

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
 RELATIVE À LA DEMANDE TARIFAIRE 2013-2014**

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

Prévision du bénéfice net réglementé de l'année de base 2012

- 1. Références :** (i) Pièce B-0082, page 4, tableaux R-1.1-A et 1.1-B;
 (ii) Pièce B-0013, page 5, tableau 1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente respectivement aux tableaux R-1.1-A et R-1.1-B, la prévision du bénéfice net réglementé et le calcul du rendement sur l'avoir propre anticipé de l'année de base 2012 (4 mois réels et 8 mois projetés 2012), pour un montant de 250,4 M\$. La Régie complète ces tableaux en indiquant les données autorisées 2012 (D-2012-024).

**Tableau R-1.1-A
 Prévision du bénéfice net réglementé de l'année de base 2012 (M\$)**

	D-2012-024 ajustée	Année de base 2012	Écarts
Ventes publiées	10 548,6	10 281,2	-267,4
Nivellement	0,0	78,8	78,8
Provision réglementaire 2011	12,6	12,6	0,0
Provision réglementaire 2012	-14,2	-14,2	0,0
Revenus autres que ventes d'électricité	181,4	175,8	-5,6
Revenus requis excluant les capitaux propres	-10 503,3	-10 283,8	219,5
<i>Revenus requis</i>	<i>-10 728,4</i>	<i>-10 505,3</i>	
<i>Capitaux propres</i>	<i>225,1</i>	<i>221,5</i>	
Prévision du bénéfice net réglementé	225,1	250,4	25,3

Sources : Pièces B-0082, page 4, B-0019 et B-0043; dossier R-3776-2011, pièce B-149, page 5.

**Tableau R-1.1-B
 Calcul du rendement sur l'avoir propre anticipé de l'année de base 2012 (M\$)**

	D-2012-024 ajustée	Année de base 2012	Écarts
Prévision du bénéfice net réglementé	225,1	250,4	25,3
Base de tarification (moyenne 13 mois)	10 098,152	9 935,773	-162,379
Taux pondéré des capitaux propres anticipé	2,23%	2,52%	0,29%
<i>Rendement sur l'avoir propre anticipé</i>	<i>6,37%</i>	<i>7,20%</i>	
<i>Structure de capital autorisé</i>	<i>35%</i>	<i>35%</i>	

Sources : Pièces B-0082, page 4 et B-0019.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 1 les prévisions des ventes en GWh pour les années 2012 et 2013.

Demandes :

- 1.1 Veuillez verser au dossier le détail des ventes publiées en M\$ de l'année de base 2012 et de l'année autorisée 2012 selon le même niveau de détail que le tableau présenté à la pièce B-0013, page 5, tableau 1.
- 1.2 Veuillez expliquer l'écart défavorable de 267,4 M\$ entre les ventes publiées de l'année de base 2012 et celles autorisées en 2012.
- 1.3 Veuillez expliquer l'écart favorable de 219,5 M\$ entre les revenus requis de l'année de base 2012 et ceux autorisés en 2012.
- 1.4 Veuillez expliquer l'écart favorable de 162,4 M\$ entre la base de tarification (moyenne 13 soldes) de l'année de base 2012 et celle autorisée en 2012.
- 1.5 Veuillez déposer les prévisions de ventes en M\$ pour les années 2012 et 2013 selon le même niveau de détail que le tableau présenté à la pièce B-0013, page 5, tableau 1. Veuillez expliquer les écarts importants.

2. Référence : Pièce B-0082, pages 4 et 5.

Préambule :

« 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. » [Nous soulignons]

Demandes :

- 2.1 Veuillez déposer **jeudi le 29 novembre 2012 à midi** l'évolution de la situation financière 2012 à partir d'une mise à jour sur la base de dix mois réels et de deux mois projetés 2012 et fournir la mise à jour des documents suivants :
- Prévision du bénéfice net réglementé : B-0082, page 4, tableau R-1,1-A;
 - Calcul du rendement sur l'avoir propre anticipé : B-0082, page 4, tableau R-1,1-B;
 - Revenus requis : B-0019, tableaux 1 et 2;
 - Prévision des ventes : B-0013, page 5, tableau 1 (en GWh et en M\$);
 - Revenus autres que ventes d'électricité : B-0043, page 3, tableau 1.
- 2.2 Veuillez expliquer les écarts importants entre la prévision sur la base dix mois réels et de deux mois projetés 2012 et les montants de l'année de base 2012 (4 mois réels et 8 mois projetés 2012), notamment pour les rubriques suivantes :
- Ventes publiées;
 - Revenus autres que ventes d'électricité;
 - Revenus requis;
 - Base de tarification.

