, dossier R-3648-2007). Lors du dépôt du dossier, le Distributeur évoquait déjà les risques associés à l'incertitude liée à la variabilité de la demande :

Dans l'éventualité d'un scénario de demande nettement plus faible (changement structurel important), le Distributeur pourrait limiter le recours à son option d'énergie différée et procéder à la revente d'énergie sur les marchés de court terme de façon à s'assurer que le solde du compte d'énergie différée soit nul à l'échéance de l'Entente. Inversement, un scénario de demande plus élevé aurait pour effet d'accroître l'avantage du scénario d'énergie différée.²

Ce principe de gestion des Conventions a été corroboré en 2008 lors des audiences dans le cadre du même dossier. Ainsi, lors d'un contre-interrogatoire, le Distributeur a exposé, en ces termes, la stratégie de gestion qu'il adopterait dans un scénario de demande faible :

Mais, ça se peut que l'on soit obligés d'en venir à d'autres stratégies mais je vais vous le donner à titre d'exemple. On se présente en deux mille douze (2012) et vraiment là, il y a un changement structurel au niveau de la demande puis notre demande s'affaïsse complètement et on ne voit pas le jour où va être en mesure de, exemple, de disposer face à des nouveaux approvisionnement de ce solde-là, bien c'est clair que le Distributeur n'attendra pas le trente et un (31) décembre deux mille vingt (2020) pour se demander qu'est-ce qu'il fait avec le solde. On va procéder tout de suite et on va avoir une stratégie de disposition du compte qui va protéger, je vous dirais, la valeur économique de ce solde-là. C'est ça notre objectif si cette situation-là se présentait.³

En réponse à une autre question le Distributeur ajoutait :

Mais, si on constate qu'on est en train de différer de l'énergie et qu'on ne voit pas le jour où on va être en mesure, d'ici deux mille vingt (2020), de reprendre cette énergie-là et de la remettre face à des nouveaux approvisionnements, d'une part, ce qu'on va faire, c'est qu'on ne la différera pas, [...].⁴

² Dossier R-3648-2007, pièce HQD-1, document 5 révisée, pages 14 et 15.

³ Dossier R-3648-2007-Phase 1, Notes sténographiques du 30 avril 2008, volume 1, pages 44-45.

⁴ Ibidem, pages 48 et 49.

Ainsi, le Distributeur continue d'appliquer aujourd'hui les principes de gestion qu'il avait annoncés lors de l'examen du dossier de la demande d'approbation des Conventions et se conforme à l'esprit et à la lettre des Conventions.

En plus de l'évolution de l'équilibre énergétique depuis 2010, le Distributeur est maintenant en mesure de mieux apprécier sa capacité de rappeler l'énergie accumulée dans le compte d'énergie différée. Ainsi, lors des deux premières années qui ont suivi la mise en place des conventions amendées d'énergie différée, le Producteur a limité les rappels à des quantités inférieures à celles demandées par le Distributeur. En plus, dans sa lettre du 23 juillet 2012, le Producteur informait le Distributeur qu'il n'entendait pas aller au-delà des 400 MW garantis par les Conventions, au moins lors des deux prochains hivers. Le Distributeur confirme que le Producteur ne lui fournira que 400 MW lors des premiers mois de 2013, soit une quantité inférieure à ce qu'il avait demandé. Compte tenu de cette situation, les rappels planifiés sont limités aux 400 MW garantis en vertu des Conventions.

La planification du Distributeur est basée sur la prévision de la demande et le Distributeur en fait état lors des dossiers tarifaires et lors des plans d'approvisionnement ou des états d'avancement. Ce faisant, il intègre les prévisions de la demande les plus récentes et les dernières informations disponibles quant aux ressources à sa disposition. Par conséquent, la gestion des Conventions s'inscrit dans un processus évolutif qui est mis à jour régulièrement. Ainsi, lorsque le Distributeur prend la décision de différer ou non l'énergie du contrat en base, et ce, trois fois par année en vertu de l'article 2.2.5 des Conventions, il prend cette décision en fonction de la plus récente planification.

Actuellement, le Distributeur dispose de la marge de manœuvre requise pour faire face à un scénario de demande plus fort. Toutefois, il ne dispose d'aucune flexibilité pour faire face à une demande plus faible ou à l'ajout de ressources. Si une telle situation survenait, le Distributeur doit éviter de se retrouver dans l'incapacité de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro. Ainsi, pour éviter un tel dénouement, le Distributeur doit, en conformité avec le principe de précaution, gérer les Conventions de manière prudente et responsable, et ce, dans le respect de ses obligations contractuelles.

De plus, le Distributeur rappelle que l'utilisation proposée des Conventions permet de continuer à bénéficier de la flexibilité qu'elles procurent, par la programmation des livraisons sur une base saisonnière, au gré des besoins du Distributeur.

Les Conventions permettent aussi de bénéficier, à l'horizon 2020-2027, de rappels d'énergie d'environ 1,4 TWh par année, à un prix bien inférieur à celui des nouveaux approvisionnements de long terme. De fait, le coût des nouveaux approvisionnements de long terme à l'horizon 2020 s'élève à 13,6 ¢/kWh⁵, alors que le coût des rappels s'élève à environ 6,3 ¢. À titre illustratif, cet avantage se traduit par des bénéfices récurrents de 102 M\$ par année, ce qui correspond à un gain actualisé d'environ 470 M\$ en dollars de 2012.

En plus de ces bénéfices, la gestion proposée par le Distributeur permet de continuer à différer des livraisons d'énergie à partir de 2017 qui autrement se seraient traduites par de l'électricité patrimoniale inutilisée, ce qui s'ajouterait aux avantages préalablement mentionnés.

Finalement, afin d'éviter de mettre à risque leur pérennité, le Distributeur doit gérer le solde du compte d'énergie différée en s'assurant du respect des Conventions, lesquelles ont toujours consisté à différer les quantités d'énergie pour alimenter les marchés québécois et non pour spéculer sur les conditions de marché.⁶

20.2 Veuillez préciser les actions qu'entend prendre le Distributeur pour réduire le solde du compte d'énergie différée.

Réponse :

Étant donné l'état actuel du compte d'énergie différée (5,2 TWh en 2012), et les risques associés au rappel des 400 MW non garantis, le Distributeur ne planifie aucun recours à l'énergie différée sur la période 2013-2017. Cette planification lui permet d'épuiser une part importante des quantités accumulées dans le solde, même avec des rappels limités aux 400 MW garantis par les Conventions.

Afin de respecter son obligation contractuelle de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro à la fin des Conventions, le Distributeur fera preuve de prudence en ne différant que les quantités qu'il est certain de pouvoir rappeler, en considérant les rappels

⁵ Basé sur les coûts évités de long terme du Distributeur de 10,5 ¢/kWh (\$ 2007).

⁶ Voir à cet égard les 8^e et 9^e Attendus des Conventions, lesquels stipulent que « la finalité première de la présente convention est l'approvisionnement des besoins du marché québécois » et que « le Distributeur ne pourra utiliser les reports d'énergies à des fins spéculatives, c'est-à-dire procéder à des rappels d'énergie pour la revendre sur les marchés de court terme en vue d'en tirer profit. »

garantis de 400 MW et, le cas échéant, les rappels qu'il aura obtenus au-delà de ces 400 MW garantis.

Ainsi, les quantités additionnelles octroyées par le Producteur pour un hiver donné, pourront être différées les années subséquentes. Le Distributeur ajuste donc son utilisation de l'énergie différée à sa capacité de rappel, année après année.

- 21. Références :** (i) Pièce B-0021, page 12;
(ii) Pièce B-0021, page 13.

Préambule :

- (i) Tableau 5 – Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance
(ii) Tableau 6 – Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

Demande :

- 21.1 Veuillez détailler le calcul du coût d'acquisition de puissance de 10,9 M\$ pour 2012, en précisant notamment les coûts de l'électricité l'interruptible et d'achats de court terme.

Réponse :

Le tableau suivant présente le détail du coût d'acquisition de la puissance pour 2013.

**TABLEAU R-21.1
ACHAT DE PUISSANCE**

	2013
Achats de puissance (M\$)	10,9
Électricité interruptible	8,5
Achat court terme	2,4

- 22. Références :** (i) Pièce B-0021, page 12;
(ii) Pièce B-0021, Annexe B, page 27.

Préambule :

- (i) Tableau 5 – Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance
- (ii) Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

Demande :

22.1 Veuillez détailler le calcul du coût d'intégration éolienne de 31,9 M\$ pour 2013, en séparant le coût de l'équilibrage éolien de celui de la puissance complémentaire. Veuillez également détailler vos hypothèses de calcul de la puissance complémentaire en indiquant la puissance installée des parcs prévus et la puissance contributive des éoliennes prise en compte.

Réponse :

Tous les coûts du service d'intégration éolienne sont associés à l'application du prix mentionné à l'article 6.2 de l'entente d'intégration en vigueur (l'Entente).

Par ailleurs, le Distributeur rappelle que les prix déterminés à l'article 6 de l'Entente et associés à chacun des services (service d'équilibrage éolien et puissance complémentaire) ne peuvent être interprétés comme une indication de leur valeur respective. Cette entente doit être considérée comme un tout indissociable.

Le tableau 22.1 présente le détail des calculs permettant d'établir le coût de l'intégration éolienne en vertu de l'Entente.

**TABLEAU R-22.1
CALCUL DU COÛT DE L'INTÉGRATION ÉOLIENNE**

	2013
Puissance installée des parcs éoliens prévus (MW moyen)	1 735
Quantité contributive des éoliennes	15%
Prix de la puissance (en \$/kW-an) (80\$/KW-an \$2006)	91,89
Coûts (M\$ courants)	31,9

Note : 31,9 M\$ = 1 735 MW × (35 % - 15 %) × 91,89 \$/kW.

- 23. Références :**
- (i) Pièce B-0021, page 13;
 - (ii) Pièce B-0021, page 13;
 - (iii) Pièce B-0021, page 13;

(iv) Pièce B-0021, page 27.

Préambule :

(i) « Les achats de court terme sont évalués à 32,3 M\$ pour un coût unitaire de 46,5 \$/MWh et pratiquement aucune vente n'est prévue sur les marchés de court terme ».

(ii) « L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme est basée sur la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2012 ».

(iii) Tableau 6 – Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

(iv) Annexe B – Volume et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux

Demandes :

23.1 Veuillez justifier le fait que le Distributeur ne procède pas à des appels d'offres de reventes d'énergie en 2012 et 2013 considérant l'impact financier des surplus d'approvisionnements sur les tarifs.

Réponse :

En raison des conditions de marché défavorables à la revente, au moment de la préparation du présent dossier tarifaire, les surplus qui auraient fait l'objet de revente sur les marchés se traduisent plutôt par une hausse de l'électricité patrimoniale inutilisée, ce qui permet de minimiser les coûts d'approvisionnement.

D'ailleurs, le Distributeur tient à préciser que le scénario de revente demeure théorique. Conformément à ce qu'il a mentionné au cours des dernières années, les réservations de service de transport ferme point à point faites par des utilisateurs du réseau du Transporteur autres que le Distributeur, ainsi que la congestion due à l'injection de quantités importantes d'énergie sur les marchés ne permettent pas de tirer profit d'un scénario de revente.

Ainsi, la seule alternative du Distributeur pour disposer de ses surplus consiste à réduire l'utilisation de l'électricité patrimoniale. De fait, l'énergie patrimoniale non acquise constitue la seule option avantageuse.

Toutefois, dans la mesure où certaines opportunités pourraient se présenter et lorsque les conditions de marché le permettent, certaines quantités pourraient être revendues. À cet égard, le Distributeur tient à préciser qu'il a réalisé au cours de l'été des reventes de petites

quantités, et ce, sur de courtes périodes, à un prix à peine supérieur au prix de l'électricité patrimoniale.

23.2 Aux références (iii) et (iv), veuillez présenter en détail le calcul des coûts d'achats de court terme et de revenus de revente.

Réponse :

Achats :

En 2012, les achats réalisés se sont concentrés aux mois de janvier et février, avec des quantités de 190 GWh (7,0 M\$).

Le détail des coûts d'achats de 2012 et 2013 est présenté dans les tableaux R-23.2-A et R-23.2-B.

**TABLEAU R-23.2-A.
DÉTAIL DU COÛT DES TRANSACTIONS D'ACHAT POUR 2012**

Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2012														
\$/MWh (1 \$US = 0,99 \$CA)														
		janv-12	févr-12	mars-12	avr-12	mai-12	juin-12	juil-12	août-12	sept-12	oct-12	nov-12	déc-12	Total
NYMEX NY zone M (24 h)¹	\$US / MWh				22,18	23,44	26,21	28,55	22,86	24,82	28,01	32,02		
NYMEX NY zone M Pointe	\$US / MWh				25,55	25,23	29,04	32,80	24,98	28,11	31,71	35,63		
+ Frais de sortie de NY	\$US / MWh				5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11		
+ Frais de courtage	\$US / MWh				0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75		
= Prix d'achat en pointe	\$CAN / MWh				31,09	30,78	34,55	38,27	30,53	33,63	37,19	41,08		
NYMEX NY zone M Hors pointe	\$US / MWh				19,15	21,88	23,88	24,39	21,32	21,60	24,79	29,30		
+ Frais de sortie de NY	\$US / MWh				5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11		
+ Frais de courtage	\$US / MWh				0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75		
= Prix d'achat hors pointe	\$CAN / MWh				24,76	27,46	29,44	29,94	26,90	27,19	30,34	34,81		
Volume des achats	GWh	146,4	42,9	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	189,6 (a)
Coûts	M\$	5,6	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0 (b)
Prix moyen des achats														37,0 (b) / (a)

Note 1 : Moyenne pondérée des prix en pointe et hors pointe.

**TABLEAU R-23.2-B.
DÉTAIL DU COÛT DES TRANSACTIONS D'ACHAT POUR 2013**

Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2012														
\$/MWh (1 \$US = 1\$CA)														
		janv-13	févr-13	mars-13	avr-13	mai-13	juin-13	juil-13	août-13	sept-13	oct-13	nov-13	déc-13	Total
<u>NYMEX NY zone M (24 h) ¹</u>	\$US / MWh	38,28	35,28	29,28	28,62	27,60	28,41	31,45	33,49	27,43	30,59	32,47	32,08	
<u>NYMEX NY zone M Pointe</u>	\$US / MWh	43,22	39,30	33,35	31,38	31,17	31,69	35,61	39,38	30,74	34,44	37,04	35,83	
+ Frais de sortie de NY	\$US / MWh	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	
+ Frais de 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	
+ Droits d'émissions GES	\$CAN / MWh	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	
= Prix d'achat en pointe	\$CAN / MWh	53,93	50,02	44,07	42,10	41,88	42,41	46,33	50,10	41,46	45,16	47,76	46,55	
<u>NYMEX NY zone M Hors pointe</u>	\$US / MWh	33,84	31,62	25,93	25,99	24,40	25,78	27,71	28,20	24,78	26,82	28,82	29,00	
+ Frais de sortie de NY	\$US / MWh	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	
+ Frais de 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	
+ Droits d'émissions GES	\$CAN / MWh	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	
= Prix d'achat hors pointe	\$CAN / MWh	44,56	42,34	36,65	36,71	35,12	36,50	38,43	38,92	35,49	37,53	39,54	39,72	
Volume des achats	GWh	264,1	190,8	79,7	1,0	0,0	3,7	0,0	0,3	1,1	0,0	13,1	140,6	694,3 (a)
Coûts	M\$	13,3	8,8	3,2	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,6	6,1	32,3 (b)
Prix moyen des achats														46,5 (b) / (a)

Note 1 : Moyenne pondérée des prix en pointe et hors pointe.

Reventes :

Pour les raisons énoncées en réponse à la question 23.1, aucun revenu de revente n'était prévu pour ces périodes, au moment de la préparation du présent dossier.

Les tableaux suivants présentent le calcul des prix de revente et leur comparaison au prix de l'électricité patrimoniale, pour les années 2012 et 2013.

Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie

**TABLEAU R-23.2-C
CALCUL DES PRIX DE REVENTE EN 2012**

Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2012

\$/MWh (1 \$US = 0,99 \$CA)		mai-12	juin-12	juil-12	août-12	sept-12	oct-12	nov-12	déc-12
NYMEX NY zone M (24 h) ¹									
	\$US / MWh	22,18	23,44	26,21	28,55	22,86	24,82	28,01	32,02
NYMEX NY zone M Pointe									
	\$US / MWh	25,55	25,23	29,04	32,80	24,98	28,11	31,71	35,63
-	Taux de pertes sur réseau TÉ	%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
=	Prix avec pertes	\$US / MWh	24,24	23,94	27,55	31,12	23,70	26,67	30,08
-	Transit sur NY et courtage	\$US / MWh	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
+	Ajustement	\$US / MWh	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00
-	Service pt@pt de HQT	\$CAN / MWh	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28
=	Prix de revente en pointe	\$CAN / MWh	9,75	9,47	13,06	16,61	9,27	12,24	15,64
NYMEX NY zone M Hors pointe									
	\$US / MWh	19,15	21,88	23,88	24,39	21,32	21,60	24,79	29,30
-	Taux de pertes sur réseau TÉ	%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
=	Prix avec pertes	\$US / MWh	18,17	20,76	22,65	23,14	20,22	20,50	23,52
-	Transit sur NY et courtage	\$US / MWh	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
+	Ajustement	\$US / MWh	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00
-	Service pt@pt de HQT	\$CAN / MWh	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28
=	Prix de revente hors pointe	\$CAN / MWh	3,76	6,32	8,21	8,70	5,83	6,11	9,12
	Prix de l'électricité patrimoniale	\$CAN / MWh	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90
/	Perte sur l'électricité patrimoniale	%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%
=	Prix de l'électricité patrimoniale (sans les pertes)	\$CAN / MWh	25,74	25,74	25,74	25,74	25,74	25,74	25,74

**TABLEAU R-23.2-D
CALCUL DES PRIX DE REVENTE EN 2013**

Moyenne des prix à terme du mois d'avril 2012

\$/MWh (1 \$US = 1\$CA)		janv-13	févr-13	mars-13	avr-13	mai-13	juin-13	juil-13	août-13	sept-13	oct-13	nov-13	déc-13
NYMEX NY zone M (24 h) ¹													
	\$US / MWh	38,28	35,28	29,28	28,62	27,60	28,41	31,45	33,49	27,43	30,59	32,47	32,08
NYMEX NY zone M Pointe													
	\$US / MWh	43,22	39,30	33,35	31,38	31,17	31,69	35,61	39,38	30,74	34,44	37,04	35,83
-	Taux de pertes sur réseau TÉ	%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%
=	Prix avec pertes	\$US / MWh	40,96	37,25	31,62	29,74	29,54	30,04	33,75	29,14	32,64	35,11	33,96
-	Transit sur NY et courtage	\$US / MWh	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
+	Ajustement	\$US / MWh	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00
-	Service pt@pt de HQT	\$CAN / MWh	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28
=	Prix de revente en pointe	\$CAN / MWh	26,68	22,97	17,34	15,46	15,26	19,47	23,05	14,86	18,36	20,83	19,68
NYMEX NY zone M Hors pointe													
	\$US / MWh	33,84	31,62	25,93	25,99	24,40	25,78	27,71	28,20	24,78	26,82	28,82	29,00
-	Taux de pertes sur réseau TÉ	%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%
=	Prix avec pertes	\$US / MWh	32,08	29,97	24,58	24,63	23,13	24,44	26,27	26,73	23,48	25,42	27,32
-	Transit sur NY et courtage	\$US / MWh	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
+	Ajustement	\$US / MWh	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00
-	Service pt@pt de HQT	\$CAN / MWh	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28
=	Prix de revente hors pointe	\$CAN / MWh	17,80	15,69	10,30	10,35	8,85	10,16	11,99	12,45	9,20	11,14	13,21
	Prix de l'électricité patrimoniale	\$CAN / MWh	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90
/	Perte sur l'électricité patrimoniale	%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%	8,4%
=	Prix de l'électricité patrimoniale (sans les pertes)	\$CAN / MWh	25,74	25,74	25,74	25,74	25,74	25,74	25,74	25,74	25,74	25,74	25,74

Note 1 : Moyenne pondérée des prix en pointe et hors pointe.

24. Références : (i) Pièce B-0021, page 13;
(ii) Pièce B-0013, page 8;
(iii) Pièce B-0011, page 3.

Préambule :

- (i) Tableau 6 – Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux
- (ii) Tableau 3 – Évolution de la prévision des ventes pour l'année 2012
- (iii) Tableau 1 – Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1^{er} avril 2013 (M\$)

Demandes :

24.1 Veuillez démontrer l'impact (4) de l'écart de prévision à la référence (ii) sur :

- les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux;
- les revenus de ventes;
- le compte de pass-on;
- les revenus additionnels requis (les ventes nettes des achats).

Veuillez préciser les volumes (GWh) et prix / coûts (\$/MWh) utilisés.

Réponse :

Le tableau R-24.1 compare les ventes, nettes des achats d'électricité, autorisées pour 2012 à celles prévues pour l'année de base 2012.

**TABLEAU R-24.1
ANNÉE 2012 - VENTES NETTES DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ (EN M\$)**

	Référence	D-2012-024	Année de base	Écart
Ventes d'électricité	D-2012-024 : R-3776-2011, HQD-18, document 1 page 8 Année de base : non versé au dossier	10 548,6	10 281,2 ¹	(267,4)
Compte de nivellement pour aléas climatiques	HQD-8, document 7, page 21		78,8	78,8
Ajustement - Provision réglementaire 2011	R-3776-2011, HQD-18, document 1 page 5	12,6	12,6	0,0
Provision réglementaire 2012 récupérée en 2013	R-3776-2011, HQD-18, document 1 page 5	(14,2)	(14,2)	0,0
Achats d'électricité	HQD-4, document 1 page 5	5 109,2	4 901,1	(208,1)
Ventes nettes des achats d'électricité		5 437,8	5 457,3	19,5

¹ Revenus de 167 741 GWh correspondant aux ventes publiées de janvier à avril et prévues de mai à décembre 2012

L'impact de l'écart de prévision des achats d'électricité est de -208,1 M\$ dont +26,4 M\$ relatif à l'achat d'électricité postpatrimoniale tel que présenté au tableau 1 de la pièce HQD-5, document 1. L'écart résiduel de 234,5 M\$ est attribuable à l'électricité patrimoniale, à l'ajustement des contrats spéciaux et au compte de *pass-on* 2012.

Par ailleurs, l'impact des écarts sur l'ensemble des achats d'électricité est capté par le compte de *pass-on* 2012 dont l'estimation de 8,3 M\$ pour l'année de base est déjà inclus au revenu requis de l'année témoin 2013 (voir la pièce HQD-5, document 2, tableau 1). Le détail du

compte de *pass-on* 2012 en volumes (GWh) et en coûts est présenté au tableau 15 de l'annexe B de la pièce HQD-8, document 7.

24.2 En se basant sur la question précédente, veuillez simuler, séparément, les impacts suivants :

- Sous-estimation de 250 GWh des ventes au tarif D;
- Surestimation de 250 GWh des ventes au tarif L.

Réponse :

Dans le cas d'une sous-estimation de la demande de 250 GWh au tarif D, non attribuable à un effet climatique, pour l'année de base 2012, le Distributeur estime un excédent des ventes nettes des achats d'électricité de l'ordre de 10 M\$. Par contre, s'il s'agit d'une surestimation de la demande de 250 GWh au tarif L, secteur industriel, le Distributeur estime un déficit des ventes nettes des achats de l'ordre de 5 M\$.

COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

- 25. Références :** (i) Pièce B-0024, page 6;
(ii) Pièce B-0024, page 21, annexe A.

Préambule :

(i) « Pour l'analyse de l'évolution des charges d'exploitation, il est important de distinguer la contribution des charges sous le contrôle du Distributeur de celle plus spécifique liée à des charges ponctuelles ou hors de son contrôle direct. »

CHARGES D'EXPLOITATION

(en M\$)	Année historique 2011	D-2012-024 ajustée	Année de base 2012	Année témoin 2013
Activités de base	1 042,4	1 076,3	1 056,5	1 076,4
Activités de base FIP	180,7	157,6	207,4	308,3
Éléments spécifiques	9,1	33,8	31,9	48,1
Pannes majeures	0,0	0,0	0,0	5,9
Total	1 232,2	1267,7	1 295,8	1 438,7

FIP : Facteurs d'indexation particuliers.

Sources : Extrait des pièces B-0024, page 6, tableau 2 ; B-0024, page 5, tableau 1; B-0024, page 9, tableau 3 et B-0024, page 14, tableau 6.

(ii) Le Distributeur présente à l'annexe A l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation des activités de base d'un montant de 1 076,4 M\$ pour l'année témoin 2013.

ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION (M\$)

	Établissement de l'enveloppe
	Année témoin 2013
Enveloppe des charges d'exploitation - D-2012-024 (selon tableau 2)	1 076,3
Élément de conciliation	
- Rendement des fournisseurs	-7,4
Efficienc additionnelle 2012 maintenue en 2013	-20,3
Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe	1 048,6
Démarche de planification	
Facteur de progression combiné des charges de 2,5 %	26,6
Gains d'efficience - Actions de gestion courante (cible de 1 %)	-10,5
Gains découlant d'actions structurantes	-5,0
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements	<u>11,2</u>
	22,3
Élément de conciliation	
+ Rendement des fournisseurs	5,5
Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2013	1 076,4

Demandes :

25.1 Veuillez confirmer que la résultante de *l'enveloppe des charges d'exploitation* autorisée et ajustée en 2012 de 1 076,3 M\$ moins *l'efficience additionnelle 2012 maintenue en 2013* de 20,3 M\$ (référence (ii)) correspond au montant des activités de base de l'année de base 2012 de 1 056 M\$ (référence (i)).

Réponse :

Le tableau R-25.1 présente le calcul de l'enveloppe de l'année de base 2012.

**TABLEAU R-25.1
ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION – ANNÉE DE BASE 2012 (EN M\$)**

	Établissement de l'enveloppe
	Année de base 2012
Enveloppe des charges d'exploitation - D-2012-024 (selon tableau 2 de la pièce HQD-7, document 1)	1 076,3
Efficiencie additionnelle 2012	-20,3
Reclassement du Programme spécial visant à contrer la subutilisation d'énergie vers les activités de base (selon le tableau 3 de la pièce HQD-7, document 1)	
D-2012-024	-4,5
Année de base 2012	5,0
	0,5
Enveloppe des charges d'exploitation - Année de base 2012 (selon tableau 2 de la pièce HQD-7, document 1)	1 056,5

25.2 Veuillez refaire le calcul de l'année de base 2012 et de l'année témoin 2013 des charges d'exploitation des activités de base selon la formule paramétrique en considérant le montant de l'année historique 2011 (diminué de l'impact de l'implantation des IFRS-Avantages complémentaires de retraite 2011) comme point de départ. Veuillez présenter le même niveau de détail qu'au tableau de l'annexe A.

Réponse :

Le tableau R-25.2 présente l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation 2013 à partir de l'année historique 2011.

**TABLEAU R-25.2
ÉTABLISSEMENT DE L'ENVELOPPE DES CHARGES D'EXPLOITATION 2013
SELON L'ANNÉE HISTORIQUE 2011 COMME POINT DE DÉPART (EN M\$)**

	Établissement de l'enveloppe	
	Année de base 2012	Année témoin 2013
Enveloppe des charges d'exploitation	1 042,4	1 051,0
Élément de conciliation		
- Rendement des fournisseurs	-10,8	-5,5
Élément non récurrent		
Impact de l'implantation des IFRS - Avantages complémentaires de retraite	-9,8	
Efficiency additionnelle 2012 maintenue en 2013		-20,3
Charges d'exploitation pour établissement de l'enveloppe	1 021,8	1 025,2
Démarche de planification		
Facteur de progression combiné des charges (2,5 %)	25,2	25,9
Gains d'efficacité - Actions de gestion courante (1 %)	-10,2	-10,3
Gains découlant d'actions structurantes		-5,0
Facteur de croissance des activités liés aux nouveaux abonnements (portion variable à 75 %) ¹	<u>8,7</u>	<u>8,1</u>
	23,7	18,7
Élément de conciliation		
+ Rendement des fournisseurs	5,5	5,5
Enveloppe des charges d'exploitation - Année témoin 2013	1 051,0	1 049,4

¹ 2012 : Abonnements de 4 060 195 selon le réel 2011 comparativement à 4 106 439 selon l'année de base 2012.

2013 : Abonnements de 4 106 439 selon l'année de base 2012 comparativement à 4 149 521 selon l'année témoin 2013.

- 26. Références :**
- (i) Pièce B-0024, page 7;
 - (ii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0025, page 7;
 - (iii) Dossier R-3770-2011, pièce B-0006, page 37;
 - (iv) Décision D-2011-058, page 9.

Préambule :

(i) Le Distributeur considère la réalisation de gains supplémentaires de 5 M\$ découlant d'actions structurantes relatives au projet Lecture à distance (LAD), dans l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation des activités de base totalisant 1 076,4 M\$ pour l'année témoin 2013.

(ii) Dans le dossier tarifaire précédent, le Distributeur considère la réalisation de gains supplémentaires de 2,6 M\$ découlant d'actions structurantes relatives au projet Optimisation des systèmes clientèles (OSC) pour 2,3 M\$ et au projet Lecture à distance (LAD) pour 0,3 M\$, dans l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitation des activités de base pour l'année témoin 2012.

(iii) Dans sa demande d'autorisation pour réaliser le projet LAD, le Distributeur indique que :

« Durant la période 2012-2017, le projet LAD permettra au Distributeur de remplacer la relève à pied par une relève automatisée des compteurs et d'effectuer l'interruption et la remise en service à distance des clients en recouvrement, générant des gains de 2 207 M\$ et, à compter de 2018, des gains récurrents de 81 M\$ par année.

La réduction de la masse salariale permettra à terme de réaliser des réductions de coûts de 62 M\$ et d'autres gains de 19 M\$ associés principalement à la réduction des coûts de l'exploitation des liens téléphoniques, de la facturation interne et des coûts autres de l'activité relève dont l'essence et les immatriculations. »

TABLEAU 6 : GAINS ASSOCIÉS AU PROJET LAD

k\$ (courants)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Masse salariale	(103)	(8 234)	(19 933)	(36 214)	(42 057)	(47 682)	(62 493)
Autres Gains	(571)	(3 478)	(6 571)	(11 913)	(14 461)	(15 839)	(18 807)
Total	(674)	(11 712)	(26 504)	(48 127)	(56 518)	(63 521)	(81 300)

La Régie note des gains associés au projet LAD de 11,7 M\$ en 2013.