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Normes internationales d'information financière (IFRS)

3. **Référence :** Pièce B-0082, page 23.

Préambule :

« 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.

[...]

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. »

Demande :

- 3.1 Veuillez indiquer si Hydro-Québec choisit de reporter au 1^{er} janvier 2013 les impacts de la transition aux IFRS de l'implantation de l'IAS 19 « Avantages du personnel » et des normes suivantes :
- IAS 38 « Immobilisations incorporelles »;

- IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels »;
- IFRIC 1 « Variation des passifs existants relatifs au démantèlement ou à la remise en état et des autres passifs similaires ».

- 4. Références :**
- (i) Pièce B-0018, page 5;
 - (ii) Décision D-2012-021, page 17;
 - (iii) Dossier R-3768-2011, B-0024, HQTD-2, document 1, page 23, R7.3.

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 œuvre des IFRS au 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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 œuvre 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 :

« [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. [...]* »

(iii) Dans le dossier R-3768-2011 relatif à la demande de modifications de méthodes comptables découlant du passage aux normes IFRS, Hydro-Québec reconnaît que :

« *Hydro-Québec reconnaît que l'assise première est de maintenir la compatibilité des méthodes comptables utilisées pour la fixation des tarifs avec les principes comptables généralement reconnus.* »

Demandes :

- 4.1 Veuillez confirmer que les entités réglementées d'Hydro-Québec, soit les activités de transport et de distribution, appliquent à partir du 1^{er} janvier 2012 les conventions comptables reconnues par la Régie dans sa décision D-2012-021 reposant sur les IFRS dans ses états financiers réglementaires.
- 4.2 La Régie comprend que le CNC a autorisé les entreprises à tarifs réglementés à reporter la date de mise en œuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2013 [au 1^{er} janvier 2014]. Puisque les entités réglementées d'Hydro-Québec ont appliqué les IFRS dès le 1^{er} janvier 2012 aux états financiers réglementaires, veuillez expliquer la logique de reporter pour ses entités réglementées sa mise en application dans ses états financiers à vocation générale.
- 4.3 Veuillez commenter l'affirmation suivante : « *Hydro-Québec reconnaît que l'assise première est de maintenir la compatibilité des méthodes comptables utilisées pour la fixation des tarifs avec les principes comptables généralement reconnus.* » par rapport au choix d'Hydro-Québec de reporter pour ses entités réglementées la date de mise en œuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2013 pour ses états financiers à vocation générale.

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

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0018, pages 10 et 11;
 - (ii) Pièce B-0082, page 29;
 - (iii) Décision D-2010-020, paragraphes 37, 53, 58 et 59;
 - (iv) Dossier R-3703-2009, phase 1, pièce B-6, HQT D-2, document 1, page 15, R-5.1.

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. » [Nous soulignons]

(ii) « 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. »

(iii) Extrait de la décision D-2010-020, dossier R-3703-2009, phase 1, concernant la demande de modification de la méthode d'amortissement :

« [37] Par ailleurs, la Demanderesse indique que le passage à la méthode d'amortissement linéaire aux fins réglementaires permettrait d'éviter la mise en place et le maintien d'un deuxième système de comptabilisation des actifs dont les coûts annuels additionnels sont évalués entre 8 M\$ et 10 M\$.

[...]

[53] La Régie considère important de poursuivre la ligne directrice établie dans ses décisions antérieures et de maintenir, comme assise première, la compatibilité des méthodes comptables utilisées pour la fixation des tarifs avec les conventions comptables reconnues. Toutefois, en conformité avec les pouvoirs qui lui sont dévolus en vertu de la Loi, des adaptations ou modifications de ces règles peuvent être retenues par la Régie si elle le juge nécessaire aux fins d'établir des tarifs justes et raisonnables.

[...]