(iv) Dans sa décision D-2011-058 relative au projet OSC, la Régie indique que le Distributeur a calculé l'impact tarifaire du projet pour la période 2010-2017.

TABLEAU 6 – ANALYSE FINANCIÈRE

M\$ courants	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Bénéfices	0,0	0,4	3,4	8,1	11,2	12,7	13,1	13,4
Charges	3,4	12,1	7,5	1,7	1,7	1,7	1,1	1,0
Amortissement	0,0	0,0	1,5	8,9	8,9	8,9	8,9	7,4
Radiation	0,0	0,0	9,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Taxes sur le capital et les services publics	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
Frais financiers	0,0	0,0	0,4	2,3	1,8	1,2	0,7	0,2
Dépenses totales	3,4	12,1	18,7	13,2	12,5	11,9	10,8	8,7
Revenus requis	3,4	11,7	15,3	5,1	1,4	-0,7	-2,2	-4,8

Source : Dossier R-3747-2010, pièce B-0006, page 19, tableau 6.

La Régie note des bénéfices associés au projet OSC de 8,1 M\$ en 2013.

Demandes :

26.1 Pour le projet LAD, veuillez expliquer l'écart entre les gains de 5,3 M\$ (références (i) et (ii)) pris en compte en 2012 et 2013 et les gains cumulatifs de 11,7 M\$ en 2013 annoncés dans la demande d'autorisation du projet (référence (iii)).

Réponse :

Le report du début du déploiement massif explique l'écart pour 2013 entre le montant de 11,7 M\$ identifié à la référence (iii) et le montant de 5,0 M\$ identifié à la référence (i). Le montant de 11,7 M\$ représentait les gains réalisés en 2013 incluant 0,7 M\$ de gains récurrents à compter de 2012.

Le montant de 674 k\$ (0,7 M\$) de 2012 du tableau 6 de la référence (iii) comprend 0,3 M\$ de gains relatifs aux charges d'exploitation et 0,4 M\$ d'autres revenus.

26.2 Pour le projet OSC, veuillez expliquer l'écart entre les gains de 2,3 M\$ (référence (ii)) pris en compte en 2012 et les gains cumulatifs de 8,1 M\$ en 2013 annoncés dans la décision relative au projet (référence (iv)).

Réponse :

À la lumière de l'expérience acquise lors de la mise en place de la livraison 2, le Distributeur a révisé le périmètre initial⁷ de certaines optimisations fonctionnelles du projet dans le but de mieux gérer les impacts sur le centre d'appel et le service à la clientèle. Ainsi, le Distributeur a retiré du projet l'optimisation du processus emménagement / déménagement, la gestion des soldes créditeurs et certaines fonctionnalités pour le traitement des demandes d'alimentation. Le calendrier des travaux a également été révisé pour mener à une implantation en décembre 2012 plutôt qu'en octobre. En conséquence, les coûts et bénéfices afférents au projet ont été ajustés comme suit :

Charges d'exploitation

Augmentation en 2013 des charges d'exploitation de 3,3 M\$ découlant des efforts supplémentaires prévus afin de stabiliser les opérations et maintenir les niveaux de services durant la période post-implantation et l'habilitation des ressources touchées par les changements. En

⁷ Pièce HQD-1, document 1, section 4.2.3, du dossier R-3747-2010.

conséquence, les charges passent de 1,7 M\$ au dossier R-3747-2010⁸ à 5,0 M\$ tel que présenté au tableau 6 de la pièce HQD-7, document 1, page 14.

Gains

Le Distributeur ayant révisé le périmètre du projet, seuls les gains liés au processus Recouvrer demeurent⁹. Ces bénéfices proviennent de deux sources. La première découle de la réduction des frais d'intérêts sur l'inventaire des comptes à recevoir et se reflétera par une réduction des frais financiers corporatifs. La seconde résulte de la réduction des inventaires de comptes à recevoir envoyés aux firmes externes.

Ce faisant, les gains cumulatifs anticipés de 8,1 M\$ au dossier R-3747-2010¹⁰ pour 2013 ont été révisés à la baisse à 2,3 M\$, tel que mentionné au dossier R-3776-2011¹¹. Aucun gain supplémentaire n'a été ajouté au présent dossier pour 2013.

Les fonctionnalités retirées seront réévaluées dans les prochaines années et les bénéfices qui en découlent seront alors intégrés aux efforts d'efficacité du Distributeur, le cas échéant.

26.3 Veuillez expliquer pourquoi aucuns gains supplémentaires découlant du projet OSC n'ont été pris en compte en 2013.

Réponse :

Voir la réponse à la question 26.2.

- 27. Références :**
- (i) Pièce B-0024, page 9, tableau 3;
 - (ii) Pièce B-0024, page 10;
 - (iii) Décret numéro 846-2012, 1^{er} août 2012;
 - (iv) Décret numéro 1173-2011, 23 novembre 2011.

Préambule :

⁸ Décision D-2011-058, tableau 2, page 9.

⁹ Pièce HQD-1, document 1, tableau 3, page 16, du dossier R-3747-2010.

¹⁰ Pièce HQD-1, document 1, tableau 6 du dossier R-3747-2010.

¹¹ Pièce HQD-7, document 1, page 7, du dossier R-3776-2011.

(i) Le Distributeur présente au tableau 3 les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (FIP), dont les coûts relatifs au Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ) au montant de 52,6 M\$ pour l'année de base 2012 et de 56,0 M\$ pour l'année témoin 2013.

(ii) « Dans sa décision D-2012-021, la Régie a autorisé le Distributeur, à compter du 1er janvier 2012, à recouvrer aux charges de l'année les coûts reliés à la contribution versée au ministère des Ressources naturelles et de la faune [MRNF] pour les activités du BEIÉ et qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle en conformité avec l'IAS 38. En conséquence, le Distributeur évalue que ces coûts s'élèvent à 56 M\$ pour 2013 et a retenu cet élément sous la base du critère 2 « Coût découlant de nouvelles exigences externes ». »

(iii) Le 1^{er} août 2012, dans son décret numéro 846-2012, le gouvernement du Québec fixe la quote-part 2012-2013 à 34 320 000 \$ pour l'électricité.

(iv) Le 23 novembre 2011, dans son décret numéro 1173-2011, le gouvernement du Québec fixe la quote-part 2011-2012 à 49 400 000 \$ pour l'électricité.

Demandes :

27.1 Veuillez déposer les paragraphes de la norme IAS 38 qui appuient la comptabilisation aux charges d'exploitation de la totalité des coûts relatifs au BEIÉ proposée par le Distributeur.

Réponse :

Le paragraphe 10 de l'IAS 38 mentionne que :

(...) « la définition d'une immobilisation incorporelle, à savoir le caractère identifiable, le contrôle d'une ressource et l'existence d'avantages économiques futurs. Si un élément entrant dans le champ d'application de la présente norme ne satisfait pas à la définition d'une immobilisation incorporelle, les dépenses engagées pour son acquisition ou sa production en interne sont comptabilisées en charges lorsqu'elles sont engagées. »

27.2 Veuillez expliquer comment le Distributeur a établi les prévisions de la quote-part versée au MRNF pour les activités du BEIÉ de 52,6 M\$ pour l'année de base 2012 et de 56,0 M\$ pour l'année témoin 2013. Veuillez fournir le détail des calculs.

Réponse :

Le Distributeur a établi les prévisions de coûts relatifs au BEIÉ pour 2012 et 2013 à partir du décret 1173-2011 auxquelles la part de

l'électricité pour la bonification du programme Rénoclimat selon le budget provincial 2012-2013 - Plan budgétaire G.104 a été ajoutée.

**TABLEAU R-27.2
COÛTS RELATIFS AU BEIÉ POUR 2012 ET 2013**

Calcul de la quote-part 2012 et 2013				2012	2013
Quote-part 2011-2012 selon décret 1173-2011				49,4	49,4
Bonification pour le programme Rénoclimat				3,2	6,6
Prévision de la quote-part (M\$)				52,6	56,0
Explications					
Bonification pour le programme Rénoclimat	M\$ (1)	Part de l'électricité (2)	Par trimestre (M\$)	Nb de trimestre en 2012	Nb de trimestre en 2013
1 avril 2012 au 31 mars 2013	5,6	75%	1,05	3	1
1 avril 2013 au 31 mars 2014	9,8	75%	1,84		3
(1) Selon le budget provincial 2012-2013 - Plan budgétaire G.104					
(2) Approximation (2010-2011 : 73,7% 2011-2012 : 79,5%)					

27.3 Veuillez fournir les économies en électricité et/ou autres formes d'énergie pour l'année de base 2012 et l'année témoin 2013 et indiquer qui du MRNF ou d'Hydro-Québec doit se créditer les économies d'énergie.

Réponse :

Le Distributeur ne se crédite que les économies d'énergie générées par ses programmes. Quant aux activités du BEIÉ, c'est le MRNF qui se crédite les économies d'énergie attribuables à ses propres programmes.

Le Distributeur ne détient aucune donnée relative aux économies d'énergie autres que pour le secteur de l'électricité puisque les autres sources d'énergie ne sont pas sous sa responsabilité.

27.4 Veuillez comparer les prévisions et les montants fixés par les décrets numéros 846-2012 et 1173-2011 (références (iii) et (iv)). Veuillez expliquer les écarts.

Réponse :

Les prévisions du Distributeur ont été calculées en fonction des informations disponibles au moment de l'établissement du présent

dossier, soit le décret 1173-2011 du 23 novembre 2011 et le budget provincial 2012-2013 (Voir la réponse à la question 27.2).

Les montants payables par le Distributeur au MRNF sont fixés par les décrets. Le Distributeur ne dispose pas d'informations sur la composition des coûts qui lui sont attribuables en vertu de ces décrets.

27.5 Veuillez indiquer les dates d'exigibilité de la quote-part annuelle du Distributeur 2011-2012 et celle de 2012-2013 payable au MRNF (versements trimestriels?).

Réponse :

Le tableau R-27.5 présente les dates d'exigibilité et les montants de la quote-part annuelle pour 2011-2012 et de celle pour 2012-2013.

**TABLEAU R-27.5
VERSEMENTS TRIMESTRIELS DES QUOTES-PARTS AU MRNF**

Quote-part	Date d'exigibilité	Montant
2011-2012	30-juin-11	14 610 717,75 \$
2011-2012	30-sept-11	11 596 427,42 \$
2011-2012	31-déc-11	11 596 427,42 \$
2011-2012	31-mars-12	11 596 427,41 \$
		49 400 000,00 \$
2012-2013	30-juin-12	11 596 427,41 \$
2012-2013	30-sept-12	7 574 524,20 \$
2012-2013	31-déc-12	7 574 524,20 \$
2012-2013	31-mars-13	7 574 524,19 \$
		34 320 000,00 \$

Selon les informations obtenues, la quote-part annuelle pour 2012-2013 est plus basse que celle de 2011-2012 en raison de la situation de surplus budgétaire qui prévalait au BEIÉ.

27.6 Veuillez indiquer si les prévisions du dossier tarifaire sont établies en fonction de la méthode de comptabilisation d'exercice ou de la méthode des déboursés. Veuillez indiquer si les prévisions du dossier tarifaire sont établies sur la période du 1^{er} janvier au 31 décembre (exercice du Distributeur) ou sur la période du 1^{er} avril au 31 mars (exercice du MRNF). Veuillez justifier le choix de méthode.

Réponse :

Les prévisions de la quote-part versée au MRNF pour les activités du BEIÉ sont établies en fonction de la méthode de comptabilisation d'exercice pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre soit, l'exercice financier du Distributeur. Cette méthode est conforme aux normes comptables canadiennes en vigueur et identique à celle appliquée par Hydro-Québec dans ses états financiers à vocation générale.

27.7 Veuillez présenter les quotes-parts 2011-2012 et 2012-2013 fixées par les décrets par trimestre sur une base d'exercice pour l'année de base 2012 et pour l'année témoin 2013 du Distributeur.

Réponse :

Les dernières quotes-parts fixées par décret à ce jour sont celles de 2011-2012 et de 2012-2013. Le Distributeur étant en attente du décret pour la quote-part de 2013-2014, le tableau R-27.7 ne présente pas les quotes-parts pour les trois derniers trimestres de 2013.

**TABLEAU R-27.7
QUOTES-PARTS SELON LES DÉCRETS SELON LA COMPTABILITÉ D'EXERCICE**

	Décrets	Quote-part (M\$)	Année de base 2012 ajustée du Décret 846-2012		Année témoin 2013 ajustée du Décret 846-2012	
			Nombre de trimestres	(M\$)	Nombre de trimestres	(M\$)
Quote-part 2011-2012 (1 avril 2011 au 31 mars 2012)	1173-2011	49,4	1	12,4	0	0,0
Quote-part 2012-2013 (1 avril 2012 au 31 mars 2013)	846-2012	34,3	3	25,7	1	8,6
Quote-part 2013-2014 (1 avril 2013 au 31 mars 2014)	non publié	-	-	-	-	-
Prévision intégrée au dossier R-3814-2012	S/O	49,4	-	-	3	37,1
			4	38,1	4	45,7

27.8 Veuillez élaborer sur la possibilité d'ajuster les prévisions de l'année de base 2012 et de l'année témoin 2013 basées sur les montants des décrets numéros 1173-2011 et 846-2012.

Réponse :

Le Distributeur tient à préciser que le décret 1173-2011 est déjà pris en compte dans ses prévisions.

Le Distributeur ne voit aucun problème à refléter le décret 846-2012 à son année de base 2012 (neuf derniers mois de l'exercice) et à son année témoin 2013 (trois premiers mois de l'exercice).

Cependant, ne contrôlant pas les coûts qui seront engagés par le BEIÉ et n'étant pas en mesure de confirmer si la situation de surplus budgétaire du BEIÉ se reproduira pour son exercice financier 2013-2014, le Distributeur maintient sa prévision initiale pour les neufs derniers mois de l'année témoin 2013.

28. Référence : Pièce B-0024, page 13.

Préambule :

Le Distributeur indique que :

« Depuis le 1er janvier 2012, les coûts du PGEÉ qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle sont recouverts dans les revenus requis de l'année. En 2013, ces coûts s'élèvent à 35 M\$, soit une diminution de 9,1 M\$ par rapport au montant reconnu en 2012. Les coûts prévus pour l'année de base 2012 présentent quant à eux une baisse de 6 M\$ par rapport au montant reconnu en 2012 de 44,1 M\$. La révision du budget 2012 ainsi que le budget 2013 sont présentés respectivement aux sections 2 et 3 de la pièce HQD-8, document 8. Le tableau A-2 présente les portions charges et investissements de ces budgets pour les différents programmes. »

La Régie présente au tableau suivant l'évolution de charges reliées au PGEÉ sur la période 2006-2013 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	ND		ND	ND	ND
2012	44,1 (note1)	38,1		-6,0	-13,6%
2013	35,0				

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\$.

Sources : Décision D-2012-024, page 88 et pièce B-0024, page 9, tableau 3.

Demandes :

28.1 Veuillez compléter le tableau de la référence en indiquant le montant autorisé 2011 et le montant réalisé en 2011. Veuillez expliquer l'écart.

Réponse :

**TABLEAU R-28.1
ÉVOLUTION DES CHARGES RELIÉES AU PGEÉ**

(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	38,1		-6,0	-13,6%
2013	35,0				

28.2 Veuillez expliquer l'écart de -6,0 M\$ (-13,6 %) entre le montant autorisé en 2012 et le montant de l'année de base 2012.

Réponse :

L'écart s'explique principalement par la poursuite de l'optimisation des activités de commercialisation avec pour conséquence, une réduction des dépenses liées à ces activités.

28.3 Vu les écarts constatés dans les années antérieures, veuillez commenter la possibilité d'introduire un compte d'écarts pour les charges reliées au PGEÉ et au BEIÉ.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

28.4 Veuillez confirmer que la comptabilisation d'un compte d'écarts pour les charges reliées au PGEÉ et au BEIÉ serait permise en vertu des normes IFRS, au même titre que le compte d'écarts du coût de retraite, par exemple.

Réponse :

La comptabilisation d'un tel compte d'écarts pour les charges reliées au PGEÉ et au BEIÉ pourrait être maintenue dans les états financiers à vocation générale en vertu des IFRS.

- 29. Références :**
- (i) Pièce B-0024, page 15;
 - (ii) Pièce B-0024, page 14, tableau 6;
 - (iii) Rapport annuel 2011, pièce HQD-6, document 2, page 4.

Préambule :

(i) « *Automatisation du réseau*
Les charges d'exploitation prévues en 2013 s'inscrivent dans la continuité du projet d'investissement autorisé par la Régie. Le Distributeur prévoit soumettre une reclassification de cet élément dans ses activités de base lorsque la stabilité des coûts sera constatée sur une période de deux années de données réelles. »

(ii) Le Distributeur présente au tableau 6, l'évolution de la rubrique « Automatisation du réseau » :

Année historique 2011 :	7,7 M\$;
D-2012-024 :	8,8 M\$;
Année de base 2012 :	8,8 M\$;
Année témoin 2013 :	9,0 M\$.

(iii) Dans son rapport annuel 2011 (soumis à la Régie le 25 mai 2012), le Distributeur indique que :
« *Au 31 décembre 2011, les charges d'exploitation cumulatives totalisent 29,6 M\$. Le Distributeur prévoit respecter le budget d'exploitation autorisé au montant de 43 M\$.* »

Demandes :

- 29.1 Veuillez expliquer le dépassement prévu de 4,4 M\$ (10 %) entre le montant cumulé de 47,4 M\$ prévu en 2013 (29,6 M\$ le cumulatif au 31 décembre 2011+8,8 M\$ en 2012 +9,0 M\$ en 2013) et le montant autorisé de 43 M\$.

Réponse :

Le Distributeur entend déployer la totalité des équipements télécommandés reliés au projet Automatisation du réseau et terminer le projet d'ici la fin de l'année 2012. Aucun dépassement n'est prévu entre le montant autorisé de 43 M\$ et le montant cumulé prévu au 31 décembre 2012.

Pour 2013, les charges d'exploitation de 9,0 M\$ présentées au tableau 6 de la pièce HQD-7, document 1 représentent les frais récurrents nécessaires à l'exploitation des équipements installés, une fois le projet terminé à la fin de l'année 2012.

29.2 Veuillez commenter le fait que lors du dépôt du rapport annuel 2011 le 25 mai 2012, le Distributeur prévoyait respecter le montant autorisé de 43 M\$ alors que lors du dépôt du dossier tarifaire 2013 le 27 juillet 2012, la preuve montre un dépassement de 4,4 M\$.

Réponse :

Voir la réponse à la question 29.1.

30. Références : (i) Pièce B-0024, page 15;
(ii) Pièce B-0024, page 14, tableau 6;
(iii) Décision D-2011-058, page 9.

Préambule :

(i) « *Optimisation des systèmes clientèles (OSC)*
La révision du calendrier d'implantation du projet autorisé par la Régie dans sa décision D-2011-058 prévoit une mise en service à la fin décembre 2012. En 2013, des efforts seront déployés afin de maintenir les niveaux de services durant la période de stabilisation des systèmes et l'habilitation des ressources touchées par les changements. »

(ii) Le Distributeur présente au tableau 6, l'évolution de la rubrique « Optimisation des systèmes clientèles » :

D-2012-024 : 23,6 M\$;
Année de base 2012 : 21,7 M\$;
Année témoin 2013 : 5,0 M\$.

(iii) Dans sa décision D-2011-058, la Régie présente le tableau 2 préparé par le Distributeur :

TABLEAU 2

IMPACT TARIFAIRE DU PROJET PAR ANNÉE DE MISE EN SERVICE

(EN M\$)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>M\$ courants</i>								
Bénéfices	0,0	0,4	3,4	8,1	11,2	12,7	13,1	13,4
Charges	3,4	12,1	7,5	1,7	1,7	1,7	1,1	1,0
Amortissement	0,0	0,0	1,5	8,9	8,9	8,9	8,9	7,4
Radiation	0,0	0,0	9,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Taxes sur le capital et les services publics	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
Frais financiers	0,0	0,0	0,4	2,3	1,8	1,2	0,7	0,2
Dépenses totales	3,4	12,1	18,7	13,2	12,5	11,9	10,8	8,7
Revenus requis	3,4	11,7	15,3	5,1	1,4	-0,7	-2,2	-4,8

Source : Dossier R-3747-2010, pièce B-0006, page 19, tableau 6.

La Régie note au tableau 2 des charges au montant de 1,7 M\$ en 2013.

Demande :

30.1 Veuillez expliquer l'écart de 3,3 M\$ entre le montant prévu de 5,0 M\$ en 2013 (référence (ii)) et le montant de 1,7 M\$ en 2013 tel que reproduit dans la décision D-2011-058 (référence (iii)).

Réponse :

Voir la réponse à la question 26.2.

31. Références : (i) Pièce B-0024, pages 34 à 35;
(ii) Dossier R-3677-2008, pièce HQD-7 document 3, annexe A, page 9.

Préambule :

En 2012, le Distributeur a poursuivi la quatrième année de son programme d'inspection et de retraitement des poteaux et l'outil d'aide à la décision (« ODEMA ») lui a permis d'optimiser ses stratégies associées à la gestion de ses actifs. Ainsi, les données acquises par le biais des inspections de poteaux lui ont permis d'établir une démographie et une courbe de survie qui lui ont permis de modifier la volumétrie de son programme d'inspection des poteaux par année à 180 000 poteaux à partir de 2013. De plus, le Distributeur précise que l'augmentation du nombre de poteaux à inspecter annuellement ne se traduira pas par une augmentation des coûts du programme puisqu'il a pu négocier ses contrats sur trois ans, dont le coût unitaire de 82 \$ est inférieur au coût en vigueur au début du programme qui était de 89 \$.

Demande :

31.1 Veuillez confirmer que le contrat au coût unitaire de 82 \$, contient les mêmes activités définies au dossier R-3677-2008, HQD-7 document 3, annexe A, page 9.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

FRAIS CORPORATIFS

32. Référence : Pièce B-0024, page 18, tableau 8.

Préambule :

**TABLEAU 8
FRAIS CORPORATIFS (M\$)**

Description	Année historique 2011	D-2012-024	Année de base 2012	Année témoin 2013	Variation 2013 vs D-2012-024
Frais corporatifs excluant la portion relative au coût de retraite et le compte d'écarts	28,6	33,2	33,4	33,7	0,5
Portion relative au coût de retraite	1,1	1,3	1,6	2,6	1,3
Compte d'écarts - Coût de retraite	1,0	-1,1	-1,4	0,4	1,5
Total	30,7	33,4	33,6	36,7	3,3

« Les frais corporatifs totalisent 36,7 M\$ en 2013 comparativement au montant reconnu de 33,4 M\$ par la décision D-2012-024, soit une augmentation de 3,3 M\$. Si on exclut la portion relative au coût de retraite ainsi que le compte d'écarts, les frais corporatifs auraient montré une hausse de 0,5 M\$, soit 1,5 %. La pièce HQD-7, document 10 présente les frais corporatifs d'Hydro-Québec et du Distributeur excluant le compte d'écarts. »

Demande :

32.1 Veuillez expliquer l'écart de 5,1 M\$ (18 %) entre le montant de l'année historique 2011 et le montant de l'année témoin 2013 des frais corporatifs excluant la portion relative au coût de retraite et le compte d'écarts.

Réponse :

L'augmentation des frais corporatifs entre l'année historique 2011 et l'année témoin 2013 s'explique principalement par l'indexation de la masse salariale, par l'inflation sur les autres coûts ainsi que par le report de certaines activités et des comblements de postes de 2011 à 2012 et 2013. La hausse s'explique également dans une moindre mesure par une légère augmentation de la quote-part des frais corporatifs attribuée au Distributeur.

DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES (DMC)

33. Référence : Pièce B-0024, pages 41 et 42, annexe E.

Préambule :

« Selon la méthode actuelle, la DMC est composée d'une enveloppe de base et de trois éléments spécifiques : la subtilisation d'énergie, la stratégie pour la clientèle à faible revenu et le rehaussement de la dépense de mauvaises créances.

[...]

La nouvelle méthode proposée consiste à appliquer un taux de dépenses de mauvaises créances sur les ventes prévues (excluant les ventes des clients grandes entreprises). Ce taux prend en compte l'expérience passée et les stratégies de recouvrement mises l'avant par le Distributeur. La nouvelle méthode ne s'applique ni à la stratégie pour la clientèle à faible revenu, ni à la subtilisation d'énergie.

[...]

Le Distributeur tient cependant à souligner que la méthode proposée tout comme la méthode actuelle, sert à l'établissement de la dépense de mauvaises créances à des fins prévisionnelles. Elle n'est toutefois pas liée à la méthode d'établissement du risque de crédit associé aux comptes débiteurs du Distributeur et comptabilisé dans ses résultats réels. En effet, en mode réel, la dépense est établie en fonction des comptes à recevoir totaux et est associée à l'évaluation faite par le Distributeur des risques de non recouvrement. »

Demandes :

33.1 Veuillez calculer la DMC pour l'année 2013 selon la méthode actuelle (activités de base et éléments spécifiques) en complétant le tableau 5 de la pièce B-0024, page 13. Veuillez fournir également les données des années historiques 2007 à 2010.

Réponse :

Le tableau R-33.1 présente la dépense de mauvaises créances (« DMC ») selon la méthode actuelle.

**TABLEAU R-33.1
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES SELON LA MÉTHODE ACTUELLE (EN M\$)**

	Année historique 2007	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	D-2012-024	Année de base 2012	Année témoin 2013
Clients grande puissance	0,3	0,1	2,2	14,5	2,6			
Éléments spécifiques / Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	1,0	31,2	24,5	75,8	37,9	27,5	33,6	36,2
Alimentation des clients de la région de Schefferville	1,0							
Stabilisation post projet SIC		6,0						
Programme spécial visant à contrer la subvention d'énergie		1,1	1,9	1,5	0,4	0,5	0,5	
Stratégie pour la clientèle à faible revenu		0,8	1,1	3,7	2,7	6,0	7,0	9,0
Rehaussement de la dépense pour mauvaises créances ¹		23,3	21,5	70,6	34,8	21,0	26,1	27,2
Enveloppe de base	53,3	47,2	45,1	47,5	50,6	46,6	46,6	48,0
Clientèle résidentielle, commerciale et affaires ¹	52,9	44,1	46,6	45,2	46,1	45,4	45,4	46,2
Autres	0,4	3,1	(1,5)	2,3	4,5	1,2	1,2	1,8
Mauvaises créances totales	54,6	78,5	71,8	137,8	91,1	74,1	80,2	84,2

¹ Éléments couverts par la nouvelle méthode d'établissement de la DMC

33.2 Veuillez expliquer pourquoi la méthode proposée à des fins prévisionnelles est différente de celle utilisée en mode réel. Veuillez indiquer si la méthode utilisée en mode réel pourrait être utilisée à des fins prévisionnelles.

Réponse :

La DMC en mode réel est composée de la variation de la provision entre deux années et des radiations de l'année en cours.

Selon la méthode proposée, les ventes prévues sont à la base du calcul de la DMC prévisionnelle. Le Distributeur considère que d'appliquer d'autres paramètres aux ventes pour simuler le vieillissement des comptes à recevoir comporterait un niveau d'imprécision trop grand et ferait appel à des paramètres difficiles à prévoir.

33.3 Veuillez présenter la DMC selon la méthode en mode réel pour les années historiques 2007-2011, soit le détail des comptes à recevoir (par exemple : 0-30 jours, 31-120 jours, 121 jours et plus) et le taux des risques de non recouvrement.

Réponse :

Le tableau R-33.3-A présente les composantes de la DMC. Les tableaux R-33.3-B et R-33.3-C présentent respectivement l'évolution de l'âge des comptes à recevoir et le taux moyen des risques de non recouvrement.

**TABLEAU R-33.3-A
DMC PAR COMPOSANTES**

En M(\$)	Annee historique 2007	Annee historique 2008	Annee historique 2009	Annee historique 2010	Annee historique 2011
Variation de provision	12,1	61,7	56,4	52,3	33,8
radiations	41,8	12,5	12,8	67,2	49,8
Total	53,9	74,2	69,2	119,5	83,6

**TABLEAU R-33.3-B
ÉVOLUTION DE L'ÂGE DES COMPTES À RECEVOIR**

En M(\$)	Annee historique 2007	Annee historique 2008	Annee historique 2009	Annee historique 2010	Annee historique 2011
0-30 jours	364	425	510	424	405
31-120 jours	103	135	139	116	112
121 jours et +	146	270	372	386	415
Total	613	830	1021	926	932

**TABLEAU R-33.3-C
TAUX MOYEN DES RISQUES DE NON RECOUVREMENT**

En (%)	Annee historique 2007	Annee historique 2008	Annee historique 2009	Annee historique 2010	Annee historique 2011
0-30 jours	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%
31-120 jours	7,3%	3,8%	3,4%	3,3%	3,5%
121 jours et +	63,3%	57,8%	57,1%	68,9%	72,2%

33.4 Veuillez présenter un balisage sur les méthodes utilisées à des fins prévisionnelles et en mode réel auprès d'entreprises comparables.

Réponse :

Un exercice de balisage a été réalisé par la firme *First Quartile Consulting* auprès de 17 entreprises d'électricité nord-américaines sur les résultats de l'année 2011. Parmi les entreprises sondées, 10 ont répondu à la question « *Please describe your method for forecasting writeoffs for future period* ». Les méthodes suivantes ont été répertoriées :

- cinq entreprises établissent leur prévision sur des tendances historiques sans en préciser la base de calcul ;
- trois autres utilisent un taux de mauvaises créances basé sur une tendance historique appliquée à une prévision des ventes découlant des conditions économiques anticipées ;
- une entreprise base sa prévision sur la tendance historique et la qualité de ses comptes à recevoir ;
- une entreprise applique une méthode basée sur une combinaison de tendances historiques : faillites, interruptions de service, qualité de ses comptes à recevoir et radiations liées à un programme de soutien des ménages à faible revenu.

- 34. Références :** (i) Pièce B-0024, page 43, annexe E, tableau 1;
(ii) Pièce B-0024, pages 43 et 44, annexe E.

(i) **Préambule :** Le Distributeur présente au tableau 1, les DMC et les taux de DMC sur les ventes pour la période 2011-2013.

**TABLEAU 1
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES ET TAUX DE DMC SUR LES VENTES**

	Année historique 2011	D-2012-024	Année de base 2012	Année témoin 2013
Ventes clientèle régulière (résidentielle, commerciale et affaires) (en M\$)	7 728	8 214	7 892	8 122
Dépense de mauvaises créances (en M\$)	80,9	66,4	73,0	73,8
Taux de la dépense de mauvaises créances	1,05%	0,81%	0,92%	0,91%

(ii) Le Distributeur explique l'évolution des taux de DMC par rapport à l'évolution des comptes à recevoir de moins de 120 jours et de plus de 120 jours. Il indique également que :

« En 2013, grâce à sa stratégie de recouvrement des comptes en souffrance, le Distributeur est confiant de pouvoir continuer l'amélioration de sa performance et prévoit un taux de DMC de 0,91 %. La modification aux conditions de services proposée à la pièce HQD-11, document 2 à la section 5.1 devrait permettre de poursuivre cette amélioration. »

Demandes :

34.1 Veuillez fournir le détail des ventes pour la période 2011-2013. Veuillez fournir les ventes selon le même niveau de détail que le tableau 1 de la pièce B-0013, page 5, en millions de dollars et pour la période 2011-2013. Veuillez concilier ces données avec les ventes clientèle régulière présentées au tableau 1 (référence (i)) et expliquer les différences.

Réponse :

Le Distributeur souhaite apporter des corrections aux montants des ventes et de la DMC du tableau présenté à la référence (i). Les taux de DMC sur les ventes demeurent toutefois inchangés. Le tableau suivant aurait dû être déposé :

**TABLEAU R-34.1-A
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES
ET TAUX DE DMC SUR LES VENTES - VERSION CORRIGÉE**

	Année historique 2011	D-2012-024	Année de base 2012	Année témoin 2013
Total des ventes clientèles résidentielle, commerciale et affaires (M\$)	7 728	7 884	7 738	8 025
Dépense de mauvaises créances (M\$)	80,9	66,4	71,5	73,4
Taux de la dépense de mauvaises créances	1,05%	0,84%	0,92%	0,91%

Les ventes servant à l'établissement de la dépense de mauvaises créances correspondent aux ventes totales du Distributeur à l'exclusion des ventes réalisées auprès des clients grandes entreprises.

Le niveau de détails présenté au tableau 1 de la pièce HQD-2, document 2 ne permet pas de concilier les revenus par type de clientèle servant à l'établissement de la dépense de mauvaises créances. Cependant, le Distributeur présente, au tableau R-34.1-B, les revenus selon les deux types de clientèle conciliés avec les revenus totaux du Distributeur pour les années demandées.

**TABLEAU R-34.1-B
REVENUS DES VENTES SERVANT À L'ÉTABLISSEMENT DE LA DMC
PAR TYPE DE CLIENTÈLE (EN M\$)**

	Année historique 2011	D-2012-024	Année de base 2012	Année témoin 2013
Ventes Clientèles résidentielle, commerciale et affaires	7 728	7 884	7 738	8 025
Ventes Clients grandes entreprises	2 733	2 665	2 543	2 745
Total Distributeur^{1 2 3 4}	10 461	10 549	10 281	10 770

¹ Année historique 2011 : Rapport annuel 2011 du Distributeur, HQD-2, document 3, page 9.

² D-2012-024 : Dossier R-3776-2011, HQD-18, document 1, tableau 3, page 8.

³ Année de base 2012 : Voir la réponse à la question 24.1.

⁴ Année témoin 2013 : Dossier R-3814-2012, HQD-1, document 4, tableau 3, page 6.

34.2 Veuillez compléter le tableau 1 (référence (i)) en fournissant les données des années historiques 2007 à 2010. Veuillez expliquer les écarts importants.

Réponse :

Le tableau R-34.2 présente la dépense de mauvaises créances ainsi que le taux de DMC sur les ventes pour la période 2007 à 2013.

**TABLEAU R-34.2
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES ET TAUX DE DMC SUR LES VENTES 2007-2013**

En (M\$)	Année historique 2007	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	D-2012-024	Année de base 2012	Année témoin 2013
Ventes clientèle résidentielle	4130	4287	4484	4287	4508	4627	4525	4732
Ventes clientèle commerciale et affaires	3145	3204	3203	3184	3220	3256	3213	3293
Ventes clientèles	7 275	7 491	7 687	7 471	7 728	7 884	7 738	8 025
Dépense de mauvaises créances résidentielle	nd	nd	57,7	108,0	69,0	57,2	58,8	60,4
Dépense de mauvaises créances commerciale et affaires	nd	nd	10,4	7,8	11,9	9,2	12,7	13,0
Dépense de mauvaises créances	53,9	73,4	68,1	115,8	80,9	66,4	71,5	73,4
Taux de la dépense de mauvaises créances résidentielle (%)	nd	nd	1,3%	2,5%	1,5%	1,2%	1,3%	1,3%
Taux de la dépense de mauvaises créances commerciale et affaires (%)	nd	nd	0,3%	0,2%	0,4%	0,3%	0,4%	0,4%
Taux de la dépense de mauvaises créances (%)	0,74%	0,98%	0,89%	1,55%	1,05%	0,84%	0,92%	0,91%

34.3 Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur n'utilise pas un taux de DMC sur les ventes clientèle résidentielle et un taux sur les ventes clientèle commerciale et affaires.

Réponse :

Le Distributeur a choisi ce niveau de détail afin de faciliter un exercice de balisage de ses résultats dans le futur.

34.4 Veuillez fournir les données du tableau 1 (référence (i)) sur la période 2007-2013 et expliquer les écarts importants, pour chacune des catégories suivantes :

- La clientèle résidentielle;
- La clientèle commerciale et affaires.

Réponse :

Voir le tableau présenté en réponse à la question 34.2.

L'écart de taux entre les deux catégories de clientèle est tributaire des conditions de service propres à chaque clientèle, notamment, l'obligation de desservir et le moratoire d'interruption en période hivernale qui ne touchent que la clientèle résidentielle. Par ailleurs, les mesures de gestion de crédit applicables à la clientèle commerciale et affaires limitent les risques de non-recouvrement de cette clientèle, ce qui se reflète dans un taux plus bas.

Enfin, le taux pour l'année 2010 relatif à la clientèle résidentielle a augmenté de façon marquée due à une provision spéciale de 38 M\$ reflétant les impacts de la détérioration du contexte économique amorcée en 2008, tel qu'expliqué dans les dossiers précédents.

34.5 Veuillez fournir la ventilation des comptes à recevoir (0-30 jours, 31-120 jours, 121 jours et plus) pour la période 2007-2013 et expliquer les écarts importants, pour chacune des catégories suivantes :

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

Réponse :

Les tableaux R-34.5-A, R-34.5-B, R-34.5-C présentent respectivement pour les années 2007 à 2011, l'évolution de l'âge des comptes à recevoir totaux, l'évolution de l'âge des comptes à recevoir de la clientèle résidentielle et l'évolution de l'âge des comptes à recevoir de la clientèle commerciale et affaires.

TABLEAU R-34.5-A
ÉVOLUTION DE L'ÂGE DES COMPTES À RECEVOIR TOTAUX (EN M\$)

	Année historique 2007	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011
0-30 jours	364	425	510	424	405
31-120 jours	103	135	139	116	112
121 jours et +	146	270	372	386	415
Total	613	830	1021	926	932

TABLEAU R-34.5-B
ÉVOLUTION DE L'ÂGE DES COMPTES À RECEVOIR RÉSIDENTIEL (EN M\$)

	Année historique 2007	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011
0-30 jours	251	274	358	283	291
31-120 jours	77	110	117	98	94
121 jours et +	128	249	343	355	387
Total	456	633	818	736	772

TABLEAU R-34.5-C
ÉVOLUTION DE L'ÂGE DES COMPTES À RECEVOIR COMMERCIALE ET AFFAIRES (EN M\$)

	Année historique 2007	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011
0-30 jours	113	151	152	141	114
31-120 jours	26	25	22	18	18
121 jours et +	18	21	29	31	28
Total	157	197	203	190	160

Entre 2007 et 2009, les hausses tarifaires combinées à la hausse de la demande ainsi que la sous-évaluation des mensualités MVÉ¹² de certains clients pour l'année 2009 ont contribué à faire augmenter les comptes à recevoir entre 0-30 jours pour la clientèle résidentielle.

L'effet de la récession débutée en 2008 combiné au taux d'endettement croissant a contribué à faire augmenter la strate des 121 jours et plus.

¹² Voir la réponse à la question 1 de la demande de renseignements n°1 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-13, document 3 du dossier R-3708-2009.

34.6 Veuillez expliquer comment les prévisions des taux de DMC de 0,92 % pour l'année de base 2012 et de 0,91 % pour l'année témoin 2013 ont été établis à ces niveaux.

Réponse :

Le taux de DMC a été établi à partir de l'année de base et de l'année historique la plus récente pour les deux composantes de la DMC, soit la provision pour mauvaises créances et les radiations.

En 2012 et 2013, le Distributeur poursuivra ses efforts de recouvrement afin de rajeunir les comptes à recevoir. De plus, le Distributeur constate une légère amélioration depuis les deux dernières années des radiations pour faillites et anticipe qu'elle pourra se poursuivre en 2013.

Pour ces raisons, le Distributeur croit qu'il ne serait pas approprié de reconduire le taux de l'année historique 2011.

34.7 Veuillez confirmer que les bénéfices anticipés découlant de la modification aux conditions de service (pièce B-0048, page 20) ne sont pas reflétés dans le taux de 0,91 % pour l'année 2013. Si oui, veuillez indiquer les impacts prévus.

Réponse :

Les bénéfices anticipés de l'enregistrement des données de crédit de la clientèle résidentielle auprès des agents d'évaluation de crédit (« AÉC ») n'ont pas été pris en compte dans la prévision de la DMC pour l'année 2013.

Advenant une décision favorable de la Régie à cette mesure, le Distributeur, tel que précisé à la pièce HQD-11, document 2, a prévu plusieurs étapes préalables qui se dérouleront en 2013. Par conséquent, le Distributeur évalue que les bénéfices ne devraient se faire sentir qu'à partir de 2014, année d'implantation effective de la mesure. Parmi ces étapes figurent la négociation des contrats avec les AÉC selon les règles de l'entreprise pour des contrats de nature similaire, le développement informatique associé à la transmission des données, les communications à la clientèle et la période de grâce pour permettre aux clients de régulariser leur situation.

- 35. Références :** (i) Pièce B-0048, page 21;
(ii) Pièce B-0048, page 22;
(iii) Pièce B-0048, page 26.

Préambule :

(i) « Une étude produite en 2009 par des chercheurs américains révèle que la transmission des données de crédit aux agents de renseignements personnels (ARP) permet de réduire les comptes à recevoir, donc la dépense de mauvaises créances. »

(ii) « Par exemple, NICOR Gas, un distributeur de gaz desservant 1,7 million de clients résidentiels de l'État de l'Illinois, enregistre les données de crédit de ses clients depuis 1999. Il a observé une diminution de la dépense de mauvaises créances de 20 % sur 3 ans, une réduction des radiations, ainsi qu'une hausse des paiements à temps et du nombre d'ententes de paiement. »

(iii) « Évaluation des gains et des coûts d'implantation

Les résultats obtenus par NICOR Gas sur sa dépense de mauvaises créances, présentés à la section 5.3.1, laissent entrevoir une possibilité de gains appréciables pour le Distributeur. Toutefois, le suivi des gains de cette solution représente un défi puisque la dépense de mauvaises créances est dépendante d'une multitude de facteurs, tels que les conditions économiques, les tarifs, l'optimisation du système clientèle et les stratégies de recouvrement. Le Distributeur prévoit suivre différents indicateurs, dont l'âge des comptes à recevoir, l'évolution des radiations, le délai moyen de recouvrement et l'évolution de la cote de crédit des clients, qui lui permettront d'estimer l'impact de cette solution. »

[Nous soulignons]

Demandes :

35.1 Veuillez estimer les « gains appréciables » pour le Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à l'engagement n°2 à la pièce HQD- 1, document 2.3.

Le Distributeur estime que les gains de la mesure seront appréciables, à la lumière des conclusions de l'étude produite en 2009 par le PERC¹³ et des discussions qu'il a eues avec NICOR Gas et DTE Energy. De plus, l'étude révèle que les bénéfices de cette mesure supplantent

¹³ Michael TURNER, Robin BARGHESE, Patrick WALKER et Katrina DUSEK, Credit Reporting Customer Payment Data : Impact on Customer Payment Behavior and Furnisher Costs and Benefits, PERC, mars 2009.

généralement les coûts de mise en place informatique de 2 à 10 fois¹⁴ et se font sentir rapidement, dans un délai de moins de cinq ans¹⁵ après l'implantation de la mesure.

Sur ces bases, le Distributeur est confiant que dès la première année, les bénéfices compenseront les coûts d'implantation. À l'intérieur des cinq ans suivant l'implantation et toutes choses égales par ailleurs :

- les bénéfices anticipés de la mesure pourraient dépasser les coûts d'implantation de 2 M\$ à 10 M\$;
- le nombre de comptes en souffrance pourrait diminuer de 100 k.

Le Distributeur rappelle ses réserves quant à la capacité de faire le suivi de ces gains.

35.2 Advenant le cas où la Régie accepte la transmission des données de crédit aux ARP, veuillez estimer la diminution anticipée des comptes à recevoir pour les années 2013-2017.

Réponse :

Voir la réponse à la question 35.1.

MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

36. Référence : Pièce B-0026, page 5.

Préambule :

Le Distributeur indique que :

« Salaire de base : Incluant l'impact des ajustements organisationnels, la baisse des salaires de base de 9,7 M\$ est attribuable à la diminution du nombre d'équivalents temps complet (ETC) sur la période (voir section 2), contrebalancée par les augmentations accordées en vertu des conventions collectives de travail et à la progression salariale des employés. »

¹⁴ Idem, page 22, tableau C.

¹⁵ Idem, page 25.

La Régie présente au tableau suivant l'évolution des salaires de base sur la période 2007-2013, incluant les impacts des ajustements organisationnels présentés aux rapports annuels 2007-2011 du Distributeur :

(en M\$)	Montant autorisé et ajusté	Année de base	Année historique	Écart	%
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	507,2		479,3	-27,9	-5,5 %
2011	489,6		466,7	-22,9	-4,7 %
2012	496,9	478,9		-18,0	-3,6 %
2013	487,2				

Sources : 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 et pièce B-0026, page 5.

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

Demandes :

36.1 Veuillez quantifier les composantes de la baisse des salaires de base de 9,7 M\$ en 2013 par rapport au montant autorisé et ajusté en 2012. Veuillez indiquer le pourcentage d'augmentation accordé en vertu des conventions collectives de travail et celui de la progression salariale des employés.

Réponse :

L'ajustement économique ainsi que la progression dans les échelles salariales, entre le montant reconnu et ajusté de 2012 et l'année témoin 2013, sont en moyenne respectivement de 1,9 % et 1,2 % pour les différents groupes d'emploi du Distributeur.

L'écart de 9,7 M\$ au niveau du salaire de base de l'année témoin 2013 par rapport au montant reconnu en 2012 est attribuable principalement aux éléments suivants :

- **9,0 M\$ d'ajustement économique ;**
- **5,7 M\$ de progression dans les échelles salariales ;**
- **18,6 M\$ de baisse découlant de la réduction prévue de 250 ETC en lien avec la variation des éléments spécifiques ainsi que de l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance.**

Le Distributeur rappelle que les impératifs du calendrier réglementaire font en sorte que le dossier tarifaire doit être déposé avant l'approbation finale de son plan d'affaires. Ainsi, pour les fins du dossier tarifaire, l'établissement de la prévision des salaires de base pour une année témoin donnée se fait en établissant l'évolution des ETC, à laquelle est appliqué un taux moyen de salaire de base, par groupe d'emploi, en respect des conventions collectives. Pour les fins du plan d'affaires, le Distributeur refait le même exercice mais, effectif par effectif. Le déploiement budgétaire 2012 a permis au Distributeur d'ajuster le salaire moyen utilisé dans l'établissement de la prévision des salaires de base de l'année de base 2012 et de l'année témoin 2013. Cet ajustement de taux et les différences dans la composition de la main-d'œuvre expliquent l'écart résiduel de 5,8 M\$.

Le Distributeur tient à souligner qu'il est normal de constater des variations dans les salaires moyens prévus lors de l'élaboration du dossier tarifaire, ceux utilisés lors des déploiements budgétaires et ceux effectivement constatés dans les résultats réels. Celles-ci sont dues à plusieurs facteurs dont, entre autres, le renouvellement de la main-d'œuvre, les mouvements de personnel, les progressions salariales, les changements aux conditions de travail et les réévaluations d'emploi, et ce, dans le respect des conventions collectives.

36.2 Veuillez expliquer les écarts favorables de 27,9 M\$, 22,9 M\$ et 18,0 M\$ respectivement des années 2010, 2011 et 2012 (tableau présenté en référence). Veuillez également quantifier les composantes de ces écarts.

Réponse :

L'écart de 27,9 M\$ a été expliqué dans la réponse à la question 9.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.3, du dossier R-3776-2011. De façon sommaire, le montant autorisé ajusté de 507,2 M\$ pour l'année 2010 n'incluait pas la réorganisation des unités Communication et RH. En tenant compte de cette dernière, le montant autorisé ajusté pour l'année 2010 s'élève à 499,7 M\$ plutôt qu'à 507,2 M\$, ramenant l'écart par rapport au réel à 20,4 M\$ au lieu du 27,9 M\$ initialement constaté. La variation de 20,4 M\$ s'explique par :

- un écart favorable de 15,5 M\$ relié à la baisse de 199 ETC ;
- un écart résiduel de 4,9 M\$.

L'écart de 22,9 M\$ relatif à 2011 s'explique par :

- une diminution de 10,7 M\$ ou 168 ETC en lien avec la variation des éléments spécifiques et avec l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance ;
- un écart de 4,6 M\$ provenant des vacances des employés temporaires, lesquelles sont prévues dans les salaires de base, alors que le réel est comptabilisé dans les autres primes ;
- un écart résiduel de 7,6 M\$.

L'écart de 18,0 M\$ relatif à 2012 s'explique par :

- une diminution de 12,7 M\$ ou 174 ETC en lien avec la variation des éléments spécifiques et l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance ;
- un écart résiduel de 5,3 M\$.

Le Distributeur rappelle qu'il ne peut quantifier chacune des composantes des écarts résiduels, puisque les variations de la masse salariale peuvent être dues à plusieurs facteurs, tels que décrits en réponse à la question 36.1, soit le renouvellement de la main-d'œuvre, les mouvements de personnel, les progressions salariales, les changements aux conditions de travail et les réévaluations d'emploi, et ce, dans le respect des conventions collectives.

37. Référence : Pièce B-0064, page 8, tableau 3 révisé.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 3 révisé la variation du nombre des équivalents temps complets (ETC).

TABLEAU 3 RÉVISÉ : VARIATION DES ETC

VARIATION	Année témoin 2013 vs D-2012-024 ajustée	Année témoin 2013 vs Année de base 2012
Éléments spécifiques	+ 26	+ 50
Automatisation du réseau	- 5	- 4
Lecture à distance - Phase 1	+ 27	+ 51
Optimisation des systèmes Clientèle (Migration majeure SIC)	+ 8	+ 3
Électrification du transport collectif	- 4	0
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	- 4	+ 3
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	+ 4	+ 4
Inspection et retraitement des poteaux de bois	- 8	- 1
Variation des effectifs découlant des « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »	+ 22	+ 53
Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance	- 272	- 129
TOTAL	- 250	- 76

La Régie présente au tableau suivant l'évolution du nombre d'ETC sur la période 2010-2012, incluant les impacts des ajustements organisationnels présentés aux rapports annuels 2010 et 2011 du Distributeur :

		Écart réel Vs autorisé et ajusté		Écart année de base Vs autorisé et ajusté	
2010	Éléments spécifiques	-47 ETC	-5,5 M\$		
	Amélioration de la performance	-152 ETC	-10,0 M\$		
	Total	-199 ETC	-15,5 M\$		
2011	Éléments spécifiques	-17 ETC	-0,9 M\$		
	Amélioration de la performance	-151 ETC	-14,4 M\$		
	Total	-168 ETC	-15,3 M\$		
2012	Éléments spécifiques et Activités de base FIP			ND ETC	ND M\$
	Amélioration de la performance			ND ETC	ND M\$
	Total			-174 ETC	ND M\$

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 et Pièce B-0064, page 7, tableau 2 révisé.

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 :

37.1 Veuillez quantifier les composantes des écarts présentés au tableau 3 révisé, soit -250 ETC en 2013 par rapport au nombre d'ETC autorisé et ajusté en 2012 et -76 ETC en 2013 par rapport au nombre d'ETC de l'année de base 2012. Veuillez expliquer les écarts importants.

Réponse :

Le tableau R-37.1 quantifie en millions de dollars les composantes de l'écart de -250 ETC observé entre l'année témoin 2013 et le nombre d'ETC reconnu et ajusté de 2012, ainsi que celui de -76 ETC entre l'année témoin 2013 et l'année de base 2012.

**TABLEAU R-37.1
VARIATION DES ETC**

VARIATION	Année témoin 2013 vs D-2012-024 ajustée		Année témoin 2013 vs Année de base 2012	
	ETC	M\$	ETC	M\$
Éléments spécifiques	+ 26	+ 2,1	+ 50	+ 4,0
Automatisation du réseau	- 5	- 0,9	- 4	- 0,4
Lecture à distance - Phase 1	+ 27	+ 3,2	+ 51	+ 4,2
Optimisation des systèmes Clientèle (Migration majeure SIC)	+ 8	+ 0,3	+ 3	+ 0,2
Électrification du transport collectif	- 4	- 0,5	-	-
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	- 4	- 0,6	+ 3	+ 0,1
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	+ 4	+ 0,1	+ 4	+ 0,2
Inspection et retraitement des poteaux de bois	- 8	- 0,7	- 1	- 0,1
Variation des effectifs découlant des « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »	+ 22	+ 1,5	+ 53	+ 4,1
Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance	- 272	- 22,6	- 129	- 11,0
TOTAL	- 250	- 21,1	- 76	- 6,9

La diminution des ETC est entièrement attribuable à l'amélioration de la performance opérationnelle du Distributeur, grâce à la mise en place d'actions de gestion courante, notamment dans ses activités reliées à son réseau de distribution, tel que décrit à la pièce HQD-7, document 2 du présent dossier. En effet, le Distributeur entend continuer à saisir les opportunités que lui offrent les départs à la retraite prévus en 2012 et 2013 pour optimiser l'organisation de ses activités reliées au réseau de distribution. Ces actions d'amélioration s'inscrivent dans un ensemble d'initiatives qui intègre, notamment des ajustements sur le

rôle des superviseurs qui consacreront dorénavant davantage de temps aux équipes sur le terrain, la centralisation des activités des commis qui ont à effectuer un ensemble de gestes administratifs, ainsi qu'une réorganisation du travail des projeteurs et agents de services dans le cadre des activités liées aux projets et services. À ces initiatives s'ajoute l'introduction d'un filtre¹⁶ qui permet au Distributeur de fournir rapidement aux clients un ordre de grandeur du coût des travaux pour certains types d'interventions réalisées à leur demande. L'objectif est de réduire les déplacements et travaux inutiles pour des projets qui ne se concrétiseront pas en raison des coûts à défrayer jugés trop élevés par les clients concernés.

Rappelons également que le Distributeur vise toujours à réaliser ces réductions sans affecter la prestation de service rendu aux clients et que ces réductions sont au bénéfice de l'ensemble de la clientèle et ce, de façon récurrente.

37.2 Veuillez compléter et expliquer les écarts présentés au tableau préparé par la Régie relatifs à l'amélioration de performance pour les années 2010, 2011 et 2012.

Réponse :

Le tableau R-37.2 présente l'évolution du nombre d'ETC sur la période 2010-2012.

**TABLEAU R-37.2
ÉVOLUTION DU NOMBRE D'ETC**

Évolution des ETC		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 et Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers			-31	-2,6
	Amélioration de la performance			-143	-12,3
	Total			-174	-14,9

¹⁶ Voir la pièce HQD-11, document 2, section 4.

Le Distributeur rappelle que la prise en compte des pistes d'efficience dans l'élaboration de ses prévisions se fait de façon prudente, celles-ci devant se faire dans le respect des conventions collectives et devant être en lien avec les enjeux organisationnels. Le tableau R-37.2 démontre que le Distributeur a pu déployer les pistes identifiées plus rapidement que prévu, générant un impact à la baisse sur les ETC. À cet effet, le Distributeur a proposé d'intégrer en 2013 de façon exceptionnelle une efficience de 20,3 M\$ qu'il prévoit réaliser en 2012, ce qui réduit les charges d'exploitation de 20,8 M\$ en 2013, réduisant ainsi les revenus requis du même montant. L'intégration de cette efficience se traduit en gains récurrents au bénéfice de la clientèle.

- 37.3 Veuillez confirmer que ces écarts relatifs à l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance, pour les années 2010, 2011 et 2012, représentent un gain d'efficience de l'ordre de 1 % pour chacune de ces années. Si non, veuillez expliquer.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

Cependant, le Distributeur tient à rappeler qu'il faut être prudent dans l'analyse des variations par rubrique de coût et qu'il est essentiel d'analyser celles-ci dans leur ensemble.

En effet, les variations constatées par rapport au montant reconnu doivent être analysées dans une perspective globale et non par rubrique de coûts. Le Distributeur souligne qu'il ajuste au quotidien ses décisions et effectue une gestion globale et dynamique de ses charges tout en visant à respecter l'enveloppe reconnue par la Régie. Dans ce contexte, des dépenses supérieures au montant reconnu pour certaines rubriques doivent être compensées dans d'autres rubriques de coûts.

Tel que mentionné à la pièce HQD-2, document 3 du Rapport annuel 2010 déposé à la Régie, n'eut été des éléments hors du contrôle du Distributeur, tels que la charge de retraite et les frais corporatifs, les charges d'exploitation réelles du Distributeur auraient présenté une hausse de 21 M\$ par rapport au montant reconnu, hausse en grande partie attribuable à la dépense pour mauvaises créances, défavorable de 55 M\$.

De la même façon, les charges d'exploitation de 2011 du Distributeur auraient présenté une baisse de 7,5 M\$, écart qui représente moins de 0,6 % du montant reconnu en 2011, n'eut été de l'écart constaté au niveau des frais corporatifs. Il est à noter également que la dépense pour mauvaises créances a été supérieure de 13,8 M\$ en 2011.

Par ailleurs, l'intégration exceptionnelle d'une efficacité additionnelle de 20,3 M\$ en 2013 fait en sorte que le total des gains en actions courantes est de l'ordre de 3 %.

37.4 Veuillez expliquer comment a été établie la prévision de l'amélioration de performance opérationnelle nette de croissance pour l'année témoin 2013 (en ETC et en M\$).

Réponse :

Le Distributeur a, dans un premier temps, identifié les principales sources d'amélioration dans ses activités, autant celles reliées à son réseau de distribution que celles reliées au service à la clientèle, en saisissant, entre autres, les opportunités que lui offrent les départs à la retraite prévus. Par la suite, le Distributeur a estimé leur degré de réalisation potentiel en fonction de l'information dont il disposait au moment de l'élaboration du dossier tarifaire. Une fois le nombre d'ETC établi, le Distributeur en a évalué l'impact monétaire en lui appliquant un salaire moyen, par groupe d'emploi et en respect des conventions collectives.

AUTRES CHARGES DIRECTES

38. Référence : Pièce B-0027, page 3.

Préambule :

« Les autres charges directes totalisent 527,6 M\$ en 2013, soit une hausse de 83,5 M\$ par rapport au montant déterminé par la Régie en 2012 et ajusté pour tenir compte de l'impact des ajustements organisationnels. Si l'on exclut les coûts relatifs aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, aux éléments spécifiques et aux comptes d'écarts, les autres charges directes auraient augmenté de 14,9 M\$, soit une hausse de l'ordre de 5 %.

Cette hausse s'explique par la croissance normale des coûts découlant de l'inflation. D'autre part, des dépenses sont prévues pour des projets de développement en TI, à la

rubrique « Services externes – Autres », dont les ententes seront finalisées en cours d'année avec le groupe Technologie. De plus, le Distributeur anticipe des coûts supplémentaires d'expertise dans sa démarche conjointe avec le Transporteur visant la révision de la politique financière et la proposition de mécanismes de partage des écarts de rendement. »

Demande :

38.1 Veuillez quantifier les trois composantes qui expliquent la hausse de 14,9 M\$ (5 %) en 2013 par rapport au montant autorisé et ajusté en 2012.

Réponse :

Les coûts associés aux projets de développement en TI présentés à titre de « Services externes-autres » sont de l'ordre de 9 M\$ et couvrent certaines avenues explorées par le Distributeur en vue d'améliorer l'expérience client et d'assurer l'évolution du réseau de distribution.

Le solde de la hausse est attribuable à l'inflation et à l'ensemble des coûts d'expertise et de services juridiques externes encourus pour tous les dossiers réglementaires.

CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

39. Référence : Pièce B-0028, page 7.

Préambule :

Le Distributeur indique que :

« Les charges de services partagés totalisent 562,8 M\$ en 2013, soit une hausse de 29 M\$ (5,4 %) par rapport au montant reconnu par la Régie pour 2012 ajusté de l'impact des ajustements organisationnels.

En plus de la croissance normale des coûts découlant de l'inflation, les principaux éléments de variation des charges de services partagés s'expliquent comme suit :

- [...]*
- Réduction des charges de services partagés de 9 M\$ qui s'explique essentiellement par des montants prévus pour des projets de développement en TI présentés à titre de « Services externes-autres » dans la rubrique « Autres charges directes » plutôt qu'en charges de services partagés. En effet, tel que mentionné à la pièce HQD-7, document 4, les ententes avec le groupe Technologie seront finalisées en cours d'année. »*

La Régie a préparé le tableau suivant :

Centre de services partagés (CSP) (en M\$)	Réel 2011	D-2011-028 ajustée	Année de base 2012	Année témoin 2013	Écart 2013-Réel 2011
Activités de base Projets de développement en TI Activités de base ajustée	473,8	503,3	501,0	493,5 + 9,0 502,5	28,7 (6,1 %)
Activités de base IFP et éléments spécifiques	37,5	30,6	31,4	69,3	31,8 (85 %)
Total	511,3	533,9	532,4	562,8 +9,0	60,5 (12 %)

Sources : Pièce B-0028, page 6, tableau 3 et pièce B-0024, pages 25 et 26, annexe B.