[58] Par ailleurs, la preuve permet de conclure sans équivoque que la méthode d'amortissement linéaire est une méthode acceptée selon le référentiel IFRS. Le maintien de la méthode d'amortissement existante demeure une avenue possible aux fins de la fixation des tarifs en vertu des pouvoirs conférés à la Régie. Cependant, une telle avenue pourrait nécessiter la mise en place et la mise à jour sur une base régulière d'un deuxième système de comptabilisation des actifs, ce qui aurait pour conséquence d'entraîner des coûts supplémentaires et une complexité grandissante au fil du temps, étant donné le volume et la variété des transactions comptables concernées.

[59] Pour ces motifs, la Régie approuve, pour le futur, l'utilisation de la méthode d'amortissement linéaire par le Transporteur et le Distributeur. »

(iv) Dans le dossier R-3703-2009, phase 1, concernant la demande de modification de la méthode d'amortissement, la Demanderesse indique que :

« Une double tenue de livres implique deux processus parallèles, et par conséquent deux systèmes et deux équipes de travail. Outre les coûts de l'ordre de 5 M\$ rattachés à l'implantation, Hydro-Québec évalue entre 8 M\$ et 10 M\$ les coûts annuels additionnels ainsi causés.

L'estimation des coûts relatifs à l'implantation et au maintien d'un deuxième système de comptabilisation des actifs a été réalisée de la manière suivante :

- Au niveau des coûts d'implantation : comparaison avec des projets de développement d'envergure similaire ayant eu lieu dans les récentes années ;*
- Au niveau des coûts récurrents : estimation des coûts supplémentaires en termes de personnes/années par unité administrative affectée par cette double comptabilisation. »*

Demandes :

- 5.1 Afin d'éviter la conciliation de deux registres comptables des actifs, veuillez expliquer pourquoi les durées d'utilité attribuées aux catégories d'immobilisations limitées à 50 ans aux fins d'établissement des tarifs n'ont pas été retenues pour les fins des états financiers à vocation générale.
- 5.2 Considérant l'affirmation de la référence (iv), veuillez détailler les impacts (financiers, équipe de travail, systèmes informatiques et autres) de maintenir deux registres comptables.
- 5.3 Veuillez indiquer si le Distributeur peut planifier les travaux reliés aux révisions des durées de vie d'utilité afin que la date d'application des durées de vie d'utilité révisées soit la même aux fins réglementaires que statutaires.

- 6. Références :** (i) Pièce B-0063, pages 4 à 6, tableaux 1 à 5;
(ii) Pièce B-0082, pages 32 et 35, R-13.4.

Préambule :

(i) et (ii) 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 moyenne tension	60	40	30	50
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.

Demande :

- 6.1 La Régie réitère sa question 13.4 de la demande de renseignements no 1. 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 chacun des 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).

PROJET LAD

- 7. Références :** (i) Pièce B-0082, page 43, tableau R-16.1;
(ii) Pièce B-0082, page 43 et 44.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-16.1 le détail des impacts sur les revenus requis du projet LAD soumis dans le dossier tarifaire R-3814-2012 et le dossier du projet d'investissement R-3770-2011.

La Régie établit les données suivantes à partir du tableau R-16.1.

Impact sur les revenus requis du projet LAD

(en M\$)	R-3814-2012 2013	R-3770-2011 2013	R-3814-2012 Cumulatif 2013	R-3770-2011 Cumulatif 2013	Degré d'avancement cumulatif
Charges d'exploitation	32,7	25,8	32,7	44,5	73 %
Gains	-5,0	-9,9	-5,0	-10,2	49 %
Autres charges	40,0	62,8	40,0	85,1	47 %
Rendement sur la base de tarification	6,4	13,8	6,4	16,3	39 %
Revenus autres	-0,9	-1,8	-0,9	-2,2	41 %
Total	73,2	90,7	73,2	133,5	55 %

(ii) Le Distributeur indique un report de neuf mois en ce qui a trait au début du déploiement massif du projet LAD :

« 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. »
 [...]

« 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. »

La Régie est préoccupée par la surestimation des charges d'exploitation reliée aux éléments spécifiques.

Demande :

7.1 Considérant un report de neuf mois, veuillez justifier la hauteur de la prévision des charges d'exploitation en 2013 pour un montant de 32,7 M\$ par rapport au montant cumulatif de 44,5 M\$ en 2013 présenté au dossier R-3770-2011 (soit un degré d'avancement de 73 %). La Régie note que les autres composantes des revenus requis ont un degré d'avancement ne dépassant pas 50 %.

COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

- 8. Références :** (i) Pièce B-0082, pages 73 et 74;
 (ii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0043, page 8.

Préambule :

(i) « 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. »

[...]

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

[...]

« 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 neuf derniers mois de l'année témoin 2013. » [Nous soulignons]

(ii) La Régie note que dans les dossiers tarifaires précédents, le Distributeur établissait sa prévision des activités de l'AEÉ de l'année témoin en fonction de l'avis de paiement le plus récent, qui incluait également des ajustements budgétaires.

Demandes :

8.1 Compte tenu que le Distributeur n'est pas en mesure de contrôler les coûts engagés par le BEIÉ, veuillez confirmer que la meilleure estimation à ce jour est celle basée sur le dernier décret 846-2012. Si non, veuillez justifier.

8.2 Veuillez élaborer sur la possibilité d'ajuster la prévision de l'année témoin 2013 basée sur le montant du décret numéro 846-2012, soit un budget de 34,3 M\$.

- 9. Références :**
- (i) Pièce B-0024, page 43, tableau 1;
 - (ii) Pièce B-0082, pages 89 et 90;
 - (iii) Pièce B-0048, page 22.

Préambule :

(i) La dépense de mauvaises créances s'élève à 73,8 M\$ pour l'année témoin 2013.

(ii) « *Le Distributeur estime que les gains de la mesure seront appréciables, à la lumière des conclusions de l'étude produite en 2009 par le PERC 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 généralement les coûts de mise en place informatique de 2 à 10 fois et se font sentir rapidement, dans un délai de moins de cinq ans 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. »

(iii) « *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.* » [Nous soulignons]

Demande :

9.1 Advenant le cas où la Régie accepte la transmission des données de crédit aux Agents de renseignements personnels (ARP), veuillez commenter le fait que le Distributeur se fixe un objectif de réduire la dépense de mauvaises créances de 20 % sur 3 ans, soit des bénéfices anticipés de l'ordre de 15 M\$ (20 % de 73,8 M\$).

- 10. Références :**
- (i) Pièce B-0024, page 16;
 - (ii) Pièce B-0088, pages 33 et 34;
 - (iii) Pièce B-0088, pages 27 à 30.

Préambule :

(i) « [...] À cet effet, le Distributeur demande le reclassement du programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie. En effet, en excluant la portion de la dépense de mauvaises créances maintenant présentée à titre d'activité de base avec facteurs d'indexation particuliers, ce programme présente des coûts, stables depuis 2 ans, soit 4,3 M\$ en 2010 et 4,1 M\$ en 2011. »

(ii) « [...] Le tableau suivant présente le coût du programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie (excluant les activités de base).

TABLEAU R-7.10
COÛT DU PROGRAMME SPÉCIAL VISANT À CONTRER LA SUBTILISATION D'ÉNERGIE (EN M\$)

	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	Année de base 2012	Année témoin 2013
Coût du projet	3,3	3,9	4,3	4,1	5,0	5,1
Mauvaises créances	1,1	1,9	1,5	0,4	0,5	0,6
Coût du programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie	4,4	5,8	5,8	4,5	5,5	5,7

[...]

Le Distributeur n'est pas en mesure de ventiler les revenus, tel que demandé par l'intervenant. Cependant les revenus liés à la subtilisation d'énergie comptabilisés à la rubrique « Revenus autres que ventes d'électricité » sont présentés aux pièces HQD-9, document 2 des dossiers R-3708-2009 et R-3840-2010 et aux pièces HQD-9, document 1 des dossiers R-3776-2011 et R-3814-2012. »

La Régie établit les données suivantes à partir des pièces énumérées ci-dessus.

(en M\$)	Année historique 2008	Année historique 2009	Année historique 2010	Année historique 2011	Année de base 2012	Année témoin 2013
Revenus autres-Subtilisation d'énergie	3,5	4,6	3,6	3,5	2,3	2,8

(iii) Dans ses dossiers tarifaires R-3677-2008, R-3708-2009 et R-3740-2010, le Distributeur indique que :

« Le Distributeur prévoit que les revenus additionnels générés par ce programme excéderont les coûts totaux encourus. »

La Régie constate que les coûts du programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie totalisent 31,7 M\$ et les revenus générés par ce programme de 20,3 M\$ pour les années 2008 à 2013. La Régie constate également que les revenus de 2,8 M\$ de l'année témoin 2013 n'excèdent pas les coûts de 5,7 M\$ de l'année témoin 2013.