Demandes :

39.1 Veuillez expliquer pourquoi les montants prévus pour les projets de développement en TI de 9 M\$ en 2013 ne sont pas présentés avec les CSP. Veuillez confirmer que lorsque les ententes avec le groupe Technologie seront finalisées au cours de l'année 2012, ce montant sera comptabilisé avec les charges de services partagés.

Réponse :

Tel que mentionné à la pièce HQD-7, document 4, certaines dépenses prévues pour des projets de développement en TI n'ont pu être incluses dans les charges de services partagés puisque les ententes avec le groupe Technologie n'étaient pas finalisées.

Le Distributeur confirme que les montants qui auront été convenus avec le groupe Technologie seront comptabilisés à titre de charges de services partagés.

39.2 Veuillez expliquer la hausse des activités de base des CSP de 28,7 M\$ (6,1 %) en 2013 par rapport au montant de l'année historique 2011. Les ajustements organisationnels des années précédant 2011 ne devaient-ils pas se refléter en une réduction des services achetés auprès de ses fournisseurs internes? Veuillez justifier.

Réponse :

Le Distributeur souligne que n'eût été de la diminution du rendement des fournisseurs de 5,3 M\$ et de la diminution découlant des

ajustements organisationnels de 3,9 M\$, l'augmentation des activités de base des charges de services partagés aurait été de 37,9 M\$.

Cet écart s'explique essentiellement comme suit :

- Croissance normale des coûts découlant de l'inflation de l'ordre de 20 M\$.
- En 2011, quatre projets d'innovation technologique sont passés de la phase de recherche à la phase de développement. Ce faisant, une part plus importante de l'enveloppe prévue aux charges d'exploitation en innovation technologique a été comptabilisée à titre d'actifs incorporels. Le Distributeur rappelle que les frais de recherche engagés dans ce type de projets sont comptabilisés aux résultats de l'exercice au cours duquel ils sont encourus jusqu'au moment où l'on peut démontrer qu'ils respectent tous les critères de capitalisation. À ce moment, les frais sont capitalisés à titre de frais de développement. Pouvant s'échelonner sur plus d'un exercice, l'issue du traitement comptable de ces projets est difficilement prévisible et peut créer en mode réel des écarts entre les charges et les investissements.
- Nombre grandissant de systèmes à exploiter découlant de différents projets dont OSC, le projet Réponse vocale interactive, les différents libres-services Web et le plan d'urgence de rétablissement du service. La mise en service de ces différents systèmes engendre un accroissement des coûts d'exploitation, de maintenance, d'archivage et de stockage de données.

Les ajustements organisationnels des années précédant 2011 ont eu pour effet de transférer des activités réalisées par le Distributeur vers les fournisseurs internes, ceux-ci refacturant ensuite leurs services au Distributeur. Ainsi, le dossier R-3740-2010 montre que le transfert en avril 2009 des unités Formation et technologie de l'information du Distributeur vers les fournisseurs internes entraîne, en 2010, une augmentation des charges de services partagés de 46,3 M\$¹⁷. De la même façon, le dossier R-3776-2011 montre que le transfert en avril 2010 de la direction Ressources humaines vers les unités corporatives entraîne, en 2011, une augmentation des charges de services partagés de 11,3 M\$¹⁸.

¹⁷ R-3740-2010, pièce HQD-7, document 5, tableau 1.

¹⁸ R-3776-2011, pièce HQD-7, document 5, tableau 1.

COÛTS CAPITALISÉS

40. Référence : Pièce B-0032, page 3, tableau 2.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 2, l'évolution du taux horaire moyen (en \$) des prestations de travail aux investissements.

Le taux horaire moyen (excluant le coût de retraite) de 120 \$ en 2013 est en hausse de 9 \$ (8 %) par rapport au montant autorisé en 2012 de 111 \$.

Demande :

40.1 Veuillez expliquer la hausse du taux horaire moyen de 9 \$ (8 %) en 2013 par rapport au montant autorisé en 2012.

Réponse :

La hausse du taux horaire moyen de l'année témoin 2013 par rapport à celui reconnu pour 2012 s'explique principalement par :

- **la croissance découlant de l'ajustement économique et de la progression dans les échelles salariales de 3,2 % ;**
- **des frais accrus d'utilisation de véhicules découlant du renouvellement d'une partie importante de la flotte de nacelles du Distributeur au cours des dernières années ;**
- **la décroissance du nombre d'ETC, laquelle exerce une pression à la hausse sur le taux horaire moyen, celui-ci étant la résultante des coûts directement contributifs à la prestation de travail, divisés par les heures productives de référence prévues.**

AUTRES CHARGES

41. Références : (i) Pièce B-0034, page 3, tableau 1;
(ii) Rapport annuel 2011, pièce HQD-2, document 3, pages 13 et 14;
(iii) Rapport annuel 2010, pièce HQD-2, document 3, page 7.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, l'évolution des autres charges sur la période 2011-2013.

Les autres charges s'élèvent à 1 029,3 M\$ pour l'année de base 2012, soit une baisse de 16,4 M\$ par rapport au montant autorisé en 2012 de 1 045,7 M\$. Cette baisse provient principalement de la charge d'amortissement des rubriques suivantes :

- Immobilisation en exploitation (-9,6 M\$);
- PGEÉ (-5,4 M\$);
- Autres actifs incorporels (-9,2 M\$);
- Sorties d'actifs (-9,5 M\$)
- Compte d'écarts- LAD (+17,1 M\$).

(ii) Dans son rapport annuel 2011, le Distributeur indique que :

« La charge d'amortissement s'établit à 802 M\$ au 31 décembre 2011 comparativement à un montant autorisé de 828 M\$. La diminution de 26 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :

- *Une réduction de 16 M\$ des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, tel qu'expliqué aux pages 8 et 9 de la pièce HQD-4, document 2 ;*
- *Un impact de 6 M\$ à la baisse de l'amortissement du Plan Global d'Efficacité Énergétique ainsi que des programmes et activités de l'Agence en efficacité énergétique résultant de soldes moins élevés que prévus au 31 décembre 2010 ;*
- *Une diminution de 3 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels suite à des mises en service moins élevées que le montant autorisé. »*

(iii) Dans son rapport annuel 2010, le Distributeur indique que :

« La charge d'amortissement s'établit quant à elle à 832 M\$ au 31 décembre 2010 comparativement à un montant autorisé de 852 M\$. La diminution de 20 M\$ s'explique par les éléments suivants :

- *Une baisse de 4 M\$ de l'amortissement des immobilisations en exploitation due essentiellement à la modification, en novembre 2010, de la durée de vie utile des poteaux qui est passée de 30 à 40 ans ;*
- *Une réduction de 14 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels. Cet écart s'explique principalement par :*
 - *une diminution du niveau des mises en service prévues suite à une révision des priorités d'affaires et à la mise en place de mécanismes de gestion de portefeuille concernant les projets d'investissement en technologie de l'information ;*
 - *le changement de catégorie de certains actifs incorporels passant d'un amortissement sur trois ans à un amortissement sur cinq ans.*
- *Un impact de 1 M\$ à la baisse relatif aux coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, tel qu'expliqué à la page 9, de la pièce HQD-4, document 2. »*

La Régie note une surestimation des prévisions des autres charges pour la période 2010-2012.

Demande :

- 41.1 Veuillez expliquer les écarts entre le montant de l'année de base 2012 et celui autorisé en 2012, pour chacune des rubriques présentées à la référence (i) et faire le lien avec l'évolution de la base de tarification.

Réponse :

Immobilisations en exploitation

Tel qu'expliqué en réponse à la question 16.2, la diminution de 9,6 M\$ découle principalement de la révision du calendrier de déploiement du projet LAD. Ainsi, la charge d'amortissement liée au projet LAD passe de 9,7 M\$ à 3,9 M\$, soit une diminution de 5,8 M\$ (voir à cet effet le tableau R-16.1 en réponse à la question 16.1). Cette diminution est toutefois compensée par une augmentation équivalente du compte d'écarts – LAD.

PGEE

La diminution de 5,4 M\$ s'explique par le niveau inférieur des mises en service réelles de l'année 2011 (173 M\$) par rapport à celles prévues pour 2011 au dossier R-3776-2011 (228 M\$). Cette baisse en 2011 s'explique par une participation plus faible, une optimisation des activités de commercialisation et par le retrait de certains programmes.

Autres actifs incorporels

La diminution de 9,2 M\$, essentiellement attribuable aux mises en services relatives aux logiciels, s'explique comme suit :

- un niveau inférieur des mises en service réelles de 2011 (17,8 M\$) par rapport à celles prévues pour 2011 au dossier R-3776-2011 (36,8 M\$) suite au repositionnement global des projets en technologie de l'information afin de tenir compte de l'évolution du réseau ainsi que de la vision relative à l'expérience client ;
- un niveau de mises en service prévues à l'année de base 2012 inférieur de 14,8 M\$ à celles autorisées (voir le tableau R-45.1 présenté en réponse à la question 45.1). Cet écart provient principalement de la révision du calendrier des mises en

service du projet OSC reportées à la fin 2012 ainsi que de la révision du calendrier de déploiement du projet LAD tel qu'expliqué en réponse à la question 16.2.

Sorties d'actifs

Tel qu'expliqué en réponse à la question 16.2, la diminution de 9,5 M\$ découle de la révision du calendrier de déploiement du projet LAD. Ainsi, les sorties d'actifs passe de 9,9 M\$ à 0,5 M\$, soit une diminution de 9,4 M\$, (voir à cet effet le tableau R-16.1 de la réponse à la question 16.1). Cette diminution est toutefois compensée par une augmentation équivalente du compte d'écarts – LAD.

Compte d'écarts – LAD

L'augmentation de 17,1 M\$ découle de la révision du calendrier de déploiement du projet LAD, tel qu'expliqué en réponse à la question 16.2. Cette augmentation contrebalance les diminutions attribuables au projet LAD relativement à l'amortissement des immobilisations en exploitation (-5,8 M\$) et aux sorties d'actifs (-9,4 M\$) tel que décrit ci-haut et présenté au tableau R-16.1.

- 42. Références :**
- (i) Pièce B-0034, page 5, tableau 3;
 - (ii) Rapport annuel 2011, pièce HQD-4, document 2, pages 8 et 9.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 3 le détail des coûts nets liés aux sorties d'actifs pour la période 2011 à 2013.

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

Description	Année historique 2011	2012		Année témoin 2013
		D-2012-024	Année de base	
Corroborations	14,6	16,0	16,0	16,0
<i>Poteaux</i>	-	-	-	-
<i>Conducteurs</i>	2,5	3,0	-	1,0
<i>Câbles</i>	10,2	7,0	10,0	10,0
<i>Transformateurs</i>	1,2	5,0	5,0	4,0
<i>Autres</i>	0,7	1,0	1,0	1,0
Appareils de mesure et autres	(0,9)	27,6	27,5	14,0
<i>Appareils de mesure</i>	2,8	4,5	4,5	4,5
<i>Revenus provenant de la vente d'actifs</i>	(10,3)	(5,5)	(7,0)	(7,0)
<i>Projets abandonnés et autres (incluant OSC)</i>	6,6	25,1	26,6	16,5
<i>Programmes commerciaux</i>	-	3,5	3,4	-
Projets majeurs à autoriser	-	9,9	0,5	18,0
<i>Projet LAD</i>	-	9,9	0,5	18,0
Total	13,7	53,5	44,0	48,0

(ii) Dans son rapport annuel 2011, le Distributeur explique l'écart de 16,3 M\$ (-54 %) entre les coûts nets liés aux sorties d'actifs réalisés en 2011 de 13,7 M\$ et le montant autorisé en 2011 de 30,0 M\$.

Demandes :

42.1 Veuillez expliquer l'écart de 16,3 M\$ (54 %) entre les coûts nets liés aux sorties d'actifs réalisés en 2011 de 13,7 M\$ et ceux de l'année témoin 2013 de 30 M\$ (excluant les projets majeurs à autoriser). Veuillez expliquer les écarts par composante.

Réponse :

Le tableau R-42.1 présente les variations entre l'année historique 2011 et l'année témoin 2013 des coûts nets liés aux sorties d'actifs.

**TABLEAU R-42.1
DÉTAIL DES COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS (EN M\$)**

	Année historique 2011	Année témoin 2013	Variations
Corroborations	14,6	16,0	(1,4)
Poteaux	-	-	-
Conducteurs	2,5	1,0	1,5
Câbles	10,2	10,0	0,2
Transformateurs	1,2	4,0	(2,8)
Autres	0,7	1,0	(0,3)
Appareils de mesure	2,8	4,5	(1,7)
Revenus provenant de la vente d'actifs	(10,3)	(7,0)	(3,3)
Projets abandonnés et autres	6,6	16,5	(9,9)
Retraits - Autres	3,6	6,5	(2,9)
Projets abandonnés	3,0	10,0	(7,0)
Total	13,7	30,0	(16,3)

L'écart de 16,3 M\$ entre l'année historique 2011 et l'année témoin 2013 s'explique principalement par les éléments suivants :

- **Corroborations** : Conséquemment à la récurrence de ces dossiers, l'écart de 1,4 M\$ démontre peu de variation entre les montants réalisés et ceux prévus. Pour 2013, les montants prévus sont en lien avec les activités de corroboration prévues par le Distributeur. Considérant que ces activités couvrent annuellement des immobilisations dont la valeur nette inscrite à l'actif du Distributeur représente 6 G\$, le montant de 16 M\$ de coûts nets liés aux sorties d'actifs demandé dans le cadre des exercices de corroboration représente 0,3 % de la valeur de ces actifs.
- **Appareils de mesure** : L'écart de 1,7 M\$ s'explique en partie par des retraits en 2011 d'appareils plus âgés que ce qui avait été prévu. De plus, le Distributeur a réduit les remplacements d'appareils dans l'éventualité du déploiement du projet LAD. Pour 2013, le budget de 4,5 M\$ inclut un montant de 2,5 M\$ pour des appareils de mesure non visés par le projet LAD et un montant de 2,0 M\$ pour les appareils remplacés dans le cadre du projet. Ce montant a d'ailleurs été considéré en réduction du budget spécifique demandé pour le projet.

- **Revenus provenant de la vente d'actifs** : l'écart de 3,3 M\$ est attribuable à une prévision à la baisse en 2013 du prix de vente du cuivre et de l'aluminium par rapport à 2011. En effet, la moyenne du prix de l'aluminium de 2011 se situe à 2 560 \$US / tm comparativement à une prévision pour 2013 à 2 035 \$US / tm. Pour le cuivre, le prix moyen 2011 se situait à 8 821 \$US / tm, ce qui est supérieur à la prévision pour 2013 qui est de 8 135 \$US / tm, (source de prix London Metal Exchange (LME)). De plus, en 2013, le Distributeur a révisé sa prévision des revenus de vente d'actifs à 7,0 M\$ afin de tenir compte des historiques de retrait des années antérieures.
- **Projets abandonnés** : En 2012, le Distributeur a resserré le processus d'analyse des travaux en cours pouvant mener à l'abandon de certains projets et débute dorénavant ses travaux plus tôt dans l'année. Considérant qu'en 2011, le processus d'analyse a débuté plus tard dans l'année, la radiation de certains projets n'a pu être comptabilisée qu'en 2012.

42.2 Veuillez ventiler les projets abandonnés pour l'année historique 2011, le montant autorisé en 2012, l'année de base 2012 et l'année témoin 2013. Veuillez également distinguer le projet OSC. Veuillez donner les raisons des projets abandonnés dont les montants sont importants.

Réponse :

**TABLEAU R-42.2
DÉTAIL DES PROJETS ABANDONNÉS ET AUTRES (EN M\$)**

Description	Année historique 2011	2012		Année témoin 2013
		D-2012-024	Année de base	
Retraits - Autres	3,6	5,5	4,0	6,5
Projet OSC	-	9,3	14,6	-
Projets abandonnés ou radiés	3,0	10,3	8,0	10,0
Total	6,6	25,1	26,6	16,5

Pour l'année 2011, les projets abandonnés sont majoritairement des avant-projets relatifs aux nombreuses demandes de clients dont les montants sont relativement faibles.

Un projet peut être abandonné lorsqu'une partie ou la totalité des coûts ne présente plus aucun avantage pour l'entreprise. On peut considérer abandonner un projet si la solution envisagée ne s'avère pas la plus

appropriée pour l'entreprise ou si le projet se révèle trop coûteux et non rentable. Dans certaines circonstances, l'abandon peut aussi résulter de raisons technologiques, lorsque par exemple les fonctionnalités d'un logiciel ne répondent plus à un besoin et peut aussi découler de questions d'ordre environnemental.

- 42.3 Veuillez expliquer l'évolution des coûts nets liés aux sorties d'actifs du projet LAD et faire le lien avec le dossier R-3770-2011. Advenant le cas où la Régie autoriserait le projet LAD, veuillez expliquer comment le Distributeur pourra récupérer le retard en 2012 (0,5 M\$) et effectuer le double des sorties d'actifs en 2013 (18,0 M\$) par rapport au montant de l'année témoin 2012 (9,9 M\$).

Réponse :

Tel que présenté au tableau R-16.1 en réponse à la question 16.1, le scénario initial¹⁹ déposé pour le projet LAD tient compte d'un déploiement progressif à compter de juillet 2012 et prévoit des sorties d'actifs de 9,9 M\$ en 2012 et de 38,7 M\$ en 2013. Au moment du dépôt du présent dossier, le Distributeur a révisé ses prévisions en tenant compte d'un déploiement progressif à compter de janvier 2013. En fonction du déploiement indiqué en réponse à la question 42.4, les retraits prévus pour l'année 2013 sont révisés à 18,0 M\$. Les retraits pour 2012 de 0,5 M\$ font référence à une partie des compteurs du projet pilote de 2011 qui ont été retirés au début de l'année 2012.

- 42.4 Veuillez indiquer le nombre de compteurs retirés dans le cadre du projet LAD, pour l'année témoin 2012, l'année de base 2012 et l'année témoin 2013. Veuillez présenter le lien avec le dossier R-3770-2011 et indiquer les références.

Réponse :

Le nombre prévu de compteurs devant être retirés au moment du dépôt du dossier R-3770-2011 et le nombre prévu au présent dossier tarifaire ne diffèrent qu'en raison du report du début du déploiement massif. Le tableau R-42.4 présente de façon détaillée le nombre prévu de compteurs devant être retirés par trimestre.

¹⁹ Dossier R-3770-2011 à la pièce HQD-2, document 1, page 30, tableau R-10.3.

**TABLEAU R-42.4
NOMBRE DE COMPTEURS RETIRÉS DANS LE CADRE DU PROJET LAD**

Année	Dossier R-3770-2011 ¹		Dossier R-3814-2012 ³	
	Nombre par trimestre		Nombre par trimestre	
	Nombre par année		Nombre par année	
2012	T3	68 126	T3	-
	T4	262 265	T4	-
	330 391 ²		-	
2013	T1	334 180	T1	68 126
	T2	337 078	T2	262 265
	T3	333 739	T3	334 180
	T4	334 935	T4	334 180
	1 339 932		998 751	

¹: R-3770-2011, HQD-1, Document , page 45 au tableau 10.

²: Le nombre pour 2012 correspond aux données prévues à l'année témoin du dossier R-3776-2011.

³: Le nombre de compteurs correspond à l'année de base 2012 et l'année témoin 2013.

BASE DE TARIFICATION

43. Référence : Pièce révisée B-0066, page 15.

Préambule :

Le Distributeur présente le détail de la base de tarification 2013 par rubriques, dont une moyenne de 13 soldes au montant de 832,6 M\$ pour le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ).

Le tableau suivant présente, pour la rubrique PGEÉ, une comparaison des moyennes des 13 soldes réelles ou prévues et celles autorisées pour la période 2007-2013:

	Données réelles ou prévues/Références	Données autorisées/Références	Écart
2013	832,6 M\$ Pièce révisée, B-0066 p15		
2012	793,9 M\$ Pièce révisée, B-0066 p12	846,6 M\$ Pièce révisée, B-0066 p9	-52,7 M\$
2011	723,1 M\$ RA 2011, HQD-4, doc 1, p5	775,6 M\$ D-2011-028, R-3740-2010, p97	-52,5 M\$
2010	634,4 M\$ RA 2010, HQD-4, doc 1, p5	636,5 M\$ (note 1) D-2010-022, R-3708-2009, p86-87	-2,1 M\$
2009	502,7 M\$ RA 2009, HQD-4, doc 1, p5	511,9 M\$ D-2009-016, R-3677-2008, p70	-9,2 M\$
2008	366,1 M\$	404,2 M\$	-38,1 M\$

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

	RA 2008, HQD-4, doc 1, p5	D-2008-24, R-3644-2007, p64	
2007	243,4 M\$	269,0 M\$	-25,6 M\$
	RA 2007, HQD-4, doc 1, p5	D-2007-12, R-3610-2006, p56	

RA : Rapport annuel ; Note 1 : Incluent une réduction de 10 M\$ provenant de la décision de la Régie D-2010-022.

La Régie constate une surévaluation des prévisions liées au PGEÉ inclus dans la base de tarification.

Demande :

43.1 Veuillez expliquer la baisse de 52,7 M\$ entre les données du PGEÉ de l'année de base 2012 et celles autorisées en 2012. Veuillez indiquer distinctement l'impact sur la dépense d'amortissement.

Réponse :

La moyenne 13 soldes est la résultante de l'évolution du PGEÉ en 2012. Le tableau R-43.1 détaille par composantes cette évolution.

**TABLEAU R-43.1
ÉVOLUTION DU PGEÉ (EN M\$)**

PGEÉ	Solde au 01/01/2012	Mises en service 2012	Amortissement 2012	Solde au 31/12/2012	Moyenne 13 soldes 2012
Autorisée (D-2012-024)	891,1	175,0	(115,9)	950,2	846,6
Année de base	837,0	158,0	(110,5)	884,5	793,9
Écart Base 2012 / Autorisée	(54,1)	(17,0)	5,4	(65,7)	(52,7)

Comme le démontre le tableau, l'écart de 52,7 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :

- un solde d'ouverture réel au 1^{er} janvier 2012 inférieur à ce qui avait été anticipé lors de la préparation de l'année témoin 2012. Cette baisse est principalement due à des investissements moindres que prévu en 2011, lesquels ont été expliqués à la pièce HQD-7, document 4, du rapport annuel 2011 du Distributeur ;
- des mises en service prévues à l'année de base 2012 inférieures de 17 M\$ à celles autorisées. Les résultats anticipés du PGEÉ pour l'année 2012 sont expliqués à la pièce HQD-8, document 8 du présent dossier ;
- une charge d'amortissement inférieure en 2012 de 5,4 M\$ à celle autorisée, tel qu'expliqué en réponse à la question 41.1.

- 44. Références :** (i) Pièce B-0036, page 7;
(ii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0038, page 7.

Préambule :

(i) Le Distributeur explique l'évolution de l'actif incorporel relatif aux programmes en efficacité énergétique (PGEÉ) totalisant 147,6 M\$ sur la période 2011-2013, soit :

- Mises en service de 173 M\$ en 2011, 158,1 M\$ en 2012 et 146,4 M\$ en 2013 ;
- Amortissements de 93,1 M\$ en 2011, 110,5 M\$ en 2012 et 126,3 M\$ en 2013.

(ii) Dans son dossier tarifaire précédent, le Distributeur explique l'évolution de l'actif incorporel relatif aux programmes en efficacité énergétique (PGEÉ) totalisant 289,6 M\$ sur la période 2010-2012, soit :

- Mises en service de 182,5 M\$ en 2010, 228,0 M\$ en 2011 et 181,3 M\$ en 2012;
- Amortissements de 93,2 M\$ en 2010, 93,1 M\$ en 2011 et 115,9 M\$ en 2012.

Demandes :

44.1 Veuillez fournir un tableau sur les mises en service du PGEÉ en indiquant le montant autorisé, les montants de l'année de base et de l'année historique pour la période 2007-2013.

Réponse :

**TABLEAU R-44.1
HISTORIQUE DES MISES EN SERVICE DU PGEÉ (EN M\$)**

Année	Autorisé / Témoin	Année de base	Réel
2007	244,8	209,1	173,2
2008	249,5	211,2	197,6
2009	262,2	228,4	220,9
2010	247,9	225,0	182,5
2011	259,4	228,0	173,0
2012	174,9	158,0	s/o
2013	146,4	s/o	s/o

Le Distributeur souligne que, pour 2012, les mises en service présentées au tableau dans la colonne Autorisé/Témoin sont les mises

en service autorisées et non celles présentées à la référence (ii) demandées dans le cadre du dossier R-3776-2011.

44.2 Veuillez fournir un tableau sur la charge d'amortissement du PGEÉ en indiquant le montant autorisé, les montants de l'année de base et de l'année historique pour la période 2007-2013.

Réponse :

**TABLEAU R-44.2
HISTORIQUE DE LA CHARGE D'AMORTISSEMENT DU PGEÉ (EN M\$)**

Année	Autorisé / Témoin	Année de base	Réel
2007	45,8	43,7	43,7
2008	64,6	61,0	61,0
2009	79,9	79,2	79,2
2010	93,9	93,1	93,2
2011	97,4	93,1	93,1
2012	115,9	110,5	s/o
2013	126,3	s/o	s/o

Les écarts observés au niveau des mises en service (voir le tableau R-44.1 présenté en réponse à la question 44.1) ne se traduisent pas par des écarts de même importance au niveau de la charge d'amortissement puisque pour une année, le solde d'ouverture est ajusté de la mise en service réelle de l'année précédente ayant lieu en décembre.

45. Référence : Pièce révisée B-0066.

Préambule :

Le Distributeur présente les bases de tarification détaillées 2011 à 2013, dont la rubrique « Logiciels » faisant partie des « Actifs incorporels ». Les moyennes des 13 soldes des logiciels sont de :

Année historique 2011 : 341,8 M\$;
Montant autorisé en 2012 : 340,3 M\$;
Année de base 2012 : 292,2 M\$;

Année témoin 2013 : 308,7 M\$.

Demandes :

45.1 Veuillez expliquer l'écart 48,1 M\$ (-14 %) entre le montant de l'année de base 2012 de 292,2 M\$ et le montant autorisé en 2012 de 340,3 M\$.

Réponse :

La moyenne 13 soldes est la résultante de l'évolution des logiciels en 2012. Le tableau R-45.1 détaille par composantes cette évolution.

**TABLEAU R-45.1
COMPARAISON DE L'ÉVOLUTION DES LOGICIELS (EN M\$)**

Logiciels	Valeur nette au 1 ^{er} janvier 2012	Mises en service 2012	Amortissement 2012	Régularisations 2012	Valeur nette 31 décembre 2012	Moyenne 13 soldes 2012
Autorisé (D-2012-024)	333,9	117,5	(71,4)	(9,2)	370,8	340,3
Année de base	315,7	102,7	(61,7)	(15,1)	341,6	292,2
Ecart Base 2012 / Autorisé	(18,2)	(14,8)	9,7	(5,9)	(29,2)	(48,1)

Comme le démontre le tableau ci-dessus, l'écart de 48,1 M\$ s'explique principalement par un solde d'ouverture réel au 1^{er} janvier 2012 inférieur à ce qui avait été anticipé lors de la préparation de l'année témoin 2012 et par des mises en service prévues à l'année de base 2012 inférieures de 14,8 M\$ à celles autorisées. Ces deux éléments sont expliqués en réponse à la question 41.1.

45.2 Veuillez fournir un tableau sur les mises en service des « Logiciels » en indiquant le montant autorisé, les montants de l'année de base et de l'année historique pour la période 2007-2013.

Réponse :

**TABLEAU R-45.2
HISTORIQUE DES MISES EN SERVICE DES LOGICIELS (EN M\$)**

Année	Autorisé / Témoin	Année de base	Réel
2007	59,5	44,3	38,0
2008	459,2	454,0	440,9
2009	27,8	29,7	28,1
2010	60,0 ¹	34,6	25,0
2011	53,7	36,8	17,8
2012	117,5	102,7	s/o
2013	42,9	s/o	s/o

¹ La coupure de 50 M\$ au niveau de la moyenne 13 soldes de la base de tarification de l'année témoin 2010 implique une baisse de 24,6 M\$ au niveau des mises en service.

45.3 Veuillez fournir un tableau sur la charge d'amortissement des « Logiciels » en indiquant le montant autorisé, les montants de l'année de base et de l'année historique pour la période 2007-2013.

Réponse :

**TABLEAU R-45.3
HISTORIQUE DE LA CHARGE D'AMORTISSEMENT DES LOGICIELS (EN M\$)**

Année	Autorisé / Témoin	Année de base	Réel
2007	45,0	55,1	43,8
2008	64,5	63,8	63,9
2009	67,9	68,1	61,1
2010	69,9	57,8	55,9
2011	66,8	64,7	63,3
2012	71,4	61,7	s/o
2013	77,4	s/o	s/o

Référence : Pièce révisée B-0066.

Préambule :

Le Distributeur présente les bases de tarification détaillées 2011 à 2013, dont la rubrique « Contributions à des projets de raccordement » faisant partie des « Autres actifs ». Les moyennes des 13 soldes des contributions sont de :

Année historique 2011 : 53,9 M\$;
Montant autorisé en 2012 : 68,2 M\$;
Année de base 2012 : 44,6 M\$;
Année témoin 2013 : 33,8 M\$.

Demande :

45.4 Veuillez expliquer l'écart 23,6 M\$ (-35 %) entre le montant de l'année de base 2012 de 44,6 M\$ et le montant autorisé en 2012 de 68,2 M\$.

Réponse :

La moyenne 13 soldes est la résultante de l'évolution des contributions à des projets de raccordement en 2012. Le tableau R-45.4 détaille par composantes cette évolution.

**TABLEAU R-45.4
ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (EN M\$)**

Contributions à des projets de raccordement	Solde au 01/01/2012	Mises en service 2012	Amortissement 2012	Solde au 31/12/2012	Moyenne 13 soldes 2012
Autorisée (D-2012-024)	52,7	86,9	(1,8)	137,8	68,2
Année de base	52,9	(19,0)	(1,5)	32,4	44,6
Écart Base 2012 / Autorisée	0,2	(105,9)	0,3	(105,4)	(23,6)

Comme le démontre le tableau, la diminution des mises en service prévues à l'année de base 2012 par rapport à l'année reconnue 2012 explique l'écart au niveau de la moyenne 13 soldes 2012 des contributions à des projets de raccordement.

Cette diminution s'explique par :

- aucune contribution annuelle de la part du Distributeur aux projets d'investissement en croissance du Transporteur à l'année de base 2012, l'allocation maximale du Transporteur étant supérieure aux coûts des différents projets réalisés en 2011 ;
- le report en 2013 de la contribution du Distributeur au Transporteur relative à l'intégration au réseau des parcs éoliens

retenus dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2003-02, puisque les travaux de raccordement seront finalisés en 2013 ;

- une contribution de 15,3 M\$ (incluant les frais d'entretien) à verser par le Transporteur au Distributeur dans le cadre de demandes d'alimentation électrique en haute tension. Cette contribution a été prise en compte dans l'année de base 2012 mais, n'était pas prévue dans l'année témoin 2012.

ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE

- 46. Références :**
- (i) Pièce B-0037, pages 5 à 7, tableaux 1 à 3;
 - (ii) Pièce B-0037, page 4;
 - (iii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0149, page 14.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente aux tableaux 1 à 3 le détail de l'encaisse réglementaire pour chacune des années 2011, 2012 et 2013. Le solde de l'encaisse réglementaire est de 6 680 k\$ au 31 décembre 2011, de -7 857 k\$ au 31 décembre 2012, de 156 941 k\$ au 31 décembre 2013.

(ii) « La hausse de l'encaisse réglementaire de 165 M\$ de 2012 à 2013 est attribuable d'une part, à l'augmentation des délais de perception liée à la provision réglementaire et, d'autre part, à l'augmentation des charges, principalement les achats d'électricité et les achats de services de transport. L'ajustement lié à la provision réglementaire passe de -0,7 jour en 2012 à 5 jours en 2013 compte tenu d'une hausse de la provision réglementaire passant de -14,2 M\$ en 2012 à 92 M\$ en 2013. L'augmentation des délais de perception entraîne donc une hausse des délais nets en moyenne de l'ordre de six jours avec un impact significatif sur l'encaisse réglementaire estimé à 130 M\$. Par ailleurs, l'augmentation des deux postes de dépenses, achats d'électricité et achats de services de transport, est responsable d'une hausse de l'encaisse estimée à 25 M\$. »

[Nous soulignons]

(ii) Dans son dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente l'encaisse réglementaire 2012 révisé selon la décision D-2012-024. Le solde autorisé au 31 décembre 2012 est de 20 861 k\$.

Demandes :

- 46.1 Veuillez expliquer l'écart de -28,7 M\$ (-137%) entre le montant de l'année de base 2012 de -7,8 M\$ et le montant autorisé en 2012 de 20,9 M\$, plus spécifiquement la variation de la provision pour créances douteuses.

Réponse :

Tel qu'expliqué en réponse à la question 55.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1 du dossier R-3708-2009, le Distributeur utilise la provision pour créances douteuses (« PPCD ») au 30 avril de l'année de base dans le calcul de l'encaisse réglementaire de l'année témoin. La PPCD n'est pas modifiée lors de la révision de l'encaisse réglementaire suite à la mise à jour découlant de la décision sur le dossier tarifaire.

Ainsi, l'encaisse réglementaire reconnue en 2012 intègre le montant de PPCD déterminé pour l'année de base 2011, soit 253 M\$. Lors de la préparation du présent dossier, la PPCD pour l'année de base 2012 a été établie à 274 M\$, soit une hausse de 21 M\$ avec pour conséquence une baisse d'autant de l'encaisse réglementaire. Cette augmentation fait suite au vieillissement des comptes à recevoir.

Le solde de l'écart est principalement attribuable à la diminution des achats d'électricité qui entraîne une baisse de 7 M\$ de l'encaisse.

46.2 Veuillez expliquer pourquoi la provision réglementaire a un impact sur le calcul théorique de l'encaisse réglementaire.

Réponse :

La méthode globale de détermination de l'encaisse réglementaire, méthode reconnue par la Régie dans sa décision D-2006-34, a été présentée et expliquée dans le dossier R-3579-2005.

La provision réglementaire représentant la portion de la hausse tarifaire de l'année témoin qui sera perçue l'année suivante, le Distributeur ajuste son délai de perception des revenus pour tenir compte de ce délai additionnel de perception. En réponse à la question 19.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie dans le cadre du dossier R-3579-2005, le Distributeur a décrit l'ajustement du délai moyen de perception découlant de la provision réglementaire.

46.3 Veuillez fournir le détail du calcul de l'augmentation des délais de perception relatifs à la provision réglementaire entraînant une hausse des délais nets en moyenne de l'ordre de six jours en 2013 par rapport à 2012.

Réponse :

Tel qu'expliqué en réponse à la question 46.2, l'ajustement du délai moyen de perception provenant de la provision réglementaire a été décrit en réponse à la question 19.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie dans le cadre du dossier R-3579-2005. Ainsi, à la base, le délai de perception additionnel lié à la récupération (ou au paiement) de la provision réglementaire est de 585 jours.

Pour une année, l'ajustement du délai de perception découlant de l'application de la provision réglementaire peut être obtenu en appliquant à ce délai maximal de 585 jours le prorata du montant de provision réglementaire sur les revenus des ventes d'électricité.

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
Ajustement (585 jours x Provision / Ventes)	-0,79	4,99

46.4 Veuillez fournir le détail du calcul de l'impact relatif à la provision réglementaire de 130 M\$ en 2013 par rapport à 2012.

Réponse :

L'impact estimé à 130 M\$ de l'augmentation des délais de perception sur l'encaisse réglementaire a été établi par différence entre l'encaisse réglementaire 2012 et une encaisse réglementaire 2013 déterminée en appliquant les délais 2013 à des dépenses de même niveau que celles de 2012, toutes choses égales par ailleurs.

Le tableau R-46.4 présente le résultat de ce calcul.

**TABLEAU R-46.4
SIMULATION DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE 2013 (EN MILLIERS DE \$)**

DESCRIPTION DES VARIABLES	DEPENSES 2013	Net	TAUX (2) / 365 jrs	ENCAISSE (1) * (3)
	(1)	(2)	(3)	(4)
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN				
Salaires	192 715	34,50	9,45%	18 216
Remises gouvernementales	167 972	27,68	7,58%	12 738
Autres dépenses	<u>402 652</u>	21,21	5,81%	23 398
	763 339			
TAXES				
Taxe sur les services publics	40 231	179,65	49,22%	19 801
Taxes municipales et scolaires	13 800	117,89	32,30%	4 457
ACHATS				
Achats d'électricité	4 901 116	18,28	5,01%	245 459
Achats de services de transport	2 583 938	18,28	5,01%	129 409
Achats de combustible	83 634	18,31	5,02%	4 195
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION				(61 113)
Provision pour créances douteuses				(274 354)
TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE				122 207

Ainsi, à même niveau de dépenses, l'encaisse augmente de 130 M\$ passant de -7,8 M\$ à 122,2 M\$ suite à la hausse des délais.

DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2013

Projets d'investissements de moins de 10 M\$

47. Référence : Pièce B-0039, page 9.

Préambule :

Le Distributeur mentionne que ses investissements prévus pour la catégorie « Autres actifs de soutien » sont inférieurs de 13,5 M\$ à ceux autorisés pour 2012 pour s'établir à 12,7 M\$. Les actifs en technologies de l'information constituent un des principaux éléments de cette catégorie. Ainsi, la priorisation du portefeuille des projets en technologies de l'information, pour 2013, a permis au Distributeur de diminuer ses investissements, et ce, tout en répondant adéquatement à ses besoins d'affaires.

Demandes :

47.1 Veuillez élaborer sur les principaux éléments qui ont permis au Distributeur de diminuer de plus de 50 % les investissements dans cette catégorie.

Réponse :

Les principaux éléments suivants expliquent la baisse de 13,5 M\$ en 2013 par rapport à 2012 pour la catégorie « Autres actifs de soutien » :

- la fin en 2012 de deux projets, soit le projet *Pérennité et optimisation pour la gestion de la maintenance* (6,2 M\$) et le projet *Pérennité et optimisation pour la gestion des projets* (4,4 M\$) ;
- la diminution des besoins en équipement divers (1,9 M\$).

47.2 Veuillez préciser si des projets seront abandonnés ou reportés. Le cas échéant, quelles en seront les conséquences.

Réponse :

Tel que précisé en réponse à la question 47.1, la baisse en 2013 n'est pas attribuable à l'abandon ou au report de projets, mais essentiellement à la fin de deux projets en 2012.

48. **Référence :** Pièce B-0039, page 10.

Préambule :

Dans la catégorie, « Respect des exigences », le Distributeur maintient pour l'année 2013 le niveau d'investissement autorisé de 2012, soit 57,6 M\$. « *Cependant, le Distributeur ne prévoit pas dépenser tout le montant autorisé pour 2012 considérant le nombre de projets prioritaires et les diverses contraintes qui l'ont obligé à revoir sa planification relative aux demandes de tiers* ».

Demandes :

48.1 Veuillez justifier votre demande de maintien du niveau d'investissement de 57,6 M\$ pour 2013.

Réponse :

Tel qu'indiqué au tableau 5 de la pièce HQD-8, document 5, la catégorie *Respect des exigences* se décline en demandes de tiers, poteaux en commun et ententes contractuelles avec la CSEM.

Le montant prévu de 37,3 M\$ en 2013 pour les demandes de tiers est représentatif des niveaux observés au cours des dernières années. Comme son nom l'indique, les tiers sont les initiateurs des projets de cette nature. La baisse pour l'année de base 2012 s'explique par diverses contraintes auxquelles le Distributeur a dû faire face en 2012, notamment la priorisation des projets par les tierces parties, ce qui a obligé le Distributeur à revoir l'ordonnancement des activités à réaliser. De plus, plusieurs projets appartenant à cette catégorie sont tributaires de la réalisation des projets par des intervenants externes. Un retard dans leur échéancier occasionne un report dans les projets du Distributeur.

Le montant prévu en 2013 pour les poteaux en commun est de 7,6 M\$, soit un niveau équivalent aux investissements réels des dernières années. Ce budget couvre les activités reliées aux contrats d'usage en commun des poteaux de même qu'aux demandes reçues des locataires de poteaux.

Quant aux ententes contractuelles avec la CSEM, le montant de 12,7 M\$ permettra au Distributeur de réaliser les projets planifiés pour 2013.

48.2 Veuillez déposer la planification de vos projets associés à cette catégorie d'investissements.

Réponse :

Les demandes de tiers regroupent environ 2 500 projets annuellement, dont la durée de réalisation peut varier de 2 mois à 2 ans. Le Distributeur ne connaît pas actuellement la liste des projets qui seront réalisés en 2013, chaque nouvelle demande de tiers étant incluse au fur et à mesure dans la planification de ses activités courantes.

La planification des projets de poteaux en commun comprend un grand nombre de demandes, lesquelles sont variables d'une année à l'autre.

Quant aux investissements en lien avec les ententes contractuelles avec la CSEM, ceux-ci concernent plusieurs petits projets, essentiellement, d'enfouissement du réseau et de déplacement de poteaux en arrière-lot sur le territoire de la ville de Montréal.

Projets d'investissements de plus de 10 M\$

49. Référence : Pièce B-0039, page 14.

Préambule :

Le Distributeur a revu l'échéancier du projet CATVAR et planifie la fin de ce projet en 2018 plutôt qu'en 2015. Cependant, le Distributeur précise que ce report d'échéancier ne remet pas en question l'atteinte de l'objectif de 2 TWh d'économie d'énergie à l'horizon du projet.

Demandes :

49.1 Veuillez confirmer que le Distributeur ne prévoit aucun impact sur les coûts globaux du projet. Si le Distributeur prévoit un impact, veuillez en préciser le montant.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

49.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que l'objectif d'efficacité énergétique de 2 TWh ne sera atteint qu'en 2018.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

50. Référence : Pièce B-0039, pages 15.

Préambule :

Dans le cadre du projet OSC, le Distributeur a choisi de réviser le périmètre des optimisations fonctionnelles afin de mieux gérer les impacts sur le centre d'appels et le service à la clientèle. Il en découle un léger report au niveau du calendrier des travaux, avec une mise en service prévue en décembre 2012.

Demandes :

50.1 Veuillez préciser à quoi fait référence le Distributeur par « réviser le périmètre des optimisations fonctionnelles ».

Réponse :

Voir la réponse à la question 26.2.

50.2 Veuillez préciser si ce retard aura un impact sur le service à la clientèle.

Réponse :

Voir la réponse à la question 26.2.

51. **Référence :** Pièce B-0039, page 18.

Préambule :

Dans le cadre de ses ajouts de puissance, le Distributeur analyse l'opportunité de raccorder les Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré ce qui pourrait influencer la réalisation du projet d'ajout de puissance à ce réseau autonome.

Demandes :

51.1 Veuillez préciser l'échéancier planifié pour une prise de décision de ce raccordement au réseau intégré.

Réponse :

Le Distributeur prévoit terminer les études d'avant-projet en 2015. Suite à l'analyse des résultats de ces études, le projet pourrait être soumis pour approbation à la Régie en 2015 ou 2016.

51.2 Dans l'éventualité d'un avis favorable pour un tel raccordement, veuillez en préciser l'année.

Réponse :

Selon les premières évaluations, un raccordement serait possible en 2019 ou 2020. Toutefois, cette date reste à être précisée sur la base des résultats des études d'avant-projet.

PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

Résultats, objectifs, dépenses et budgets

- 52. Références :**
- (i) Pièce B-0042, page 38;
 - (ii) Pièce B-0042, page 41;
 - (iii) Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 114;
 - (iv) *Rapport de la Régie : Suivi 2012 des évaluations des programmes du PGEÉ d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité-Phases 1 et 2*, 9 juillet 2012;
 - (v) *Rapport de la Régie : Suivi 2012 des évaluations des programmes du PGEÉ d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité-Phase 3*, 27 août 2012.

Préambule :

- (i) *Tableau A-4 Impacts énergétiques (GWh ajoutés)*, pour 2012 et 2013.
- (ii) *Tableau B-1 Hypothèses de calcul 2013*.
- (iii) « *Compte tenu de l'ampleur des données à traiter annuellement en matière d'évaluation, l'examen par voie administrative s'avère toujours opportun. Néanmoins, la Régie clarifie le mode d'opération, afin de l'optimiser et d'en maximiser l'utilité et demande au Distributeur de s'y conformer :*
[...]
 - *intégration des résultats de l'évaluation : dans le cadre du rapport annuel et du dossier tarifaire suivant immédiatement la parution du rapport de la Régie. »*
- (iv) et (v) La Régie fait état de son examen par voie administrative des rapports d'évaluation déposés par le Distributeur pour 2012.

Demandes :

- 52.1 Veuillez présenter, pour l'ensemble des programmes du PGEÉ et intégrant les résultats d'évaluation examinés en référence (iv) et (v), l'impact énergétique

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

annuel du PGEÉ pour la période 2003-2012, suivant le format du tableau A-4, en référence (i).

Réponse :

Le tableau R-52.1 présente l'information demandée pour les années 2003 à 2012.

**TABLEAU R-52.1 : IMPACTS ÉNERGÉTIQUES (GWh AJOUTÉS)
INCLUANT LES RÉSULTATS DES ÉVALUATIONS DE 2012**

Programmes et activités d'HQD	2003R	2004R	2005R	2006R	2007R	2008R	2009R	2010R	2011R
Marché résidentiel									
Diagnostic - résidentiel	-	93	77	67	12	27	125	92	98
Mieux consommer - résidentiel	1	101	146	280	268	241	237	192	202
Rénovation énergétique - MFR	-	-	-	0	4	20	20	10	9
Volet social	-	-	-	0	3	14	5	3	4
Volet COOP	-	-	-	-	1	4	3	4	2
Volet OBNL	-	-	-	-	-	2	11	3	2
Volet privé - municipalités	-	-	-	-	-	-	0	0	0
Offre intégrée MFR	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Récupération de frigos et congélos énergivores	-	-	-	-	-	44	78	59	34
Remplacement de frigos - MFR	-	-	-	-	-	-	2	0	2
Géothermie	-	-	-	-	-	1	1	4	1
Pompes à chaleur	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Récupération de la chaleur des eaux de drainage (pilote)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Soutien aux projets DUD	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réseaux autonomes	-	-	-	-	0	2	2	1	1
Sous-total Marché résidentiel	1	194	224	347	284	334	465	359	347
Marché affaires - Commercial et institutionnel									
Produits efficaces	-	1	11	19	27	35	111	49	48
Diagnostic - affaires	-	2	2	1	1	0	0	0	-
Approche clés en main	-	-	-	-	-	-	-	1	5
Recommissioning	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OIEÉB	-	7	29	106	149	159	139	97	149
Petits clients affaires	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Commercial	-	4	13	66	105	101	86	56	79
Institutionnel	-	2	16	40	43	58	53	41	38
Nouvelle construction	-	-	-	-	-	-	-	-	32
Bâtiments HQD	-	-	6	10	6	4	4	(1)	2
Réseaux autonomes	-	-	-	-	-	-	0	1	0
Sous-total Secteur commercial et institutionnel	-	9	48	136	182	199	254	148	204
Marché affaires - Industriel									
Initiatives - systèmes industriels	-	10	27	65	48	52	65,3	71	-
OIEÉSI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petites et moyennes industries	-	-	-	-	-	-	-	-	55
Grandes industries	-	23	123	160	310	395	110	289	376
Sous-total Secteur industriel	-	34	150	225	357	447	175	360	431
Innovations technologiques et commerciales									
Projets de R-D du LTÉ	-	-	-	-	-	-	0	0	-
IDÉE	-	-	-	-	-	-	1	1	-
PISTE	-	-	-	5	3	4	1	1	-
PADIGE-Démonstration	-	-	7	-	0	-	1	1	-
Sous-total Innovations technologies et commerciales	-	-	7	5	3	4	1	1	-
TOTAL - Programmes et activités d'HQD	1	237	428	713	827	983	895	868	982

¹ Les totaux et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.
^{**} Les redressements des évaluations approuvées par la Régie en 2012 sont inclus au présent rapport.

Pour l'année 2012, voir le tableau A-4 de la pièce HQD-8, document 8.

52.2 Veuillez fournir, pour chaque année de la période, les hypothèses de calcul utilisées, suivant le format du tableau B-1 en référence (ii).

Réponse :

Les données prévisionnelles équivalentes au tableau B-1 se retrouvent aux pièces suivantes :

Année prévisionnelle	Référence
2012	Tableau B-1 de la pièce HQD-8, document 8 du dossier R-3776-2011
2011	Tableau B-1 de la pièce HQD-8, document 8 du dossier R-3740-2010
2010	Tableau C-2 de la pièce HQD-8, document 8 du dossier R-3708-2009
2009	Tableaux divers de la pièce HQD-14, document 1 du dossier R-3677-2008
2008	Tableaux divers de la pièce HQD-14, document 3 du dossier R-3644-2007
2007	Tableaux divers de la pièce HQD-15, document 1 du dossier R-3610-2006
2006	Tableaux divers de la pièce HQD-1, document 1 du dossier R-3584-2005
2005	Tableaux divers de la pièce HQD-1, document 1 du dossier R-3552-2004

Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir, dans le délai imparti, les hypothèses correspondant aux résultats réels présentés au tableau R-52.1, notamment parce qu'il n'utilise pas des hypothèses pondérées dans la comptabilisation des économies d'énergie réalisées au PGEÉ. En effet, le tableau B-1 présente des hypothèses de calcul pondérées en fonction des volumes de participants par programme (données prévisionnelles). Aussi, pour être en mesure répondre à la demande de la Régie, le Distributeur devrait concilier les volumes réels des participants depuis le début du PGEÉ en 2003, ce qui représente un travail considérable.

- 53. Références :** (i) Pièce B-0042, page 38;
(ii) Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 103.

Préambule :

- (i) *Tableau A-4 Impacts énergétiques (GWh ajoutés)*, pour 2012 et 2013.
- (ii) La Régie note, en 2011, que le projet CATVAR doit générer des économies d'énergie de l'ordre de 2 TWh et qu'il s'inscrit dans la cible de 11 TWh fixée pour l'électricité par la *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015*.

Demandes :

- 53.1 Veuillez compléter le tableau demandé à la question 52.1 en y ajoutant les projections d'économie d'énergie du Distributeur pour 2014 et 2015.

Réponse :

Voir la réponse à la question 53.2.

- 53.2 Veuillez indiquer si les résultats antérieurs du PGEÉ, ses objectifs pour 2013 à 2015 et le projet CATVAR permettront au Distributeur d'atteindre la cible d'économie d'énergie électrique fixée par la *Stratégie énergétique du Québec*. Veuillez élaborer sur l'atteinte de cette cible.

Réponse :

Le Distributeur est confiant d'atteindre l'objectif du PGEÉ. En effet, au 31 décembre 2011, le total des économies cumulées atteignait près de 6 TWh. En 2012 et 2013, le Distributeur prévoit être en mesure de réaliser des économies additionnelles d'environ 0,6 TWh pour chacune des années. Pour les années 2014 et 2015, l'information prévisionnelle par programme sera déposée au moment des demandes tarifaires.

Par ailleurs, comme le Distributeur le mentionne à la section 3.1 de la pièce HQD-8, document 5, le déploiement du projet CATVAR a été revu dans une optique d'optimisation, et ce, en coordonnant ce déploiement avec les interventions du Transporteur dans les postes visés. Le calendrier modulé prévoit la fin du projet en 2018 et l'objectif d'économie d'énergie sera atteint à l'horizon du projet. Ainsi, l'atteinte de la cible de 11 TWh de la *Stratégie énergétique* sera décalée.

- 54. Références :** (i) Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 115;
(ii) Pièce B-0042, page 8;
(iii) Pièce B-0042, page 38;
(iv) Pièce B-0042, page 8;

Préambule :

(i) La Régie prend acte des objectifs d'économie d'énergie et de puissance associés au PGEÉ du Distributeur pour 2012, tel que présentés au tableau 28 de la décision.

(ii) Le Distributeur fait état des économies d'énergie anticipées pour 2012, et les compare aux objectifs, par marché. Les détails par programme se retrouvent à la référence (iii).

Le tableau qui suit fait état des objectifs et résultats par marché, pour les trois références :

Économies prévues et résultats anticipés pour 2012				
Marché visé	Économies prévues en 2012 référence (i)	Résultats anticipés pour 2012	D-2012-024	Écart
		références (ii) et (iii)		
Marché résidentiel (GWh ajoutés)	257	263	257	7
Marché affaires - commercial et institutionnel (GWh ajoutés)	431	239	207	33
Marché affaires - industriel (GWh ajoutés)		141	224	-83
Innovations technologiques (GWh ajoutés)	8	1	6	-5
Total (GWh ajoutés)	696	645	693	-48
Gestion de la consommation (MW ajoutés)	2	2		

Le tableau qui suit détaille les résultats anticipés de certains programmes du marché affaires et les compare aux objectifs fixés pour 2012. La Régie calcule les écarts observés.

Économies prévues et résultats anticipés pour 2012 - Programmes affaires (extrait) (GWh ajoutés)			
Programme	Économies prévues en 2012 référence (i)	Résultats anticipés pour 2012	Écart
		référence (iii)	
<i>Produits efficaces</i>	11	7	-4
<i>Recommissioning</i>	5	3	-2
<i>OIEÉB</i>	186	227	41
<i>Bâtiments HQD</i>	3	2	-1
<i>OIEÉSI</i>	224	141	-83

- (iv) Le Distributeur justifie les écarts observés pour le marché affaires :

« Offre intégrée en efficacité énergétique bâtiment (OIEÉB) : meilleure performance que prévue attribuable à un coût moyen (ϕ /kWh) inférieur aux prévisions et aux impacts énergétiques supérieurs.

[...]

Offre intégrée en efficacité énergétique pour les systèmes industriels (OIEÉSI) : Lancement le 2 avril 2012, à la suite de la décision de la Régie (D-2012-024), des volets Modernisation (incluant Modernisation grands projets), Gestion de l'énergie électrique et mesurage en continu et Démonstration technologique.

Impact énergétique et investissement inférieurs au niveau prévu principalement attribuables aux délais de mise en œuvre des volets Modernisation du programme. »

L'objectif 2013 du programme *OIEÉSI* est de 148 GWh ajoutés, à la référence (iii).

Demandes :

54.1 Veuillez expliquer la différence **d'objectif** observée pour les Innovations technologiques entre la première et la troisième colonne du premier tableau (références (i) et (ii)).

Réponse :

Le programme *Soutien aux projets DUD*, anciennement dans la section *Innovations technologiques et commerciales*, est maintenant présenté dans la section *Marché résidentiel* puisqu'il s'agit d'un programme en exploitation. Voir le tableau A-4 de la pièce HQD-8, document 8, annexe A.

54.2 Veuillez expliquer la différence **d'objectif** observée pour l'ensemble du PGEÉ 2012 entre la première et la troisième colonne du premier tableau (références (i) et (ii)).

Réponse :

Dans le dossier R-3776-2011, le Distributeur proposait un nouveau programme pour la récupération des eaux grises dont la contribution en énergie était estimée à 3 GWh en 2012 (voir le tableau A-5 de la pièce HQD-8, document 8, annexe A). Le Distributeur a retiré le programme « *Récupération de la chaleur des eaux grises* », donnant suite à la décision D-2012-024 (paragraphe 465).

54.3 Veuillez expliquer dans quelle mesure les délais de mise en œuvre du volet *Modernisation* du programme justifient un écart de 37 % entre les résultats anticipés et les objectifs du programme. Veuillez tenir compte, dans votre réponse de la date de parution prévue par le Distributeur et réelle de la décision D-2012-024. Veuillez également faire un lien avec l'objectif 2013 du programme

OIEÉSI, qui s'apparente davantage aux résultats anticipés pour 2012 qu'aux objectifs originaux du programme.

Réponse :

L'écart entre les résultats anticipés et les objectifs du programme est principalement attribuable à la grande industrie.

En effet, le report du lancement, du début 2011 à avril 2012, des volets *Modernisation* et *Modernisation grands projets* explique en grande partie l'écart observé. Ainsi, ce report a occasionné une perte d'élan des programmes d'efficacité énergétique auprès de la clientèle industrielle, résultant en une perte d'opportunités de projets qui avait été sous estimée lors de l'établissement des objectifs 2012.

Concurremment, le contexte économique s'est détérioré au cours de la même période, ce qui a eu pour conséquence d'accentuer la baisse des prévisions d'implantations d'économies d'énergie au moment de l'évaluation des résultats anticipés de 2012.

Quant à l'objectif estimé pour 2013, il s'apparente davantage aux résultats anticipés 2012 puisque rien ne laisse présager un changement au contexte économique du secteur industriel québécois.

- 55. Références :** (i) Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 117;
(ii) Pièce B-0042, page 35.

Préambule :

(i) La Régie demande au Distributeur de présenter distinctement, dans son tableau de suivi des budgets annuels du PGEÉ, les montants portés aux charges et les investissements. La Régie note également que, selon le Distributeur, les coûts non capitalisables du PGEÉ seraient traités comme un élément spécifique de charge pendant deux ans, puis passés aux charges de base s'ils deviennent stables.

(ii) Le tableau A-1 présente distinctement les charges, les investissements et le budget total du PGEÉ pour 2012 et 2013.

Le tableau qui suit récapitule les charges et les budgets totaux de 2012 et 2013, par marché, par poste de dépense principal, ainsi que pour certains programmes particuliers. Les budgets en millions de \$ sont tirés de la référence (i) et la Régie calcule les pourcentages.

Budgets et dépenses annuels						
<i>Programmes / activités du Distributeur</i>	2012			2013		
	<i>Charges</i>		<i>Total</i>	<i>Charges</i>		<i>Total</i>
	<i>(M\$)</i>	<i>(%)</i>	<i>(M\$)</i>	<i>(M\$)</i>	<i>(%)</i>	<i>(M\$)</i>
Marché résidentiel	14	21%	66	11	24%	46
<i>Diagnostic résidentiel</i>	3	43%	7	3	50%	6
<i>Mieux consommer</i>	8	23%	35	5	24%	21
<i>Récupération des frigos et congélos énergivores</i>	2	20%	10	2	29%	7
Marché affaires - CI	2	3%	72	2	3%	74
Marché affaires - Industriel	2	7%	30	2	6%	32
<i>OIEÉSI</i>	2	7%	30	2	6%	32
Innovations technologiques	8	100%	8	9	100%	9
Gestion de la consommation	0	0%	1	0	0%	1
Tronc commun	12	86%	14	10	83%	12
Sous-total programmes et activités	38	20%	191	34	20%	174
Contingence	1	50%	2	1	25%	4
Frais d'emprunt capitalisés	0	0%	4	0	0%	4
Total	38	19%	196	35	19%	181

Demandes :

55.1 Veuillez lister les éléments inclus aux charges pour chacun des programmes et activités du tableau précédent.

Réponse :

Pour les marchés résidentiel, affaires (commercial, institutionnel et industriel) et la gestion de la consommation, les charges sont principalement composées de coûts de commercialisation (promotion, publicité, outils promotionnels, site Web, sondage et autres).

Concernant les innovations technologiques, les coûts de recherche et de développement du LTE et les coûts associés aux projets de PISTE et IDEE font partie intégrante des charges.

Pour le tronc commun, les charges se composent des coûts de commercialisation (salons, Alliance Mieux consommer) et d'administration générale.

55.2 Veuillez expliquer pourquoi la proportion des charges, par rapport au budget total, varie pour certains programmes, activités et marchés entre 2012 et 2013, mais demeure constante pour tous les autres programmes et activités.

Réponse :

Les principales variations tiennent compte de la stratégie de sensibilisation auprès de la clientèle résidentielle, à laquelle se conjuguent des réductions d'appuis financiers dans certains programmes. L'écart constaté au Tronc commun s'explique par la volonté du Distributeur de concentrer ses efforts d'évaluation sur les programmes les plus contributifs du PGEÉ.

Programmes du PGEÉ

- 56. Références :** (i) Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, pages 120 et 121;
(ii) Pièce B-0042, page 25;
(iii) <http://argent.canoe.ca/lca/affaires/quebec/archives/2012/08/hydro-quebec-lance-projet-pilote-economie-energie.html>

Préambule :

(i) « *Compte tenu de sa non rentabilité pour la société et du retard important observé, la Régie refuse le budget de 6 M\$ demandé en 2012 pour le programme de « Récupération de la chaleur des eaux grises ».* »

À la même référence, le Distributeur spécifie qu'il se propose, si les résultats du projet-pilote mis en place en 2011 pour les bâtiments existants dans le cadre des *Projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces* (PISTE) sont favorables, d'élargir l'appui financier du programme à ce segment de marché dès 2012.