Demandes :

- 10.1 Veuillez commenter sur l'affirmation à l'effet que « *Le Distributeur prévoit que les revenus additionnels générés par ce programme excéderont les coûts totaux encourus.* » et sur les résultats (coûts et revenus) à ce jour du programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie (référence (iii)).
- 10.2 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit que les revenus générés par ce programme excéderont les coûts dans les années à venir. Veuillez justifier la rentabilité de ce programme.
- 10.3 Veuillez indiquer si ce programme sera modifié pour tenir compte des possibilités de gains que pourrait procurer le projet LAD. Veuillez élaborer.

CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS (CSP)

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0082, pages 100 et 101;
 - (ii) Décision D-2011-028, pages 66 et 67.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur explique une hausse des activités de base des CSP de 28,7 M\$ en 2013 par rapport à l'année historique 2011. Il explique également les impacts des ajustements organisationnels survenus en 2010 et 2011, soit respectivement des hausse de 46,3 M\$ et 11,3 M\$.

« 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.

- [...] » [Nous soulignons]

(ii) Extrait de la décision D-2011-028, dossier R-3740-2010 concernant les ajustements organisationnels :

« [255] [...] Tous ces transferts, qu'ils soient reflétés ou non, n'ont globalement aucun impact sur le revenu requis du Distributeur, puisqu'une diminution de la masse salariale (et des autres coûts y afférents) est compensée par une augmentation équivalente des charges de services partagés facturées.

[256] Le Distributeur n'anticipe aucun gain d'efficience l'année où le transfert d'activités est effectué. Des gains sont toutefois attendus lors des années subséquentes, lesquels seront captés par le biais de gains d'efficience découlant des actions de gestion courante. Il mentionne qu'il poursuit ses efforts en matière d'amélioration de sa performance opérationnelle.

[257] La Régie demande au Distributeur de rendre compte des gains d'efficience ainsi réalisés lors des prochains dossiers tarifaires. »

Demandes :

- 11.1 Veuillez confirmer que des gains d'efficience de 3,9 M\$ ont été réalisés dans les activités de base des CSP en 2013 suite aux transferts organisationnels des années précédant 2011. Si non, veuillez expliquer.
- 11.2 Veuillez identifier et quantifier les quatre projets d'innovation technologique qui sont passés en 2011 de la phase de recherche en mode budgétaire à la phase de développement en mode réel.
- 11.3 Veuillez identifier et quantifier, le cas échéant, les projets d'innovation technologique qui sont passés en 2012 de la phase de recherche (année témoin 2012) à la phase de développement (année de base 2012).
- 11.4 Est-ce que le fait de passer de la phase de recherche en mode budgétaire à la phase de développement en mode réel est une situation fréquente? Veuillez fournir un historique sur un horizon 2007-2011.

AUTRES CHARGES

- 12. Références :**
- (i) Pièce B-0034, page 4;
 - (ii) Dossier R-3776-2011, pièce B-0035, page 5, graphique 1.

Préambule :

(i) « Dans sa décision D-2012-024, la Régie déterminait le montant des achats de combustible à 92,0 M\$ pour l'année 2012. Sur la base de quatre mois réels et de huit mois projetés, le Distributeur évalue désormais ses achats de combustible à 97,8 M\$. Le Distributeur estime le coût des combustibles pour l'année témoin 2013 à 100 M\$. Cette prévision se base sur la moyenne des prix à terme du baril de pétrole du WTI d'avril 2012. »

(ii) Dans son dossier tarifaire précédent, le Distributeur présente le graphique 1 sur les tendances des prix sur Nymex.

Demandes :

- 12.1 Veuillez indiquer les moyennes des prix à terme du baril de pétrole du WTI ainsi que les mois utilisés pour :
- l'année historique 2011;
 - la décision D-2011-024;
 - l'année de base 2012;
 - l'année témoin 2013.
- 12.2 Veuillez estimer les coûts des combustibles pour l'année témoin 2013 en se basant sur la moyenne des prix du mois le plus récent.
- 12.3 Veuillez déposer la mise à jour, à ce jour, du graphique présenté à la référence (ii).