(ii) Le Distributeur présente la liste des projets-pilotes en cours de réalisation dans le cadre des *PISTE*. L'échéance pour le projet *Système de récupération de la chaleur des eaux de drainage -Marché résidentiel existant* est 2013.

(iii) Dans un article de presse datant du 24 août 2012, Hydro-Québec s'engage à remettre de 500 \$ à 700 \$ aux participants volontaires d'un projet pilote d'économie d'énergie grâce à l'installation d'un récupérateur de chaleur des eaux usées de la douche, dans la MRC de la Rivière-du-Nord, dans les Laurentides. C'est la firme Solénove qui est responsable de l'implantation de ce projet pilote et l'admission au programme d'Hydro-Québec prend fin le 30 novembre 2012.

Demandes :

- 56.1 Veuillez fournir l'état d'avancement du projet-pilote *Système de récupération de la chaleur des eaux de drainage-Marché résidentiel existant*.

Réponse :

Le projet pilote concernant le *Système de récupération des eaux de drainage (RCED)* dans PISTE a débuté en 2011. Il a pour objectif de tester une nouvelle approche commerciale misant sur l'influence des plombiers dans le processus décisionnel des clients. Le segment ciblé est la maison unifamiliale du marché résidentiel existant. Le projet pilote, réalisé par le partenaire, doit permettre de valider la stratégie commerciale en conditions réelles de même que certains paramètres de succès, tels le niveau d'acceptabilité de cette mesure par la clientèle résidentielle, les paramètres techniques d'installation des systèmes et la rentabilité de cette mesure pour les participants.

Les premières étapes du projet ont été complétées, soit le démarrage, la préparation des outils et des processus, le recrutement et la formation des entrepreneurs en plomberie. Le projet pilote en est actuellement à sa cinquième étape, soit la définition de l'approche de vente et du mode d'installation des systèmes de récupération de la chaleur des eaux de drainage. Cette étape a une durée maximale de six mois et sera complétée à la fin de l'année 2012. La dernière étape, également sous la responsabilité du partenaire, consiste à analyser les résultats et rédiger le rapport final, lequel est attendu au début de 2013.

56.2 Veuillez détailler le budget de ce projet-pilote.

Réponse :

Le Distributeur et son partenaire contribuent au financement de ce projet pilote. La contribution financière maximale du Distributeur est de 402 000 \$ et comprend des coûts fixes relatifs à la communication et marketing, à la formation et l'assurance qualité, à la compilation et à l'analyse des résultats, et enfin, à la gestion du projet. Les coûts variables du projet correspondent aux coûts d'acquisition et d'installation des systèmes. Ce montant est réparti en dix versements, tributaires de la réalisation des livrables prévus au contrat.

56.3 Veuillez élaborer sur les résultats attendus de ce projet-pilote, eu égard, notamment à la rentabilité du volet *Marché résidentiel existant*.

Réponse :

Voir la réponse à la question 56.1.

56.4 Veuillez spécifier le moment où le Distributeur doit prendre une décision quant à l'opportunité de transformer ce projet-pilote en programme ou d'intégrer la mesure à un programme existant du PGEÉ.

Réponse :

À la suite du dépôt et de l'acceptation par le Distributeur du rapport final, une analyse sera réalisée et des recommandations seront formulées. Dans l'éventualité où le Distributeur décidait de transposer cette opportunité en programme, plusieurs étapes devraient être franchies, dont celle de la conception du programme pour laquelle des budgets seraient présentés dans le cadre de la prochaine demande tarifaire.

- 57. Références :**
- (i) Dossier R-3776-2011, pièce B-0045, pages 5 et 9;
 - (ii) Pièce B-0042, pages 35 et 38;
 - (iii) Pièce B-0042, pages 22 et 23;
 - (iv) Dossier R-3776-2011, pièce B-0045, page 13;
 - (v) Pièce B-0042, page 41.

Préambule :

- (i) *Tableau A-1 Budgets annuels – période 2011-2015 (M\$)*
Tableau A-4 Impacts énergétiques – période 2011-2015 (GWh ajoutés)

Pour le programme *OIEÉSI*, le budget demandé en 2012 est de 47 M\$, soit un peu plus de 20 % du budget de 233 M\$ demandé par le Distributeur pour le PGEÉ 2012. Les objectifs fixés pour ce programme sont de 224 GWh, soit 32 % des objectifs totaux de 696 GWh, fixés par le Distributeur pour le PGEÉ 2012.

- (ii) *Tableau A-1 Budgets annuels (M\$), pour 2012 et 2013*
Tableau A-4 Impacts énergétiques (GWh ajoutés), pour 2012 et 2013

Pour le programme *OIEÉSI*, les dépenses et les résultats anticipés en 2012 sont, respectivement, de 30 M\$ et de 141 GWh.

Le budget demandé en 2013 est de 32 M\$, soit près de 18 % du budget de 181 M\$ demandé par le Distributeur pour le PGEÉ 2013. Les objectifs fixés pour ce programme sont de 148 GWh, soit près de 27 % des objectifs totaux de 553 GWh, fixés par le Distributeur pour le PGEÉ 2013.

(iii) Le Distributeur indique que, les volets *Modernisation* et *Modernisation grands projets* ont été intégrés à l'*OIEÉSI* à la suite de la décision D-2012-024. L'impact énergétique et les budgets prévus en 2012 et 2013 ont été revus à la baisse par rapport à la demande budgétaire précédente considérant les résultats obtenus en 2011 et les propositions de projets déjà soumises.

En effet, compte tenu du temps requis pour mettre en œuvre un projet, l'introduction des premiers volets en avril 2011 et des volets *Modernisation* en avril 2012 ne devrait produire ses premiers impacts énergétiques qu'en 2013.

(iv) Au tableau *B-1 Hypothèses de calcul 2012*, le Distributeur indique que 339 petites et moyennes industries (PMI) et 136 grandes industries (GI) devaient participer à l'*OIEÉSI* en 2012.

(v) Au tableau *B-1 Hypothèses de calcul 2013*, le Distributeur indique que 233 PMI et 72 GI doivent participer à l'*OIEÉSI* en 2013.

Demandes :

57.1 Veuillez indiquer si des ajustements ont été apportés aux résultats comptabilisés pour l'*OIEÉSI* en 2011.

Réponse :

Le programme OIEÉSI n'a pas fait l'objet d'une évaluation pour l'année 2011. Aucun ajustement n'a donc été apporté aux résultats de 2011.

57.2 Veuillez fournir l'hypothèse retenue, dans le cadre du PGEÉ 2013, en termes de temps requis pour la production d'impact énergétique des projets moyens. Veuillez spécifier si ces hypothèses diffèrent de celles retenues dans le cadre du PGEÉ 2012. Si oui, veuillez élaborer.

Réponse :

Le temps requis pour la mise en œuvre des projets est de 18 mois en moyenne, soit le même en 2012 et en 2013, tel qu'il a été mentionné à la section 4.2.5 de la pièce HQD-8, document 8.

57.3 Compte tenu que les économies d'énergie associées à l'*OIEÉSI* ont été revues à la baisse en 2013 pour tenir compte de la durée de mise en œuvre des projets, veuillez fournir le motif qui soutient une baisse de 31 % des objectifs de participation pour les PMI et de 47 % pour les GI.

Réponse :

Les économies d'énergie associées à l'OIEÉSI ont été revues à la baisse en 2013 en raison du report du lancement des volets *Modernisation* et du ralentissement économique qui s'est accentué au cours de la même période, tel qu'expliqué en réponse à la question 54.3. Les écarts de prévision sont ici essentiellement attribuables au segment de la grande industrie.

Le Distributeur souligne qu'il prévoit 333 projets dans le segment de la petite et moyenne industrie en 2013, et non 233 comme mentionné à la référence (v). Cette prévision reflète un taux de participation semblable à celui anticipé en 2012.

57.4 Veuillez fournir le calcul et les hypothèses permettant de justifier la baisse de budget totale observée en 2013 pour l'OIEÉSI, sur la base des projections de participation du programme.

Réponse :

L'aide financière représente 76 % du budget du programme. La révision à la baisse des économies d'énergie en 2013, attribuable à une participation moindre, conduit directement à une baisse du budget.

58. **Références :**
- (i) Décision D-2012-024, page 128;
 - (ii) Suivi D-2011-162 - État d'avancement du plan d'approvisionnement 2011-2020, 1^{er} novembre 2011, page 18.

Préambule :

(i) « Depuis le premier examen du PGEÉ en 2003, la Régie invite le Distributeur à y inclure des mesures de gestion de la charge. Par ailleurs, dans la décision d'octobre 2011 portant sur le plan d'approvisionnement du Distributeur, la Régie lui a demandé d'examiner spécifiquement le PTÉ de la gestion de la consommation. **Afin que l'examen du PTÉ de puissance soit utile du point de vue réglementaire, la Régie demande au Distributeur d'entreprendre sans tarder la conception de programmes visant la gestion de la consommation.** »

(ii) Le Distributeur évoque plusieurs stratégies de gestion de la consommation visant le marché résidentiel. Il travaille à identifier les charges qui pourraient être interrompues ou déplacées et à des stratégies pour minimiser la reprise de charge sur le réseau, notamment pour le délestage des chauffe-eau et la modulation des températures de

consigne des thermostats de chauffage des locaux. Il indique : « *Ces résultats serviront à l'évaluation des moyens de gestion de la consommation. Les mesures qui seront retenues seront intégrées à la planification du Distributeur au fur et à mesure de la démonstration de leur rentabilité et de leur approbation par la Régie de l'énergie.* »

Demandes :

58.1 Veuillez produire un état d'avancement du dossier du potentiel technico-économique (PTÉ) de la gestion de la consommation.

Réponse :

Le rapport sur le PTÉ – Gestion de la consommation sera déposé dans l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020²⁰, Ce PTÉ couvrira tous les secteurs et l'impact de chacune des mesures sera quantifié.

58.2 Veuillez élaborer sur l'état d'avancement de la conception de programmes visant la gestion de la consommation.

Réponse :

Avant d'entreprendre la conception de programmes, une phase de qualification d'opportunité est nécessaire, laquelle doit tenir compte des barrières commerciales et de la rentabilité économique de tels programmes.

58.3 Veuillez notamment identifier les pistes les plus prometteuses de moyens de gestion de la consommation et leur calendrier d'introduction sous forme de projets expérimentaux, de projets-pilotes ou de programmes.

Réponse :

Voir la réponse à la question 58.1.

59. Références : (i) Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, pages 118 à 120 et 128;
(ii) Pièce B-0042, page 18;
(iii) Pièce B-0042, page 51.

Préambule :

²⁰ Paragraphe [159] de la décision D-2011-162.

(i) « Dans sa décision D-2010-022, la Régie demandait notamment au Distributeur de déposer un plan d'action favorisant la géothermie, en augmentant le niveau d'aide financière et les cibles d'économie d'énergie associés à cette mesure. Dans la décision D-2011-028, la Régie encourageait le Distributeur à continuer ses efforts, mais précisait qu'il devait adapter le programme « Géothermie » aux segments de marché pour lesquels il est rentable.

Dans le présent dossier, le Distributeur propose de réviser les modalités et les paramètres du programme, sur la base des résultats du rapport d'évaluation déposés en 2011 et de l'information obtenue de la Coalition canadienne de l'énergie géothermique.

[...] compte tenu que le programme « Géothermie » demeure globalement rentable pour la société, **la Régie autorise le budget demandé par le Distributeur à cet égard, en lien avec les hausses proposées de l'aide financière. Néanmoins, elle demande au Distributeur d'évaluer l'impact de ces hausses sur le taux d'opportunité du programme et de déposer les résultats de cette évaluation dès février 2013.**

La Régie demande également au Distributeur d'examiner l'opportunité de nouveaux modes de financement pour le segment de la nouvelle construction résidentielle, tenant compte du fort taux d'opportunité observé dans ce segment. La Régie demande au Distributeur de faire état des résultats de cet examen dès le dossier tarifaire 2013-2014.

[...] **la Régie demande au Distributeur d'ajouter à son calendrier d'évaluation 2012-2013 l'examen de l'opportunité associé à la Géothermie. »**

(ii) « **4.2.6. Géothermie**

Dans sa décision D-2011-028, la Régie suggérait d'encourager le choix de la géothermie dans les segments où cette mesure est rentable. Le Distributeur a procédé à l'analyse et aux modifications nécessaires. Toutefois, compte tenu de la méthode de calcul retenue pour le TCTR, le résultat de ce dernier demeure négatif. Ce résultat découle du taux d'opportunité élevé du programme, 49 % en moyenne, ces opportunistes étant à nouveau inclus aux fins de ce test. Le Distributeur mettra donc fin au programme le 31 décembre 2012. »

(iii) Dans son suivi des demandes de la Régie, le Distributeur réfère à la section de sa preuve concernant la fin du programme *Géothermie* et conclut que les deux demandes de la Régie à cet effet « sont devenues sans objet ».

Demandes :

59.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé à l'évaluation de l'impact des hausses d'aide financière autorisées sur le taux d'opportunité du programme. Si oui, veuillez déposer les résultats de cette évaluation. Sinon, veuillez expliquer pourquoi cet élément spécifique est « sans objet ».

Réponse :

Lancé en 2007, le programme *Géothermie résidentielle* avait comme objectif de stimuler la croissance de ce marché. Les deux moyens utilisés par le Distributeur étaient l'offre d'aide financière pour les segments de la maison existante et de la nouvelle construction résidentielle et un support financier à la Coalition canadienne de l'énergie géothermique (CCÉG) pour la structuration du marché. Aux efforts du Distributeur s'ajoutaient les aides financières de Ressources naturelles Canada (RnCan) et du programme *RénoClimat* du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques. En 2010, l'évaluation du programme²¹ faisait état de taux d'opportunisme importants.

Le Distributeur a procédé à des ajustements afin d'encourager le choix de la géothermie dans les segments où elle est rentable. Les modifications ainsi apportées ont été proposées au dossier R-3776-2011²². Elles sont entrées en vigueur le 1^{er} avril 2012 et elles consistent en :

- l'augmentation des appuis financiers auprès des clients du segment *Marché existant – segment unifamilial*, afin de compenser le retrait de la subvention *écoÉNERGIE Rénovation – Maisons* offerte par RnCan, et auprès des clients du segment *Nouvelles constructions – segment unifamilial* ;
- l'ajout d'un volet *Constructeurs* au segment *Nouvelles constructions* (projets domiciliaires) en offrant un appui financier aux promoteurs et entrepreneurs afin de stimuler l'offre de résidences équipées de ces systèmes.

Malgré ces ajustements, le résultat du test du coût total en ressources (TCTR) est demeuré négatif (voir le tableau R-2.5 de la pièce HQD-14, document 1.4 du dossier R-3776-2011 et le paragraphe 489 de la décision D-2012-024). Le Distributeur précise que le retrait de la subvention *écoÉNERGIE Rénovation – Maisons* modifie l'imputation des impacts énergétiques en faveur du Distributeur dans les analyses économiques du programme.

Les taux d'opportunisme utilisés pour les volets *Maison existante* et *Nouvelle construction* sont de 34 % et 60 % respectivement, lesquels ont été définis dans le cadre d'une évaluation indépendante déposée à la Régie et qui a fait l'objet d'un examen administratif. Le taux

²¹ *Rapport d'évaluation du programme Géothermie – Marché résidentiel (2007-2009)*, 25 mars 2011.

²² Voir la section 5.1.5 de la pièce HQD-8, document 8.

d'opportunité du segment *Constructeurs* a quant à lui été fixé à 10 %, pour tenir compte du fait que certains projets de nouvelles constructions résidentielles offrent déjà la géothermie en option.

Les efforts conjoints du Distributeur, du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques, de l'Office de l'efficacité énergétique et de la CCÉG, tant à l'égard des aides financières que de la promotion et la structuration du marché, ont eu un certain impact sur le volume des ventes de systèmes de géothermie. Toutefois, cet impact n'a pas été suffisant pour atteindre des volumes de marché permettant de réduire l'opportunité et ainsi atteindre la rentabilité du programme.

La certification des installations de systèmes géothermiques résidentiels était l'une des pierres angulaires de la structuration de ce marché. Dans le cadre de l'évaluation du programme, l'évaluateur a estimé la part du marché des systèmes certifiés subventionnés par le Distributeur à 15 % de l'ensemble des installations résidentielles en 2008 et 2009 au Québec. Cela confirme l'avis du Distributeur à l'effet que tous les moyens mis en place n'ont pas permis de surmonter la barrière de coût des systèmes géothermiques.

De plus, des groupes de discussion réalisés en 2009 en collaboration avec la CCÉG²³ démontraient le peu d'influence de l'aide financière dans le processus décisionnel des clients. Les taux d'opportunité estimés dans le cadre de l'évaluation du programme ont corroboré ce constat.

À titre comparatif, en Colombie-Britannique, les aides financières à la géothermie sont offertes par la province. BC Hydro n'a pas de programme de géothermie résidentielle, notamment parce que l'entreprise considère que le coût des systèmes favorise des taux d'opportunité élevés.

Le Distributeur rappelle que, dans le cadre de son programme OIEÉB, la géothermie demeure une mesure admissible à de l'aide financière. De plus, le projet de démonstration de la géothermie communautaire suit son cours dans le cadre de *PISTE*.

Enfin, la Régie demandait au Distributeur d'examiner de nouveaux modes de financement pour le segment de la nouvelle construction résidentielle. Une étude sur le financement réalisée en 2006 et déposée

²³ Pièce HQD-8, document 8, annexes, p.27 du dossier R-3740-2010.

à la Régie dans le cadre du dossier R-3610-2006²⁴ concluait que le financement n'était pas une barrière à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique. Cette conclusion était aussi généralement partagée par les groupes de discussion réalisés avec les constructeurs en 2011.

Puisque le Distributeur met fin au programme le 31 décembre 2012, il considère qu'une évaluation de l'impact de la hausse des aides financières sur les taux d'opportunité n'est plus pertinente.

59.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a examiné l'opportunité de nouveaux modes de financement pour le segment de la nouvelle construction résidentielle. Si oui, veuillez déposer les résultats de cet examen. Sinon, veuillez expliquer pourquoi cet élément spécifique est « *sans objet* ».

Réponse :

Voir la réponse à la question 59.1.

59.3 Considérant l'intention du Distributeur de mettre fin au programme *Géothermie* dès le 31 décembre 2012, veuillez indiquer le moment où le programme doit faire l'objet d'une évaluation.

Réponse :

Aucune évaluation n'est planifiée pour le programme *Géothermie résidentielle*, compte tenu de l'impact relativement faible de ce programme dans l'ensemble du PGEÉ.

Tronc commun

60. Référence : Pièce B-0042, page 28.

Préambule :

Tableau 5.1 : Plan d'évaluation – Rapports devant être déposés en 2013

²⁴ Annexe E de la pièce HQD-15, document 2.

Demande :

60.1 Veuillez déposer le calendrier complet des activités d'évaluation en cours ou à venir pour 2012-2013 à 2014-2015, pour l'ensemble du PGEÉ. Veuillez ne pas vous limiter au calendrier de dépôt des rapports d'évaluation.

Réponse :

L'information demandée pour les évaluations en cours est présentée au tableau R-60.1.

**TABLEAU R-60.1
ACTIVITÉS D'ÉVALUATION EN COURS**

#	Noms des programmes / volets	Années couvertes par l'évaluation	Fréquence	Année de dépôt (Régie)
Marché résidentiel				
1.	DRMC2 – Approche régionale et communautaire	2008-2010	Continu	2013
2.	MC – Volet Éclairage	2011	Continu	2013
3.	MC – Volet Électroménagers	2010	Continu	2013
4.	Récupération de frigos et congélos énergivores	2010-2011	Continu	2014
5.	MC – Volet Thermostats – Marché existant	2010-2011	Continu	2014
6.	MC – Volet Thermostats – Nouvelle construction	2010-2011	Continu	2014
7.	MC – Volet Thermostats – Multi logements	2010-2011	Continu	2014
Marché affaires – Commercial et Institutionnel				
1.	Initiatives – bâtiments G et M	2010	Continu	2013
2.	Produits efficaces – Éclairage	2010	Continu	2013
Marché affaires – Industriel				
1.	Initiatives – systèmes industriels	2010	Continu	2013

En ce qui concerne les évaluations à venir pour la période 2013-2015, le Distributeur va prioriser les programmes à évaluer du PGEÉ selon certains critères, notamment l'importance de leur contribution à l'atteinte des économies d'énergie de la cible en 2015.

Analyses économiques et financières

- 61. Références :**
- (i) Dossier R-3776-2011, pièce B-0044, page 50;
 - (ii) Pièce B-0042, pages 29, 30 et 45 à 47;
 - (iii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0115, pages 5 et 6.

Préambule :

- (i) *Tableau 6.1 : Paramètres économiques et énergétiques*
- (ii) La section 6 traite des analyses économiques et financières et réfère aux tableaux détaillés de l'annexe C.
- (iv) le Distributeur présente diverses méthodes de calcul de la rentabilité, suivant le test du coût total en ressources (TCTR) et le test du participant (TP).

Demandes :

- 61.1 Veuillez fournir, suivant le format du tableau 6.1 de la référence (i), la valeur ainsi que la source de chacun des paramètres utilisés dans le cadre des analyses économiques et financières du PGEÉ 2013.

Réponse :

Le tableau R-61.1 présente l'information demandée.

TABLEAU R-61.1 PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES

Paramètres	Valeur(s)	Source(s)
Coûts évités de l'électricité		HQD-2, document 4
Taux d'actualisation nominal	5,740 %	D-2012-024
Taux d'inflation à long terme	2 %	HQD-2, document 1
Tarifs d'électricité en vigueur au 1 ^{er} avril 2012		D-2012-035
Revenus à la marge incluant la hausse du coût de l'électricité du bloc patrimonial à compter de 2014.		Budget provincial 2010
Période d'amortissement du compte de frais reportés	10 ans	D-2006-56
Durée de vie des mesures	Variable et pouvant atteindre 20 ans dans certains cas	
Prévision du prix du mazout lourd et léger dans les réseaux autonomes		Paramètres de marché
Taux de taxe sur les produits et services (TPS)	5 %	Budget du gouvernement fédéral
Taux de la taxe de vente du Québec (TVQ)	9,5 %	Budget du gouvernement du Québec

61.2 Veuillez confirmer que les analyses de rentabilité des divers programmes du PGEÉ 2013 suivent « l'ancienne méthode » présentée en référence (iii). Sinon, veuillez expliquer les différences appliquées.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

62. Références : (i) Dossier R-3776-2011, pièce B-0044, pages 53 à 55;
(ii) Pièce B-0042, pages 30 et 31.

Préambule :

(i) *Tableau 6.4 : Intervalle de confiance pour la variable « Économie d'énergie »*

Tableau 6.5 : Intervalle de confiance pour la variable « Coûts de programme »

Tableau 6.6 : Intervalle de confiance pour la variable « Coût évités »

(ii) La section 6.2.1 présente les résultats de l'analyse de sensibilité du PGEÉ à des variations de coûts ($\pm 21\%$) d'économie d'énergie ($\pm 27\%$) et de coûts évités ($\pm 9\%$).

Demande :

62.1 Veuillez mettre à jour, pour le dossier tarifaire 2013, les tableaux 6.4 à 6.6 de la référence (i) ayant permis de conclure à une variation de coûts, d'économie d'énergie et de coûts évités de, respectivement, 21 %, 27 % et 9 %.

Réponse :

Les tableaux R-62.1-A, R-62.1-B et R-62.1-C présentent l'information demandée.

**TABLEAU R-62.1-A :
ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ANTICIPÉES ET RÉALISÉES (MOYENNE MOBILE 5 ANS)**

Numéro du Dossier Tarifaire	Economies d'énergie anticipées (en Gwh)	Economies d'énergie réalisées (en Gwh)*	Variation (en %)	
R - 3610 - 2006 (Année 2007)	588	878	49%	
R - 3644 - 2007 (Année 2008)	694	1017	47%	
R - 3677 - 2008 (Année 2009)	924	850	-8%	
R - 3708 - 2009 (Année 2010)	718	848	18%	
R - 3740 - 2010 (Année 2011)	648	915	41%	
			27%	Variation annuelle moyenne (en %)

* Source : Rapport annuel 2010 et 2011 déposé à la Régie, HQD - 7, Document 4, section 4.

**TABLEAU R-62.1-B :
COÛT DES PROGRAMMES ESTIMÉ ET RÉALISÉ (MOYENNE MOBILE 5 ANS)**

Numéro du Dossier Tarifaire	Budget estimé (en M\$)	Budget réel (en M\$)*	Variation (en %)
R - 3610 - 2006 (Année 2007)	197	152	-23%
R - 3644 - 2007 (Année 2008)	211	198	-6%
R - 3677 - 2008 (Année 2009)	262	224	-15%
R - 3708 - 2009 (Année 2010)	249	182	-27%
R - 3740 - 2010 (Année 2011)	261	173	-34%
			-21%
			Variation annuelle moyenne (en %)

* Source : Rapport annuel 2010 et 2011 déposé à la Régie, HQD - 7, Document 4, section 4.

**TABLEAU R-62.1-C :
SIGNAL DE COÛTS ÉVITÉS EN ÉNERGIE AUTORISÉ (MOYENNE MOBILE 5 ANS)**

Numéro du Dossier Tarifaire	Signal de coût évité en énergie fourniture-transport en ¢/kWh	Annuité constante 15 ans (2013-2027) en ¢/kWh (\$2013)	Variation (en %)
R - 3644 - 2007 (Année 2008)	8,3 ¢/kWh (\$ 2007) en 2008, indexé à l'inflation pour les années suivantes	10,56	-
R - 3677 - 2008 (Année 2009)	De 2009 à 2011 : 7,1 ¢/kWh (\$2009) À compter de 2012, 10,5 ¢/kWh (\$2007, annuité croissante à l'inflation).	13,36	27%
R - 3708 - 2009 (Année 2010)	De 2010 à 2015 : 4,8 ¢/kWh (\$2010) À compter de 2016, 10,5 ¢/kWh (\$2007, annuité croissante à l'inflation).	11,38	-15%
R - 3740 - 2010 (Année 2011)	De 2011 à 2022 : 5,4 ¢/kWh (\$2010) de décembre à mars et 3,4 ¢/kWh (\$2010) le reste de l'année (indexés à l'inflation) À compter de 2023, 10,5 ¢/kWh (\$2007, annuité croissante à l'inflation).	7,21	-37%
R - 3776 - 2011 (Année 2012)	De 2012 à 2022 : 4,9 ¢/kWh (\$2011) de décembre à mars et 3,0 ¢/kWh (\$2011) le reste de l'année, indexés à l'inflation. À compter de 2023, 10,5 ¢/kWh (\$2007, annuité croissante à l'inflation).	6,77	-6%
R - 3814 - 2012 (Année 2013)	De 2013 à 2022 : 4,9 ¢/kWh (\$2012) de décembre à mars et 2,9 ¢/kWh (\$2012) le reste de l'année, indexés à l'inflation. À compter de 2023, 10,5 ¢/kWh (\$2007, annuité croissante à l'inflation).	6,66	-2%
			-9%
			Variation annuelle moyenne (en %)

Promotion de la bi-énergie et du tarif DT

- 63. Références :** (i) Pièce B-0042, page 53;
(ii) Pièce B-0042, page 54.

Préambule :

(i) « Le Distributeur a poursuivi la campagne de promotion de la bi-énergie et du tarif DT. En 2012, 300 k\$ ont été alloués à cette campagne et 150 k\$ sont prévus en 2013. »
Le Distributeur mentionne ensuite les différents dépliants qui ont été distribués à différents types de clients par différents canaux de distribution.

(ii) « Un important sondage visant la mise à jour de l'étude de marché sur la bi-énergie et le tarif DT, de même que l'évaluation d'impact de la campagne de promotion, a été effectué en mai et juin 2012. Le Distributeur est en attente du rapport sur l'évaluation d'impact de cette campagne de promotion. »

Demandes :

- 63.1 Veuillez déposer le rapport d'évaluation d'impact de la campagne de promotion, effectué en mai et juin 2012.

Réponse :

Le Distributeur prend actuellement connaissance du rapport d'impacts de la campagne de promotion. À la suite de l'analyse des résultats, il adaptera ses stratégies de commercialisation, le cas échéant. Ce rapport sera traité sous forme d'un suivi dans le cadre du Rapport annuel 2012.

- 63.2 Veuillez rappeler les objectifs détaillés visés par cette campagne de promotion et élaborer sur les impacts obtenus grâce à celle-ci par rapport aux objectifs initiaux.

Réponse :

Les objectifs poursuivis sont de rappeler aux clients qui adhèrent au tarif DT les avantages de celui-ci et de leur prodiguer des conseils pour en maximiser les bénéfices. Il s'agit également de susciter l'intérêt pour ce tarif auprès des anciens clients DT qui ont toujours un système de chauffage bi-énergie fonctionnel. Enfin, à travers son site Web et des dépliants fournis aux installateurs et fournisseurs de

systemes, le Distributeur entend sensibiliser les clients au mazout qui entreprennent des démarches de conversion de leur système de chauffage à l'existence du tarif DT et à ses avantages.

Concernant les impacts de cette campagne, voir la réponse à la question 63.1.

63.3 Veuillez justifier la baisse prévue du budget consacré à cette campagne pour 2013, soit 150 k\$ au lieu de 300 k\$ en 2012.

Réponse :

Comme le Distributeur l'indiquait en réponse à la question 51.3 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 du dossier R-3776-2011, une portion du budget 2012 de 300 000 \$ a été consacrée, d'une part, à un sondage auprès de quatre groupes de clients distincts (population totale, abonnés DT actuels, anciens abonnés DT et clients mazout) et, d'autre part, à la conception et au développement de nouveaux outils de communication ainsi qu'à la mise à jour du site Web.

Schefferville

- 64. Références :**
- (i) Décision D-2006-123, pages 11 et 12;
 - (ii) Décision D-2012-024, page 167;
 - (iii) Décision D-2012-024, page 168;
 - (iv) Pièce B-0039, pages 21 à 28.

Préambule :

(i) Des investissements de plus de 90 M\$ sont annoncés pour une période s'échelonnant sur 40 ans. Par exemple, la réfection de la centrale Mehinek était prévue pour 2027-2029. Ce plan d'investissement donne un coût global actualisé sur 40 ans des obligations du Distributeur à Schefferville de 12,1 ¢/kWh.

(ii) La Régie écrit, en se référant à la pièce HQD-2, document 1 du dossier R-3602-2006 : « Une mise à jour de la stratégie d'investissement pour l'ensemble des infrastructures électriques de Schefferville semble donc s'imposer, en lien avec l'évolution des besoins de ce réseau et avec les stratégies d'efficacité énergétique qui y seront déployées. »

(iii) « ... la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une mise à jour de sa stratégie globale d'investissement en lien avec l'évolution de l'ensemble des besoins futurs du réseau de Schefferville. »

(iv) Le Distributeur justifie dans cette annexe les investissements qu'il envisage pour Schefferville. Le Distributeur dresse le bilan des investissements prévus pour les six années de 2012 à 2017. Le tableau A-1 indique que le total de ces investissements est de 90,8 M\$ sur les six prochaines années.

Demandes :

La Régie ne retrouve pas de scénario des besoins d'approvisionnement de Schefferville en référence (iv). Elle constate par ailleurs une accélération de l'intensité des besoins d'investissement à Schefferville puisque après avoir prévu un budget de 90 M\$ sur 40 ans en 2006, le Distributeur présente un montant du même ordre pour les 6 prochaines années seulement.

64.1 Veuillez indiquer quand et sous quelle forme le Distributeur a l'intention de déposer à la Régie une mise à jour du plan global des investissements requis à Schefferville en fonction de l'évolution des besoins de ce réseau.

Réponse :

Le tableau R-64.1 présente la comparaison des investissements prévus par le Distributeur lors de la prise en charge du réseau de Schefferville (dossier R-3602-2006) avec ceux présentés à la pièce HQD-8, document 5, pages 21 à 28, du présent dossier.

TABLEAU R-64.1

	R-3602-2006 2006-2044	Échéancier initial	Réalisé de 2006 au 30-09-2012	R-3814-2012 2012-2017
Investissement M\$				
Production	69,83		22,15	69,70
Évacuateur de crues, garde-corps à remplacer	0,00		0,03	1,00
Évacuateur de crues Menihek	0,00		0,19	18,00
Réfection des digues Menihek	0,00		0,00	14,00
Groupe #3 et mur de soutènement (phase 1)	7,30	2006-2008	7,60	0,00
Groupe #3 et mur de soutènement (phase 2)	0,00		8,50	0,00
Réfection mécanique des groupes 1 et 2	17,90	2028-2029	0,10	8,00
Réfection des trois alternateurs	24,65	2027-2029	0,00	0,00
Autres	19,98		5,74	28,70
Transport	19,49		2,40	19,20
Ingénierie + remplacement ligne L1 et ligne L2	16,42	2008-2009	1,98	6,00
Autres	3,07		0,42	13,20
Distribution et autres	1,01		0,00	1,90
Autres	1,01		0,00	1,90
TOTAL	90,33		24,55	90,80

La planification présentée au dossier R-3602-2006 reposait sur un rapport d'audit sommaire effectué suite à de courtes visites sur les lieux avec un examen visuel des installations. Cet audit suivait la décision du gouvernement du Québec d'ordonner à Hydro-Québec de prendre en charge l'alimentation électrique de la communauté de Schefferville. Le rapport d'audit présentait alors une vision sur un horizon de long terme (2006-2044) des travaux à effectuer pour assurer la pérennité des infrastructures au moindre coût. Les principales interventions prévues visaient le réseau de transport pour les premières années et les réfections majeures pour la centrale, à long terme.

La planification des investissements au cours des prochaines années (2012-2017) contenue au présent dossier reflète la plus récente mise à jour, compte tenu de l'expérience tirée de l'exploitation des infrastructures depuis la prise en charge du réseau de Schefferville en 2006. La planification repose notamment sur les différents risques liés à l'exploitation de la centrale de Menihek, compte tenu des analyses et constats tirés au fil des derniers mois et années en fonction de l'état de fonctionnement des équipements. Ainsi, chaque exercice de

planification est revu et intègre les nouvelles données et l'évolution du contexte. La préoccupation première du Distributeur demeure l'alimentation, de façon fiable et sécuritaire, des clients de la région. Conséquemment, il est appelé à revoir régulièrement l'ordre de priorité des projets, en tenant compte de la capacité limitée de réalisation, des délais importants de réalisation de projets et de la gestion active des risques. L'exercice présenté en preuve s'inscrit dans ce qui avait été produit à la pièce HQD-12, document 5, du dossier R-3740-2010, en y ajoutant l'expérience tirée des deux dernières années.

Quant au contexte, le Distributeur doit prendre en compte les développements potentiels de projets miniers dont la production pourrait démarrer au cours des prochaines années. Dans les dossiers précédents, le Distributeur a démontré le faible potentiel de la centrale Menihek pour l'alimentation de futures mines. À l'opposé, il est probable que de nouvelles sources d'alimentation voient le jour pour permettre l'exploitation minière. Le Distributeur devra conséquemment revoir l'ensemble des options (valeur des projets, taille des projets, échéanciers) qui pourraient voir le jour.

Le Distributeur doit constamment revoir sa planification, intégrer la gestion du risque et exercer une vigie serrée de l'évolution du contexte, ce qui l'amène à proposer des solutions appropriées au bon moment (juste assez, juste à temps). Ainsi des projets sont repoussés et des options de court et moyen terme pour assurer l'alimentation de la région sont favorisées. La planification présentée prend la forme d'une feuille de route à suivre qui permet de minimiser les investissements tout en assurant une qualité de service. Dans l'éventualité où les projets de développement minier ne voient pas le jour, toutes les options à long terme devront être analysées.

Des sommes doivent néanmoins être investies pour assurer la fiabilité du réseau de Schefferville. La centrale permanente de réserve trouve tout son sens dans un tel contexte, compte tenu du délai important d'éventuelles autres sources potentielles de production. Dans de telles circonstances, la centrale de réserve, avec les groupes électrogènes déjà en la possession du Distributeur, constitue la meilleure solution technique et économique.

Depuis 2007, le Distributeur a indiqué l'importance de se doter d'une puissance additionnelle de réserve pour assurer les besoins de fiabilité et respecter ainsi le critère de puissance garantie. Cet état de fait demeure aujourd'hui. Toutefois, compte tenu des problèmes rencontrés à la centrale de Menihek, la centrale de réserve devient d'autant plus urgente. De plus, le recours aux groupes électrogènes en

place au cours des derniers hivers a démontré l'importance de rendre les installations permanentes et protégées des conditions hivernales difficiles. Ce projet fait toujours partie des investissements prévus au présent dossier. Le Distributeur est conscient de l'importance des coûts d'une telle option. Plusieurs options ont fait l'objet d'analyses, tels des abris temporaires pour les saisons hivernales ou le recouvrement des groupes avec des unités modulaires. Aucune ne permet de respecter les critères techniques et de sécurité. Le Distributeur rappelle que les autres installations de réserve qu'il exploite pour l'alimentation de sa clientèle sur la basse Côte-Nord (Blanc-Sablon, St-Augustin et La Tabatière) sont d'anciennes centrales thermiques qui possèdent des caractéristiques supérieures à celle proposée à Schefferville, en termes d'isolation et de protection contre le froid. Ces installations sont gardées en réserve pour assurer le critère de fiabilité en puissance de la centrale hydraulique du Lac Robertson.

Le projet visant la réfection de l'évacuateur de crues a été identifié au dossier R-3740-2010. Une étude préliminaire est en cours pour définir la meilleure solution technique. L'avant-projet prévu en 2013 permettra d'évaluer de façon plus précise les coûts et les échéanciers du projet, qui aujourd'hui sont évalués à environ 18 M\$, pour un début des travaux vers 2015.

Le projet de réfection des digues a été annoncé à la Régie lors du dossier R-3776-2011, à la pièce HQD-8, document 5. Les travaux faits dans le cadre de l'étude préliminaire ont permis d'identifier les problèmes techniques et d'évaluer les solutions qui feront l'objet d'un avant projet en 2013. Par la suite, le cas échéant, un dossier sera présenté à la Régie pour approbation.

Un troisième projet majeur potentiel est identifié cette année par le Distributeur. Il s'agit de la réfection du groupe #1 de la centrale de Menihek. Les analyses plus fines de même que l'avant-projet en cours établiront le besoin de travaux importants au cours des prochaines années. Les travaux d'inspection réalisés en 2012 permettront d'évaluer plus précisément les coûts de réfection et les échéanciers. Là encore, selon les résultats et l'évolution du contexte, une décision sera prise en moment opportun.

Dans le même esprit, le Distributeur a abandonné le projet de réfection majeure des lignes de transport qui acheminent l'énergie de la centrale à la communauté de Schefferville. Une saine gestion des activités a permis au Distributeur de trouver des solutions de maintenance (changement de traverses, remplacement de poteaux et d'isolateurs,

tel que défini lors de l'inspection des lignes en 2010) permettant d'assurer la fiabilité des infrastructures en place au moindre coût. Le Distributeur entend poursuivre cette stratégie en 2013, et augmenter la cadence, au besoin, en 2014 et 2015. Le coût de réfection majeure, qui prévoyait la reconstruction complète des lignes, était beaucoup trop élevé.

Concernant le poste de Menihék, les activités d'entretien ont été reprises par NALCOR en 2008. À ce jour, 250 k\$ ont été engagés pour la maintenance et la réparation dans le poste. D'autres activités de réfection sont prévues dans les prochaines années en fonction de la revue des priorités. Ainsi, en 2013-2014, le projet de remplacement des câbles de puissance et du caniveau sera réalisé et permettra d'éliminer les risques de courts-circuits.

Outre la production et le transport, le Distributeur prévoit des travaux sur le réseau de distribution afin d'en assurer la conformité et une meilleure performance, compte tenu des besoins en électricité dont le chauffage des espaces, préoccupation soulevée par la Régie.

Étant donné les problèmes de puissance et de tension sur les artères de 4 kV, le Distributeur procède graduellement à la conversion du réseau de distribution à 25 kV en se basant sur les prévisions de charge annuelle. Les travaux ont majoritairement consisté à corriger les défauts du réseau hors norme et de convertir à 25 kV certains tronçons de ligne, dont celui du centre-ville, afin de diminuer la charge sur les lignes à 4 kV et d'ainsi régler les problèmes de chutes de tension. Les travaux à venir consistent entre autres en la conversion à 25 kV de la réserve du Lac John, la conversion des artères restantes de 4 kV à 25 kV et la mise en conformité du réseau de Kawawachikamach.

De plus, certains travaux en cours consistent à remplacer des poteaux dangereux et à mettre aux normes certaines entrées électriques commerciales afin d'assurer la sécurité du public.

Dans les paragraphes qui précèdent, le Distributeur présente les solutions envisagées pour maintenir l'équilibre entre la demande et l'offre dans un souci de minimisation des risques et des coûts. La révision de la planification pour tout ce qui concerne la production et le transport se fait de concert avec les responsables de NALCOR au sein du comité d'exploitation. Toutes les décisions du comité d'exploitation doivent être prises à l'unanimité. De par ses connaissances techniques et son expertise en production hydraulique, le Distributeur contribue largement à la définition des solutions techniques et économiques. Le Distributeur doit considérer les lois et

règlements en vigueur au Labrador, les encadrements et les processus internes de NALCOR, son organisation et sa disponibilité des ressources. De plus, tel que mentionné dans le document R-3776-2011, HQD-14, document 1.3, le Distributeur doit prendre en compte le fait qu'il ne peut effectuer de travaux à la centrale qu'à la demande de NALCOR. Afin de soutenir davantage NALCOR, le Distributeur est en liaison constante avec elle afin de faire le suivi du contenu technique des projets et de proposer des façons de faire pour améliorer les délais de réalisation. Les avant-projets et les travaux sont sous la responsabilité de NALCOR, une fois les décisions prises par le comité. Pour accélérer les processus et selon l'expertise requise, le Distributeur prend occasionnellement en charge, de concert avec NALCOR, la réalisation d'avant-projets. En tout temps, le Distributeur collabore avec NALCOR, en impliquant ses experts de diverses disciplines, pour orienter les projets tout en respectant les limitations de ses interventions dans la réalisation des projets. Ainsi, le Distributeur réalise des suivis réguliers des opérations.

Les travaux visant à corriger les fuites d'huile sur le groupe #3 — fuites mineures en 2007 lors de la remise en service après la réfection, mais qui se sont amplifiées en mars 2012 — ont nécessité l'arrêt du groupe.

Les travaux visant à améliorer les économies d'énergie et l'apport éventuel de puissance par la clientèle ont été présentés au cours des derniers dossiers tarifaires et plans d'approvisionnement, mais se sont montrés peu prometteurs. Le Distributeur déploie néanmoins tous les moyens à sa disposition et rend disponibles les aides financières favorisant l'efficacité énergétique. Le Distributeur avait aussi analysé la possibilité de recourir au groupe électrogène de secours situé à Kawawachikamach. Malheureusement, ce groupe d'une puissance nominale de 600 kW n'est pas configuré pour être synchronisé au réseau et ne peut fonctionner qu'en cas de perte complète de ce dernier. Il permet d'alimenter uniquement quelques bâtiments de Kawawachikamach. De toute façon, sa faible puissance ne permet absolument pas de respecter le critère de puissance garantie pour la pointe, lequel suppose l'indisponibilité du plus gros groupe de la centrale, soit 8 MW.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle qu'en cas de panne majeure, le retour d'une alimentation électrique de la communauté pourrait prendre plusieurs jours.

L'alimentation en eau potable constitue évidemment un besoin essentiel de toute communauté, tant pour les besoins alimentaires et hygiéniques que pour la protection contre les incendies. En outre, le

gel des conduites pourrait entraîner leur bris avec des conséquences importantes, vu les délais nécessaires à leur réparation.

Enfin, comme le Distributeur l'a déjà expliqué, le chauffage de l'eau et des espaces est très majoritairement électrique à Schefferville.

64.2 Veuillez fournir une mise à jour de la valeur de 12,1 ¢/kWh estimée en 2006 pour le coût global actualisé des obligations du Distributeur à Schefferville et élaborer sur la valeur obtenue.

Réponse :

Voir réponse à la question 64.1.

65. Références : (i) Pièce B-0039, page 27;
(ii) Pièce B-0051, page 19.

Préambule :

(i) « Pour respecter le critère de fiabilité, le Distributeur réitère qu'il est essentiel d'assurer une source fiable de réserve pour la région de Schefferville. La meilleure façon d'arriver à cette fin est de relocaliser les groupes électrogènes dans un abri conçu pour les conditions hivernales propres à cette région. »

(ii) « Bien que le Distributeur entende offrir des options d'électricité interruptible de façon uniforme dans tous les réseaux autonomes, les analyses de faisabilité et de rentabilité, de même que le calibrage des options proposées, ont été réalisés sur la base des données de deux réseaux autonomes qui offrent actuellement un potentiel, à savoir le réseau de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine ainsi que le réseau d'Opitciwan, en Haute-Mauricie. D'une part, ces derniers sont confrontés à un déficit de puissance à très court terme et, d'autre part, ils alimentent des clients dont la charge présente un potentiel interruptible important.

[...] Afin d'assurer un appariement entre les besoins de gestion de chaque réseau et l'offre d'interruption des clients, le Distributeur fixera annuellement pour chaque réseau, chaque option et chaque client, les quantités minimale et maximale de puissance interruptible dont il entend se prévaloir. Si le Distributeur ne fixe pas de quantité pour un réseau, il est réputé ne pas avoir besoin d'électricité interruptible pour ce réseau. »

Demandes :

65.1 Considérant les bâtiments, institutions et entreprises existants dans la communauté de Schefferville, veuillez dresser une liste des sites équipés d'une génératrice et la charge interruptible qu'ils peuvent représenter.

Réponse :

Voir réponse à la question 64.1.

65.2 Considérant le potentiel de charge interruptible établi dans la question précédente, d'une part, et les projets miniers présents, en cours de développement et prévus à Schefferville ou à proximité, veuillez élaborer sur la possibilité de procéder à un appel d'offres pour un service de garantie de puissance Schefferville permettant au Distributeur de respecter son critère de fiabilité en puissance.

Réponse :

Voir réponse à la question 64.1.

- 66. Références :** (i) Pièce B-0039, pages 25 à 27;
(ii) D-2006-123, page 4.

Préambule :

(i) Le Distributeur indique que le groupe 3 de 8 MW à la centrale de Mehinek est arrêté depuis le 10 mars 2012 à cause de problèmes mécaniques et évoque une revue des risques effectuée en 2011: « Les câbles de puissance ont déjà court-circuité deux fois à l'entrée du transformateur # 2. Ces câbles alimentent Schefferville et passent dans un caniveau désuet et non étanche. Risque : perte de la production de la centrale pour plusieurs jours.[...] les lignes de transport, situées majoritairement au Labrador, sont en mauvais état. Risque : pannes suite à un bris d'équipement. Le poste de Menihek a manqué d'entretien depuis 1982. Risque : pannes prolongées (plusieurs semaines) à cause d'un bris majeur d'équipement. » [nous soulignons]

(ii) «Le Distributeur ne demande cependant pas à la Régie d'autoriser tous ces investissements mais uniquement ceux reliés aux travaux de réparation du groupe 3 de la Centrale, à la réfection du poste de départ de la Centrale et à d'autres dépenses contingentes, soit des investissements totalisant 12,4 M\$. La Régie a déjà reconnu l'urgence de procéder aux travaux de réparation du groupe 3 de la Centrale et autorisé provisoirement ces travaux, dont des investissements à hauteur de 9,2 M\$.» [nous soulignons]

Demandes :

66.1 Veuillez indiquer si le groupe de 8 MW est à nouveau fonctionnel. Si oui, depuis quand. Si non, veuillez élaborer.

Réponse :

Les travaux ont débuté le 6 octobre. Le groupe de 8 MW doit redevenir disponible le 30 novembre 2012 au plus tard.

Voir également la réponse à la question 64.1.

66.2 Veuillez élaborer sur les problèmes mécaniques du groupe 3 en considérant que ce groupe a fait l'objet d'importantes réparations depuis 2006, c'est à dire il y a moins de 6 ans.

Réponse :

Voir réponse à la question 64.1.

66.3 Veuillez expliquer pourquoi le poste de Mehinek a manqué d'entretien depuis 1982 et connaît des courts-circuits à cause de caniveaux non étanches alors qu'il semble que l'enveloppe budgétaire de 12,4 M\$ autorisée en 2006 par la Régie comprenait des travaux de réfection au poste de départ de la centrale.

Réponse :

Voir réponse à la question 64.1.

66.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a déjà corrigé les problèmes de maintenance de base évoqués précédemment et dans les dossiers tarifaires antérieurs.

Réponse :

Voir réponse à la question 64.1.

66.5 Veuillez expliquer en quoi la construction d'un bâtiment pour relocaliser les génératrices de secours est considérée un investissement prioritaire face aux besoins de maintenance du réseau de Schefferville.

Réponse :

Voir réponse à la question 64.1.

MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE

Mode de versements égaux

67. **Références :** (i) Pièce B-0048, page 11;
(ii) Pièce B-0060, page 5.

Préambule :

- (i) Le Distributeur indique que :

« Par conséquent, le Distributeur demande d'ajouter aux CDSÉ un nouveau critère d'adhésion au MVÉ, soit la présence d'un historique de consommation suffisant pour pouvoir procéder à une estimation raisonnable du montant du versement mensuel.

[...]

L'expérience suggère au Distributeur qu'une révision au cours de l'entente n'est pas nécessairement optimale pour la clientèle. [...] Néanmoins, le Distributeur propose de conserver la possibilité d'effectuer une révision s'il y a constat d'un écart significatif.» [Nous soulignons].

- (ii) Le Distributeur indique qu'« environ 11 mois de consommation pourraient constituer un historique suffisant et fiable. » [Nous soulignons].

Demandes :

- 67.1 Veuillez justifier le choix de la durée de 11 mois comme étant un «*historique de consommation suffisant*».

Réponse :

Le Distributeur considère qu'un historique de consommation dans un local d'au moins 11 mois est la durée minimale servant à établir une mensualité qui soit la plus représentative possible pour le client. Considérant que la plus grande consommation de l'année se fait en hiver, le Distributeur doit s'assurer d'inclure cette période dans l'historique. Ainsi, un nombre minimal de 328 jours d'historique ou 90 % d'une année permet de refléter les variations saisonnières ainsi que les habitudes de consommation et, par le fait même, d'atteindre l'objectif d'une estimation plus juste et fiable.

- 67.2 Veuillez indiquer si le Distributeur est disposé à inclure cette durée spécifiquement au texte des Conditions de service. Si non, veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur ne s'objecte pas à l'inclusion de cette durée au texte des CDSÉ.

Par ailleurs, le Distributeur suggère une correction au texte du nouvel article 11.9 quant à la durée de la répartition du solde débiteur à la suite de la révision annuelle. Le Distributeur compte plutôt offrir cette répartition du solde sur une période de 12 mois au lieu de 6. Cette répartition est à l'avantage du client et lui permettra de maintenir des versements stables sur la durée de son Plan de paiement. Le nouvel article 11.9 serait donc le suivant :

[Plan de paiement]

Le client peut bénéficier, après entente avec Hydro-Québec, du Plan de paiement permettant de répartir le coût prévu de l'électricité par versements mensuels sur une année, selon une estimation de la consommation à venir, le tout sujet à un solde créditeur ou débiteur à la fin de l'entente ou à la révision annuelle, une fois l'utilisation réelle connue.

À l'exception des abonnements de grande puissance, tous les abonnements sont admissibles s'il existe un historique de consommation d'environ 11 mois au local visé pour effectuer une projection raisonnable.

Hydro-Québec effectue une révision de l'abonnement du client inscrit au Plan de paiement à chaque année avant la période d'hiver. S'il existe un solde débiteur à la suite de cette révision, Hydro-Québec accepte de répartir celui-ci sur une période d'au plus 12 mois. Hydro-Québec peut également convenir d'une entente de paiement avec le client.

Si un écart significatif est constaté entre les montants mensuels facturés et le coût réel de l'électricité consommée, Hydro-Québec peut effectuer des révisions intermédiaires, en tenant compte de l'ajustement tarifaire, le cas échéant.

L'inscription au Plan de paiement prend fin dans les cas suivants :

- 1° en tout temps, à la demande du client ;
- 2° lorsque l'abonnement est résilié.

Hydro-Québec peut également y mettre fin si le client a plus d'un versement impayé.

67.3 Veuillez définir ce que représente, pour le Distributeur un «écart significatif» pouvant mener à une révision du MVÉ. Comment le Distributeur prévoit-il appliquer ce critère ?

Réponse :

L'objectif du service MVÉ (Plan de paiement) est de permettre aux clients de répartir plus uniformément sur l'année le coût total d'électricité pour les aider à gérer plus efficacement leur budget personnel. Le Distributeur rappelle qu'en tout temps, les clients peuvent demander un ajustement de leur mensualité lorsqu'ils constatent que le coût de leur consommation réelle est supérieur aux montants de leurs versements mensuels afin d'éviter de se constituer un solde de fin d'année trop élevé, une notion qui varie d'un client à l'autre. Le Distributeur considère qu'un écart supérieur ou inférieur à 30 % du montant de la mensualité pourrait constituer un écart significatif pouvant justifier une révision intermédiaire de la mensualité.

Activités promotionnelles

68. Références : (i) Pièce B-0048, page 13 ;
(ii) Pièce B-0070, page 14.

Préambule :

(i) Le Distributeur indique qu'il souhaite faire connaître davantage les canaux moins coûteux tel que le Web pour effectuer des transactions simples, ainsi il « *demande d'introduire un nouvel article pour permettre la mise en œuvre d'activités promotionnelle spécifique circonscrites dans le temps (par exemple, durant la période de pointe des emménagements et déménagements). »*

(ii) Il demande également l'ajout de l'article 2.3 aux Conditions de service qui suit :

« Le Distributeur peut réaliser des activités promotionnelles relatives aux modalités décrites aux chapitres 5 et 11 des présentes conditions de service. Ces activités promotionnelles doivent être temporaires et peuvent s'appliquer à l'ensemble de la

clientèle ou à divers groupes de clients, de manière à réduire les frais payables par les clients visés en vertu du chapitre 12 des Tarifs et conditions du Distributeur.

[...]

Le Distributeur avisera la Régie de son intention de procéder à la mise en œuvre d'initiatives ou de projets dans le cadre de ce nouvel article.»

Demandes :

68.1 Veuillez expliquer les motifs pour lesquels le Distributeur réfère à l'ensemble des modalités prévues au chapitre 11 des Conditions de service, ainsi qu'à l'ensemble des frais prévus au chapitre 12 des Tarifs.

Réponse :

L'objectif de la demande du Distributeur est d'obtenir la flexibilité nécessaire, encadrée par la Régie, pour mettre en œuvre en temps opportun certaines activités promotionnelles. C'est pourquoi la demande du Distributeur porte sur l'ajout d'un nouvel article et non sur l'approbation d'une initiative spécifique. Pour le moment, le Distributeur n'est pas en mesure d'identifier précisément les opportunités, les articles des CDSÉ et les frais prévus au chapitre 12 des Tarifs qui pourraient être touchés par d'éventuelles activités promotionnelles.

Le Distributeur souligne que, considérant les préoccupations soulevées par la Régie lors de la séance de travail du 18 septembre, il a considérablement réduit la portée de l'article 2.3. Le Distributeur est conscient que ce ne sont pas l'ensemble des articles des chapitres 5 et 11 des CDSÉ et des frais correspondant des Tarifs qui seront touchés, mais ces chapitres sont ceux propices aux types d'interventions auxquels le Distributeur fait référence. Resserrer davantage le champ d'application de la présente demande à seulement quelques articles de ces chapitres imposerait au Distributeur l'obligation, dans le cadre de dossiers tarifaires ultérieurs, de faire approuver chaque élargissement de la couverture de l'article 2.3. La flexibilité recherchée par l'introduction de cet article serait alors perdue.

Le Distributeur rappelle qu'il a proposé, à la section 3.3 de la pièce HQD-11, document 2, un mécanisme de suivi afin de démontrer la rentabilité des initiatives entreprises et leur impact favorable pour l'ensemble de la clientèle. Il y a également annoncé son intention d'informer la Régie lors de la mise en œuvre d'initiatives ou de projets dans le cadre de l'article proposé.

68.2 Veuillez donner des exemples d'activités promotionnelles que le Distributeur pourrait mettre en œuvre dans le cadre de l'article 2.3 proposé, en lien avec les modalités décrites au chapitre 11 des Conditions de service.

Réponse :

Voir la réponse à la question 68.1.

68.3 Veuillez indiquer les frais payables par les clients et prévus au chapitre 12 des Tarifs qui pourraient faire l'objet d'une activité promotionnelle du Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 68.1.

68.4 Veuillez indiquer dans quel cadre et à quel moment le Distributeur avisera la Régie et présentera l'analyse de rentabilité des projets proposés d'activités promotionnelles.

Réponse :

En sus des propositions faites à la section 3.3 de la pièce HQD-11, document 2, le Distributeur répondra diligemment aux mécanismes de suivi additionnels que pourrait demander la Régie.

Le Distributeur rappelle que, dans la mesure où les projets-pilotes sont mis en œuvre après le dépôt du dossier tarifaire, ils ne peuvent en aucune façon affecter le revenu requis ni, conséquemment, avoir d'impact sur les tarifs du Distributeur l'année où ils sont mis en œuvre.

Prix forfaitaire

69. Référence : Pièce B-0048, page 17.

Préambule :

Concernant les alimentations temporaires en souterrain de 200 A à la tension monophasée 120/240 V, le Distributeur expose l'évaluation des coûts forfaitaires de la façon suivante :

« En 2010 et 2011, 30 demandes de cette nature ont été faites auprès du Distributeur. Le coût moyen par demande est de 2 800 \$. Plus de 85 % des demandes se situent à l'intérieur de l'écart-type.

Les prix unitaires proposés sont les suivants :

Sans ajout de câble : 500 \$
Avec ajout de câble : 3 000 \$ »

Demandes :

69.1 Veuillez fournir le détail des informations qui permettent d'appuyer le coût moyen de 2 800 \$ ainsi que l'écart-type.

Réponse :

La moyenne de 2 800 \$ est calculée sur les cas répertoriés par le Distributeur au cours des années 2010 à 2012 pour chacune des catégories. Évidemment, les exigences requises proposées par le Distributeur permettent d'exclure les cas exceptionnels rencontrés (15 %), et ce, même s'ils se retrouvaient sous la même nature de travaux. Par respect du principe d'équité, d'éventuels cas similaires seront donc traités conformément aux processus en place (voir la réponse à la question 70.3). Le 85 %, mentionné au préambule, n'est donc pas en lien avec un écart-type, mais représente plutôt la proportion des demandes totales répertoriées pour cette nature dont les travaux rencontrent les critères²⁵ nécessaires pour l'application d'un montant forfaitaire. Le coût des autres demandes a donc été exclu du calcul de la moyenne.

Afin de fournir les prix les plus appropriés selon les travaux requis, le Distributeur propose deux prix forfaitaires différents, et non l'utilisation de la moyenne de 2 800 \$. L'écart provient essentiellement du coût, incluant l'installation, du câble de branchement basse tension.

Les coûts unitaires incluent :

- le temps de transport pour l'aller et le retour sur les lieux de l'intervention ;
- le temps de pompage pour accéder à la structure souterraine ;

²⁵ Voir la section 4.2.1 de la pièce HQD-11, document 2.

- la fourniture et l'installation d'un câble de branchement basse tension, le cas échéant ;
- le temps de raccordement et de débranchement du câble de branchement.

69.2 Veuillez expliquer comment le Distributeur a établi le coût forfaitaire de 500 \$, lorsqu'il n'y a pas d'ajout de câble, pour l'alimentation en souterrain.

Réponse :

Voir la réponse à la question 69.1.

70. Référence : Pièce B-0048, pages 17 et 18.

Préambule :

Concernant les alimentations temporaires en aérien de 200 A avec modification temporaire à la tension monophasée 120/240 V, le Distributeur expose l'évaluation des coûts forfaitaires de la façon suivante :

« En 2010 et 2011, respectivement, 77 et 63 demandes de cette nature ont été faites auprès du Distributeur.

Le coût moyen par demande est de 2 500 \$. Environ 85 % des demandes se situent à l'intérieur de l'écart-type.

Les prix unitaires proposés sont les suivants :

Avec remplacement de transformateur : 2 100 \$

Avec ajout de câble : 1 500 \$

Avec ajout de câble et remplacement de transformateur : 3 000 \$

Avec ajout de câble, de poteau et remplacement de transformateur : 5 500 \$ »

Demandes :

70.1 Veuillez fournir le détail des informations qui permettent d'appuyer le coût moyen de 2 500 \$ ainsi que l'écart-type.