- 13. Références :**
- (i) Pièce B-0034, page 5, tableau 3;
 - (ii) Pièce B-0082, page 107, tableau R-42.1;
 - (iii) Pièce B-0082, page 108, tableau R-42.2.

Préambule :

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

(ii) Le Distributeur présente R-42.1 le détail des coûts nets liés aux sorties d'actifs pour les années 2011 et 2013. Il fournit également les composantes de la rubrique « Projets abandonnés et autres ».

(iii) Le Distributeur présente au tableau R-42.2 le détail des projets abandonnés et autres pour les années 2011 à 2013 :

- Retraits-Autres;
- OSC;
- Projets abandonnés.

Demandes :

13.1 Veuillez compléter le tableau 3 présenté à la référence (i) en fournissant les données suivantes :

- Données réelles 2007 à 2011 pour chacune des composantes;
- Le détail des projets abandonnés et autres selon le même niveau de détail que le tableau R-42.2 (référence (iii)) pour les années 2007 à 2013.

13.2 Veuillez fournir les données réelles disponibles à ce jour pour l'année 2012 selon le même niveau de détail que le tableau 3 (référence (i)) et le tableau R-42.2 (référence (iii)).

13.3 Veuillez justifier la prévision des projets abandonnés ou radiés de 10 M\$ pour l'année témoin 2013.

BASE DE TARIFICATION

14. Référence : Pièce B-0066.

Préambule :

Le Distributeur présente le détail des bases de tarification par rubrique pour les années 2011 à 2013. La base de tarification de l'année témoin 2013 se chiffre, selon la moyenne des 13 soldes, à 10 297,0 M\$.

Le tableau suivant présente une comparaison des bases de tarification (selon la moyenne 13 soldes) réelles et celles autorisées pour la période 2004 à 2011 ainsi que pour l'année de base 2012.

Base de tarification totale (moyenne des 13 soldes)

(en M\$)	Données réelles	Données autorisées	Écarts
2013	10 297,0 (budget)		
2012	9 935,8 (4/8)	10 063,0 (2)	-127,2
2011	10 305,6	10 387,6	-82,0
2010	9 989,8	10 044,8 (1)	-55,0
2009	9 741,4	9 826,2	-84,8
2008	9 861,2	10 025,0	-163,8
2007	9 413,1	9 441,5	-28,4
2006	8 874,5	8 919,1	-44,6
2005	8 447,0	8 462,8	-15,8
2004	8 318,7	8 446,9	-128,3

Sources : Pièce B-0066 ; rapport annuel 2011, pièce HQD-4, document 2, page 12, tableau 9 et dossier R-3776-2011, pièce B-0070, page 46, tableau R-24.1.

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

Note 2 : Après ajustement-Projet LAD.

La Régie constate une surévaluation systématique de la base de tarification et en conséquence, le Distributeur a été rémunéré pour des investissements qui n'ont pas eu lieu ou ont été reportés.

Demande :

14.1 Veuillez expliquer les composantes des écarts présentés au tableau ci-dessus pour les années historiques 2007 à 2011 et pour l'année de base 2012.

ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE

- 15. Références :**
- (i) Pièce B-0082, page 119;
 - (ii) Dossier R-3579-2005, pièce B-6, HQD-14, document 1, pages 39 et 40.

Préambule :

(i) « *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 no1 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. »

(ii) Dans son dossier R-3579-2005, le Distributeur explique que :

« À la base, le délai de perception additionnel lié à la récupération de la provision réglementaire est de 19,5 mois, soit 585 jours. Ce délai est expliqué dans les lignes qui suivent, à partir des délais applicables pour l'unité Service à la clientèle.