Réponse :

Le calcul de la moyenne de 2 500 \$ repose sur les mêmes principes que ceux exposés en réponse à la question 69.1.

Pour ce type de demande, moins de variabilité s'observe dans le montage, expliquant ainsi le choix de seulement deux critères²⁶ à respecter pour l'application des prix forfaitaires de cette nature.

Par ailleurs, les prix unitaires proposés reflètent davantage le coût des équipements à installer, les coûts de transport étant amortis sur les travaux à effectuer.

Le 85 % n'est pas en lien avec un écart-type mais représente plutôt la proportion des demandes totales répertoriées pour cette nature dont les travaux rencontrent les critères²⁷ nécessaires pour l'application d'un montant forfaitaire. Le coût des autres demandes a donc été exclu du calcul de la moyenne.

Les coût unitaires incluent :

- le temps de transport pour l'aller et retour sur les lieux de l'intervention ;
- le temps d'intervention pour l'installation et l'enlèvement du matériel requis pour effectuer l'intervention demandée ;
- le temps de raccordement et débranchement du câble de branchement, le cas échéant ;
- la valeur du matériel récupéré et réutilisable.

70.2 Veuillez expliquer chacun des coûts unitaires qui en découlent.

Réponse :

Voir la réponse à la question 70.1.

70.3 Veuillez indiquer, s'il n'y a pas de visite du site, comment le Distributeur va s'assurer que le coût forfaitaire communiqué au client correspond bien à sa situation.

²⁶ Voir la section 4.2.2 de la pièce HQD-11, document 2.

²⁷ Ibidem.

Réponse :

Le Distributeur posera les questions pertinentes au requérant en considérant le contexte de la demande. Il consultera également les plans et outils technologiques à sa disposition pour déterminer l'état des lieux et du réseau existant.

Lorsque les informations recueillies ne permettront pas de bien cerner le contexte et les conditions associés à la demande, une analyse plus détaillée, incluant une visite des lieux, sera effectuée par le Distributeur avant de confirmer le coût des travaux à facturer au requérant.

71. Référence : Pièce B-0048, page 18.

Préambule :

Concernant les modifications d'un branchement aérosouterrain d'au plus 200 A à la tension monophasée 120/240 V, le Distributeur expose l'évaluation des coûts forfaitaires de la façon suivante :

« En 2010 et 2011, respectivement, 55 et 50 demandes de cette nature ont été faites auprès du Distributeur.

Le coût moyen par demande de 630 \$. Près de 75 % des demandes se situent à l'intérieur de l'écart-type.

Les prix forfaitaires proposés sont les suivants :

Raccordement sur poteau fourni par le client : 625 \$

Raccordement sur poteau d'Hydro-Québec : 755 \$ »

Demandes :

71.1 Veuillez fournir le détail des informations qui permettent d'appuyer le coût moyen de 630 \$ ainsi que l'écart-type.

Réponse :

Le calcul de la moyenne de 630 \$ repose sur les mêmes principes que ceux exposés en réponse à la question 69.1.

Pour ce type de demande, trois critères²⁸ à respecter ont été élaborés afin de permettre l'application des prix forfaitaires de cette nature.

Par ailleurs, les prix unitaires proposés se distinguent par le titre de possession du poteau sur lequel le raccordement est effectué. L'écart de coût est justifié par les travaux de réarrangement d'attache des câbles sur le poteau de ligne appartenant au Distributeur. Selon la configuration existante sur le poteau de ligne accueillant le nouveau branchement souterrain, le Distributeur doit déplacer le neutre ou les câbles de basse tension existants.

Le 75 % n'est pas en lien avec un écart-type, mais il représente plutôt la proportion des demandes totales répertoriées pour cette nature dont les travaux rencontrent les critères²⁹ nécessaires pour l'application d'un montant forfaitaire. Le coût des autres demandes a donc été exclu du calcul de la moyenne.

Les coûts unitaires incluent :

- le temps de transport pour l'aller et retour sur les lieux de l'intervention ;
- le temps des travaux de réarrangement d'attache des câbles ;
- le temps de raccordement et de débranchement du câble de branchement ;
- le temps requis pour enlever et récupérer le branchement existant.

71.2 Veuillez expliquer l'écart de coût entre un raccordement effectué sur un poteau appartenant au client et celui appartenant au Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 71.1.

²⁸ Voir la section 4.2.3 de la pièce HQD-11, document 2.

²⁹ Ibidem.

Risque de crédit

PRÉAMBULE DU DISTRIBUTEUR À SES RÉPONSES

Tel qu'exprimé à la pièce HQD-11, document 2 et en réponse à l'engagement n° 3 à la pièce HQD-1, document 2.4, le Distributeur réitère sa volonté de contenir la dépense de mauvaises créances. Puisque celle-ci a une incidence sur le revenu requis et, de fait, sur les tarifs, elle est, par conséquent, assumée par l'ensemble des clients. Le Distributeur considère donc qu'il est d'intérêt général de proposer une nouvelle mesure pour améliorer la gestion de son risque.

En effet, il appert que le portefeuille actuel de mesures de recouvrement pour la clientèle résidentielle est insuffisant pour diminuer de façon significative et durable les comptes à recevoir de plus de 121 jours. L'obligation qu'a Hydro-Québec d'alimenter toute personne en faisant la demande, la facturation après consommation de l'électricité et l'impossibilité d'interrompre le service électrique en période hivernale contribuent à l'absence de priorisation du paiement de la facture d'électricité par certains clients résidentiels.

Une revue des pratiques de recouvrement de compagnies de services publics a révélé que la demande de dépôt à l'abonnement est une pratique répandue dans cette industrie. Toutefois, le Distributeur craint que la demande systématique d'un montant important (200 \$ pour un logement ou 600 \$ pour une maison unifamiliale en moyenne) pour tous les nouveaux clients résidentiels ajoute aux frais déjà élevés liés à l'emménagement, augmentant ainsi les comptes à recevoir et l'insatisfaction des clients.

La transmission de données de crédit aux agents d'évaluation de crédit (AÉC) par plusieurs compagnies américaines d'électricité et de gaz est apparue comme une solution éprouvée contre l'accroissement des comptes à recevoir. Cette mesure structurante, peu coûteuse et simple d'application, encourage les bonnes habitudes de paiement et s'inscrit dans le mouvement général de lutte contre le surendettement des ménages amorcé au Québec. En rendant les clients responsables de leurs actions, en soulignant les bonnes habitudes de paiement et en faisant ressortir les défauts de paiement sur le dossier de crédit, la transmission de données aux AÉC permet de réduire les retards de paiement et de contenir la DMC.

À nouveau, le Distributeur considère que cette proposition applicable toute l'année est de loin préférable à la demande de dépôt à

l'abonnement ou à une politique d'interruption de service, ces dernières mesures étant beaucoup plus sévères et coercitives.

- 72. Références :** (i) Pièce B-0048, page 23;
(ii) D-2001-259, dossier R-3439-2000, D-2001-259, page 21.

Préambule :

(i) « Le Distributeur demande à la Régie l'autorisation de modifier les Conditions de service d'électricité pour prévoir de façon spécifique la transmission de données de crédit de l'ensemble de ses clients résidentiels aux ARP afin que ceux-ci modifient leurs habitudes de paiement et privilégient le paiement de leur facture d'électricité. »

(ii) Dans le dossier R-3439, le Distributeur mentionnait :

« En réponse aux craintes exprimées par les intervenants quant aux importants risques d'atteinte à la vie privée, Hydro-Québec affirme que « le NAS n'est accessible qu'aux employés qui font du recouvrement ». En outre, elle souligne que la CAI a autorisé Hydro-Québec à recueillir des renseignements personnels, mais qu'elle a attaché des conditions très strictes concernant l'échange de ces renseignements. Elle a également ordonné la destruction de certaines données. La Commission a effectué un suivi en juin 1999 et a conclu que les recommandations qu'elle avait émises avaient été suivies par Hydro-Québec. » [Nous soulignons]

Demandes :

72.1 Veuillez justifier en quoi cette demande relève d'une modification aux « Conditions de service d'électricité » au sens de l'article 31, alinéa 1, par. 1 et 48 de la Loi sur la Régie de l'énergie ?

Réponse :

La Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels, L.R.Q., c. A-2.1, (la « Loi sur l'accès ») prévoit que la loi, au sens indiqué dans la preuve du Distributeur comme incluant les règlements et les Conditions de service d'électricité (CDSÉ) fixés par la Régie, peut prévoir la communication de renseignements personnels. Les CDSÉ peuvent donc valablement être modifiés par la Régie selon la proposition du Distributeur. La Loi sur l'accès prévoit également qu'un organisme ayant juridiction peut rendre des ordonnances au même effet.

La proposition du Distributeur s'inscrit dans le cadre de sa stratégie relative à sa dépense de mauvaises créances. L'évaluation des avantages des mesures proposées et des impacts sur les tarifs d'électricité relèvent de la Régie, et celle-ci, de l'avis du Distributeur, est la mieux placée pour déterminer l'opportunité de prévoir la transmission de renseignements conformément à la proposition soumise, tout en possédant la compétence requise en vertu de la loi. En conséquence, aucune démarche n'a été effectuée auprès de la Commission d'accès à l'information.

72.2 Veuillez préciser les conditions émises à l'égard du Distributeur par la Commission d'accès à l'information (CAI) concernant l'échange de renseignements, dont le numéro d'assurance sociale.

Réponse :

Le 27 septembre 1995, la CAI acceptait les recommandations relatives à la cueillette et l'usage des renseignements nominatifs auprès des clients d'Hydro-Québec. La recommandation 5.2 stipulait :

qu'Hydro-Québec [peut] recueillir auprès de tous ses clients le numéro d'assurance sociale afin de constituer pour chacun de ses clients un identifiant, soit le numéro de client unique.

Par ailleurs, la recommandation 5.4 demandait :

de limiter l'accès et l'utilisation du NAS, une fois validée l'identité d'un client et attribué le numéro de client unique, aux seules personnes auxquelles ce renseignement est nécessaire à l'exercice de leurs fonctions à savoir le recouvrement, si requis, et la perception légale des comptes finaux.

72.3 Veuillez indiquer si le Distributeur a effectué des démarches auprès de la Commission d'accès à l'information en lien avec sa proposition de transmettre des renseignements personnels sur l'ensemble de sa clientèle aux ARP.

Réponse :

Voir la réponse à la question 72.1.

72.4 Veuillez fournir une liste de compagnies ou sociétés de services publics au Québec et au Canada qui appliquent déjà une telle politique visant la gestion de paiement de factures.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir cette information, la liste des clients des agents d'évaluation de crédit (« AÉC ») étant confidentielle. Toutefois, comme l'a mentionné le Distributeur à la section 5.2 de la pièce HQD-11, document 2, la plupart des fournisseurs de crédit et des compagnies de téléphonie cellulaire au Québec et au Canada transmettent leurs données de crédit aux AÉC. Cette pratique a de nombreux avantages, tant pour le fournisseur de données que pour les clients, comme l'expose le Distributeur aux sections 5.3.1 et 5.3.2 de la pièce HQD-11, document 2.

72.5 Parmi les compagnies ayant déjà une telle politique, veuillez préciser lesquelles transmettent aux ARP les données de crédit de l'ensemble de leurs clients résidentiels.

Réponse :

Les deux AÉC contactés ont pour politique de n'accepter que les données de l'ensemble des clients, bons et mauvais payeurs, et ceci, pour assurer que les fournisseurs de crédit et créanciers qui consultent les dossiers aient un portrait complet de la solvabilité des consommateurs. Tous les fournisseurs de données sont donc soumis à la même politique et transmettent les renseignements de crédit de l'ensemble de leurs clients.

Le Distributeur souligne que les bons payeurs (incluant les clients bénéficiant d'ententes de paiement et qui en respectent les termes) ou les mauvais payeurs qui améliorent leur cote ont tout intérêt à ce que leurs habitudes de paiement avec Hydro-Québec apparaissent sur leur dossier de crédit. Ils pourraient ainsi profiter de meilleures conditions de crédit lors de demandes de financement.

72.6 Pour les compagnies qui ne transmettent pas les données de l'ensemble de leur clientèle, veuillez préciser les politiques de transmission de données. Veuillez élaborer sur ces politiques.

Réponse :

Sans objet.

73. Référence : Pièce B-0048, page 21.

Préambule :

«L'incertitude économique qui persiste, l'obligation qu'a Hydro-Québec d'alimenter tous ses clients, la facturation après consommation de l'électricité et l'impossibilité d'interrompre le service électrique en période hivernale contribuent à l'absence de priorisation du paiement de la facture d'électricité par certains clients résidentiels

[...]

Le Distributeur est d'avis qu'il est opportun de proposer des mesures pour contrer l'endettement des clients résidentiels envers Hydro-Québec. Ce faisant, il sera mieux outillé pour répondre aux attentes de la Régie de voir la dépense de mauvaises créances être réduite.

[...]

Une étude produite en 2009 par des chercheurs américains révèle que la transmission des données de crédit aux agents de renseignements personnels (ARP) permet de réduire les comptes à recevoir, donc la dépense de mauvaises créances. La transmission de données de crédit des clients aux ARP vise à modifier les habitudes de paiement des clients de façon à ce qu'ils privilégient le paiement de la facture. »

Demandes :

73.1 La Régie constate que le Distributeur cite des études sur les impacts de la transmission de données de crédit et sur le comportement des clients concernant le paiement des factures. Veuillez indiquer si le Distributeur dispose d'un rapport de balisage sur les pratiques en la matière des entreprises américaines et canadiennes comparables au Distributeur et sur les résultats obtenus. Si oui, veuillez déposer ce rapport ou les pratiques en la matière.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas réalisé de balisage : il s'est plutôt basé sur l'étude citée à la section 5.2 de la pièce HQD-11, document 2 et a contacté les deux compagnies d'électricité et de gaz dont il est question dans l'étude. Celles-ci ont d'ailleurs présenté leur expérience dans la transmission de données de crédit auprès des AÉC à plusieurs reprises lors de différentes conférences sur le recouvrement.

Le tableau R-73.1 résume les résultats très probants de l'expérience de ces compagnies.

**TABLEAU R-73.1 - RÉSUMÉ DES RÉSULTATS
DE LA TRANSMISSION DE DONNÉES AUX AÉC**

Compagnies	Résultats
NICOR Gas (compagnie privée)	<ul style="list-style-type: none">• Diminution des MC de 20 % sur 3 ans• Réduction des radiations de 5 à 7 M\$ sur 9 ans• Hausse des paiements à temps et du nombre d'ententes de paiement• Réduction du nombre de fraudes
DTE Energy (compagnie publique)	<ul style="list-style-type: none">• Réduction du nombre de comptes délinquants de 80 k en un an• Réduction du délai moyen de recouvrement de 5,2 jours en 1 an
WE Energies (compagnie publique)	<ul style="list-style-type: none">• Impact positif sur les flux monétaires• Réduction des arrrages et des comptes non recouvrables

73.2 Le Distributeur dispose-t-il de données sur le comportement des consommateurs québécois quant au paiement de leur facture selon qu'ils savent que le paiement de celle-ci peut affecter ou non leur cote de crédit. Si oui, veuillez les fournir.

Réponse :

Non. Malgré ses recherches, le Distributeur ne dispose pas de données sur le comportement des consommateurs québécois quant au paiement de leurs factures. Les seules études disponibles portent sur le taux d'endettement des ménages québécois.

Par contre, le Distributeur constate que ses clients ont tendance à conclure moins d'ententes de paiement lors du moratoire hivernal d'interruption de service. Ceci place la facture d'électricité à un niveau de priorité inférieur durant cette période.

De façon générale, les consommateurs qui éprouvent des difficultés financières doivent faire des choix entre les différentes factures à payer. Ce choix dépend souvent des techniques utilisées par les créanciers pour recouvrer les sommes dues, des pénalités à payer, des taux d'intérêt, des garanties exigibles, du risque de rupture de service et des impacts possibles sur le dossier de crédit.

Online Resources, qui a réalisé un sondage en 2008 auprès des Américains, classe au 4^e rang le paiement des factures des

compagnies de services publics, derrière l'hypothèque, les assurances et les prêts³⁰. De plus, un sondage³¹ réalisé auprès de 900 consommateurs américains révèle qu'environ 50 % des répondants seraient plus enclins à payer leurs factures à temps s'ils savaient que leur comportement peut influencer leur dossier de crédit.

Le Distributeur est d'avis que le comportement des consommateurs québécois est similaire à celui des américains.

74. Référence : Pièce B-0073, page 5.

Préambule :

« En ce qui concerne le numéro d'assurance sociale (NAS), le Distributeur s'engage à ne transmettre que pour les clients se voyant attribuer une cote de O2 à O9 (clients en recouvrement), ceci afin d'éviter toute erreur d'appariement avec les dossiers de crédit. Par cette pratique, le Distributeur souhaite éviter d'affecter négativement le mauvais dossier de crédit.»

Demande :

74.1 Veuillez expliquer le choix du Distributeur de transmettre le NAS d'un client à compter d'une cote de crédit de niveau O2 plutôt qu'à un autre niveau.

Réponse :

Le numéro d'assurance sociale (NAS), en tant qu'identifiant unique, est un outil puissant pour établir l'identité d'un client. Toutefois, le Distributeur doit respecter l'encadrement fourni par la *Commission d'accès à l'information* qui limite aux seules fins de recouvrement l'utilisation du NAS. Ainsi, le Distributeur ne transmettra pas aux AÉC le NAS des clients qui se verront attribuer une cote O1 puisqu'ils sont considérés « bons payeurs ».

Voir également la réponse à l'engagement n°3 à la pièce HQD-1, document 2.4.

³⁰ Online Resources, Short on money, will your customers pay your bill?, décembre 2008.

³¹ Michael TURNER, Robin BARGHESE, Patrick WALKER et Katrina DUSEK, Credit Reporting Customer Payment Data : Impact on Customer Payment Behavior and Furnisher Costs and Benefits, mars 2009.

75. Référence : Pièce B-0073, pages 6 et 7.

Préambule :

«*Tel qu'illustré dans le tableau E3-2, le Distributeur a choisi d'assouplir considérablement les modalités afin de mieux répondre aux particularités de sa clientèle.*»

TABLEAU E3-2 : COTES DE CRÉDIT

Cote	Standard	Proposition d'HQD
O1	Paie (ou a payé) dans les 30 jours de la date d'échéance ou pas plus d'un paiement en retard	Paie (ou a payé) dans les 60 jours de la date d'échéance ou a conclu et respecte les termes d'une entente de paiement
O2	Paie (ou a payé) dans les 30 jours de la date d'échéance ou pas plus de 60 jours ou de 2 paiements en retard	Paie (ou a payé) dans les 61 jours de la date d'échéance de la facture et pas plus de 90 jours et solde échu supérieur à 200 \$
O3	Paie (ou a payé) dans les 60 jours de la date d'échéance ou pas plus de 90 jours ou de 3 paiements en retard	Paie (ou a payé) dans les 91 jours de la date d'échéance et pas plus de 120 jours et solde échu supérieur à 200 \$
O4	Paie (ou a payé) dans les 90 jours de la date d'échéance ou pas plus de 120 jours ou de 4 paiements en retard	Paie (ou a payé) dans les 121 jours de la date d'échéance et pas plus de 150 jours et solde échu supérieur à 200 \$
O5	Compte accuse toujours au moins 120 jours de retard, mais non classé 9	Compte accuse toujours au moins 150 jours de retard, mais non classé 9 et solde échu supérieur à 200 \$
O9	Mauvaise créance, placé en recouvrement; déménagé sans avoir donnée de nouvelle adresse ou une faillite	Comptes transférés à une entreprise de recouvrement et faillite

Demande :

75.1 Veuillez indiquer dans quelle mesure les agences de crédit vont tenir compte de la codification «*considérablement assouplie*» du Distributeur. Par exemple, veuillez expliquer si une agence de crédit pourrait coter un client O3, alors que ce même client est coté O2 par le Distributeur.

Réponse :

Le Distributeur est responsable de l'envoi des cotes de crédit de ses clients, lesquelles reflètent les habitudes de paiement de leur facture d'électricité. Les AÉC ne feront qu'inclure ces informations au dossier de crédit des clients.

Ajustement de texte et abrogation

76. Référence : Pièce B-0048, page 30.

Préambule :

« Le Distributeur souhaite prévoir des règles claires en cas de conversion en basse tension, afin, notamment, que la répartition des coûts soit établie clairement entre Hydro-Québec et le client. La conversion de 600 V vers la tension 347/600 V ne requiert généralement pour le client que l'ajout d'un neutre, ce qui occasionne peu de frais. »
(Nous soulignons.)

Ainsi, le nouvel article 14.9 des Conditions de service serait le suivant :

« Hydro-Québec peut en tout temps changer la tension de l'alimentation de l'installation électrique du client à 600 V, 3 fils, pour adopter la tension triphasée 347/600 V, étoile, neutre mis à la terre. Dans ce cas, elle informe le client, par avis écrit d'au moins 30 jours avant la date de la conversion de tension et de la cessation du service à la tension existante. » [Nous soulignons].

Demandes :

76.1 Veuillez indiquer le nombre de clients desservis par une alimentation 600 V 3 fils.

Réponse :

Le Distributeur compte présentement 4 855 clients alimentés à la tension 600 V, 3 fils.

76.2 Veuillez identifier les travaux qui peuvent être requis chez les clients qui recevront une alimentation 347/600 V en configuration étoile en plus de l'ajout d'un neutre, dont notamment la protection de neutre et le changement du transformateur 120/240V. Veuillez soumettre une évaluation des délais requis pour la réalisation et le coût des travaux qui devront être assumés par le client.

Réponse :

Le nouveau texte proposé à l'article 14.9 a pour but de permettre en tout temps au Distributeur de desservir un client à la tension 347/600 V, étoile, neutre mis à la terre. Le fait d'alimenter le client à cette nouvelle tension ne l'oblige pas à utiliser la tension 347/600 V et à modifier ses équipements et installations électriques. Le client peut toujours utiliser la tension 600 V au moyen du nouveau branchement à 347/600 V. Le

client peut aussi décider d'utiliser cette nouvelle tension et effectuer les modifications requises à ses installations électriques.

La protection du neutre et le changement du transformateur 120/240 V ne seront requis que si le client choisit d'utiliser la tension 347/600 V maintenant disponible.

Généralement, d'après l'expérience du Distributeur, lorsque le client maintient l'utilisation du 600 V, les travaux assumés par le Distributeur consistent uniquement à l'ajout d'un neutre (neutre électrique) de façon à permettre le mesurage adéquat de la consommation à la tension 347/600 V.

Le Distributeur ne consigne pas de données sur les coûts et les délais des travaux réalisés par les propriétaires sur leurs installations électriques. Encore une fois, le Distributeur rappelle qu'il assume le coût de l'ajout du neutre entre le point de raccordement et le coffret de branchement du client, jusqu'au compteur de mesurage.

76.3 Veuillez justifier le délai de 30 jours proposé à l'article 14.9.

Réponse :

Généralement, d'après l'expérience du Distributeur, le client décide de maintenir l'utilisation du 600 V et un délai de 30 jours est suffisant.

Pour les cas où le client décide de modifier ses installations électriques afin d'utiliser la nouvelle tension 347/600 V, le Distributeur convient, conjointement avec lui, de l'échéancier des travaux.

CONDITIONS DE SERVICE

Réseaux souterrains

- 77. Références :** (i) Décision D-2012-122 (Plainte P-110-2325), pages 14 et 15;
(ii) Conditions de service, article 16.1 (extrait).

Préambule :

(i) « [43] L'article 16.1 des Conditions de service est clair : lorsque l'offre de référence du Distributeur prévoit un réseau aérien, si ce dernier doit installer un réseau souterrain, soit parce qu'un client le demande ou que telles sont les exigences d'une municipalité, le client doit alors payer la différence entre les coûts d'un prolongement souterrain et d'un prolongement aérien.

[44] La Régie est satisfaite de la façon dont le Distributeur a établi ces différences de coûts, tant pour les travaux électriques que pour les ouvrages civils.

[45] Il y a, à première vue, une apparence d'iniquité du fait que Bari aura payé pour un prolongement de réseau allant jusqu'au terrain voisin. Il s'ensuit que le propriétaire de ce terrain paiera éventuellement moins cher pour raccorder l'immeuble qu'il pourra y construire.

[...]

[49] Étant donné que les Conditions de service prévoient le remboursement d'une partie des coûts d'un raccordement aérien en certaines circonstances, le Distributeur pourrait voir si la chose est possible pour un raccordement souterrain et soumettre une proposition de modification tarifaire à la Régie, le cas échéant. »

(ii) « Seul le paiement exigé pour les travaux de l'offre de référence, excluant ceux effectués sur le branchement, peut faire l'objet d'un remboursement tel que prévu au présent chapitre. »

Demande :

- 77.1 Considérant que le problème concernant le raccordement de nouveaux clients en réseau souterrain, tel que présenté dans la plainte P-110-2325, n'est pas unique, veuillez indiquer comment le Distributeur entend répondre aux préoccupations de la Régie exprimées au paragraphe 49 de la référence (i).

Réponse :

Hydro-Québec amorcera au cours de l'année 2013 une réflexion concernant la problématique énoncée. Au besoin, le Distributeur proposera des modifications aux CDSÉ lors du prochain dossier tarifaire.

STRATÉGIE TARIFAIRE

Tarifs généraux

78. Référence : Pièce B-0051, pages 7 et 8.

Préambule :

Pour le tarif G, le Distributeur propose une hausse de la prime de puissance de 2,5 % pour atteindre 15,93 \$/kW au 1^{er} avril 2013. Pour le tarif M, la hausse proposée de la prime de puissance est de 2,0 % pour atteindre 13,71 \$/kW au 1^{er} avril 2013. Le Distributeur indique que la progression est plus rapide au tarif G « *afin d'inciter les plus grands clients à migrer vers les tarifs G-9 et M* ».

Demandes :

78.1 Veuillez préciser les prix cibles de puissance que le Distributeur estime souhaitable d'atteindre à terme au niveau des tarifs généraux.

Réponse :

L'orientation poursuivie par le Distributeur quant à l'évolution des primes de puissance par rapport aux prix de l'énergie aux tarifs généraux a été présentée dans le cadre du dossier R-3541-2004 à la pièce HQD-1, document 3, section 5. Depuis, le Distributeur applique des hausses différenciées par composante se traduisant par une hausse progressive de la part de l'énergie dans la facture des clients (voir la section 3.2.2.1 de la pièce HQD-13, document 1 du dossier R-3579-2005).

Quant aux primes de puissance des tarifs G, M et G-9, leur prix découle de la nécessité de maintenir l'équilibre entre ces tarifs. Le Distributeur avait notamment indiqué dans le dossier R-3644-2007 à la pièce HQD-12, document 4, section 2.1.2, que la prime de puissance du tarif G allait dorénavant assurer la continuité entre les tarifs G, M et G-9.

L'augmentation plus rapide de la prime de puissance du tarif G par rapport à celle du tarif G-9 incitera davantage de clients à faible facteur d'utilisation (FU) à transférer au tarif G-9 alors que la hausse plus rapide de la 2^e tranche d'énergie incitera davantage les clients à fort FU à transférer au tarif M.

78.2 Veuillez fournir une estimation du nombre de clients qui pourraient migrer vers les tarifs G-9 et M en raison de la hausse plus importante de la prime de puissance au tarif G. Veuillez produire un tableau des bénéfices sur leurs factures que retireraient ces clients.

Réponse :

Le Distributeur estime qu'environ une quinzaine de transferts au tarif G-9 et une soixantaine de transferts au tarif M seraient liés à l'augmentation plus importante de la prime de puissance au tarif G par rapport à celles des autres tarifs généraux.

La taille des clients visés se situe entre 65 et 80 kW. L'augmentation plus rapide de la prime de puissance au tarif G représente un impact de 0,1 % à 0,6 % sur la facture de ces clients.

Modifications au texte des tarifs

- 79. Références :**
- (i) Pièce B-0051, page 25;
 - (ii) Pièce B-0053, page 4;
 - (iii) Pièce B-0051, page 39;
 - (iv) Pièce B-0060, page 11.

Préambule :

(i) Le Distributeur propose l'ajout d'un article 2.3 au texte des Tarifs pour harmoniser la pratique aux tarifs domestiques avec celle au tarif G.

(ii) Le nouvel article indique que « *dans le cas d'un abonnement aux tarifs domestiques, le Distributeur installe un indicateur de maximum lorsque l'installation électrique du client, les appareils raccordés et leur utilisation sont tels que la puissance maximale appelée est susceptible de dépasser 50 kilowatts* ». [nous soulignons]

(iii) Au Tableau B-3, le Distributeur dénombre 3 532 abonnements au tarif D et 1 108 abonnements au tarif DM dont la puissance est facturée.

(iv) Le Distributeur indique : « *Particularité des compteurs de nouvelle génération : Puissance mesurée par tous les compteurs, qu'elle soit utilisée ou non pour la facturation ...* ».

Demandes :

79.1 Veuillez concilier le libellé de l'article proposé au tarif domestique avec le projet d'installer des compteurs de nouvelle génération du projet LAD qui mesure la puissance.

Réponse :

Les tarifs domestiques comportent une facturation de la puissance pour les clients dont l'appel de puissance excède 50 kW. Le Distributeur doit donc installer des compteurs mesurant cette donnée chez les clients dont la puissance est susceptible de dépasser 50 kW afin d'appliquer de façon juste et équitable l'intégralité des tarifs domestiques approuvés par la Régie.

L'ajout de l'article 2.3 vise simplement à préciser, aux Tarifs et conditions, la pratique actuelle du Distributeur pour les abonnements domestiques de la même façon que cette pratique est déjà précisée à l'article 3.6 pour le tarif G.

Dans l'éventualité où tous les compteurs seraient remplacés par des compteurs de nouvelle génération, cet article ainsi que l'article 3.6 deviendraient caduques.

79.2 En ne tenant pas compte du projet LAD, indiquer si l'ajout de l'article 2.3 tel que proposé par le Distributeur pourrait se traduire par une augmentation du nombre de clients facturés en puissance ? Dans l'affirmative, veuillez indiquer le nombre estimé pour chacun des tarifs domestiques.

Réponse :

Comme il s'agit d'une pratique déjà en place dans le cadre des activités courantes du Distributeur, l'ajout de l'article 2.3 ne se traduira pas par une augmentation du nombre de clients facturés en puissance.