Une hausse applicable au 1^{er} janvier 2006 serait perçue approximativement à compter du début mars alors qu'une hausse au 1^{er} avril sera perçue à compter de juin. Le manque à gagner entre ces deux scénarios se bâtit régulièrement, depuis le début mars jusqu'à la fin du mois de mai. Ainsi, le centre de gravité du manque à gagner se situe autour de la mi-avril 2006. La provision réglementaire de 2006 sera quant à elle récupérée sur une période de 12 mois à même la hausse tarifaire applicable à compter du 1^{er} avril 2007, laquelle sera perçue à partir du début juin 2007 jusqu'à la fin mai 2008. Le centre de gravité de cette récupération se situe à la fin de novembre 2007. Le laps de temps entre le centre de gravité du manque à gagner et celui de sa récupération couvre donc la période de la mi-avril 2006 à la fin novembre 2007, soit une période de 19,5 mois, qui s'ajoute au délai de récupération initial (54,42 jours). Le même principe s'applique en ce qui concerne la perception des revenus en provenance de la clientèle de l'unité Grandes entreprises, même si le délai de récupération initial diffère (36,21 jours). »

[Nous soulignons]

Demande :

15.1 Considérant que l'étude a été effectuée en 2005, veuillez indiquer si le délai de perception additionnel lié à la récupération de la provision réglementaire de 19,5 mois ou 585 jours demeure adéquat et vérifier si les centres de gravité de la récupération sont toujours prévus à la mi-avril et à la fin de novembre.

COMPTES D'ÉCARTS

16. Références : (i) Pièce B-0041, page 9, tableau 4;
(ii) Pièce B-0041, page 22, tableau 14.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 4 l'évolution du compte de nivellement pour aléas climatiques. Le solde du compte de nivellement est de 151,6 M\$ au 31 décembre 2010 et de 61,2 M\$ au 31 décembre 2011, soit des températures plus chaudes que les normales.

(ii) Le Distributeur présente au tableau 14 le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à avril 2012. Le solde du compte de nivellement est de 79,5 M\$ au 30 avril 2012, soit des températures plus chaudes que les normales.

Demande :

- 16.1 En regard des soldes des comptes de nivellement 2010 à 2012, veuillez indiquer si le modèle de la normale climatique actuellement utilisé demeure adéquat.

PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

Résultats, objectifs, dépenses et budgets

17. **Référence :** Pièce B-0082, pages 126 à 128.

Demandes :

- 17.1 Veuillez compléter le tableau 1, ci-après, en fournissant l'impact énergétique annuel du PGEÉ pour chacune des années de la période 2003-2012, pour l'ensemble des programmes. Veuillez intégrer à cet impact les résultats de chacune des évaluations examinées par la Régie. Veuillez également compléter le tableau avec les impacts énergétiques prévisionnels par programme pour la période 2013-2015.

Tableau 1
Impacts énergétiques annuels (GWh ou GW ajoutés)
tenant compte des résultats d'évaluation passés

<i>Programmes / activités du Distributeur</i>	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Marché résidentiel													
Budget modeste													
Diagnostic résidentiel													
EnerGuide pour les maisons													
Céothermie													
Mieux consommer													
Novoclimat													
Pompes à chaleur													
Récupération des frigos et des congélos énergivores													
Récupération et remplacement des frigos- MFR													
Rénovation énergétique - MFR													
Récupération de la chaleur des eaux de drainage (pilote)													
Soutien aux projets en DUD													
Réseaux autonomes													
Marché affaires (CII)													
Appui aux initiatives - bâtiments													
Appui aux initiatives - systèmes industriels													
Approche « clé en main »													
Bâtiments HQD													
Diagnostic affaires													
PAMUGE													
PIBGE													
PIIGE													
Produits efficaces													
OIEÉB													
OIEÉSI													
Recommissioning													
Réseaux autonomes													
Innovations technologiques													
LTÉ													
IDÉE													
PISTE													
PADIGE - démonstration													
Total													
Gestion de la consommation													

17.2 Veuillez compléter les tableaux 2-2003 à 2-2012, pour **chaque année** de la période 2003-2012.

Tableaux 2-2003 à 2-2012
Hypothèses annuelles de calcul ou résultats réels utilisés
aux fins de la confection du tableau 1
(période 2003-2012)

<i>Programmes</i>	<i>Nombre net (unités/projets)</i>	<i>Gain unitaire moyen net (kWh/an)</i>	<i>Impact énergétique ¹ (GWh ajoutés nets)</i>	<i>Effet d'entraînement</i>		<i>Opportunisme</i>
				<i>Participants</i>	<i>Non-participants</i>	
...						

Note 1: L'impact énergétique résultant par programme devrait être le même que celui figurant au tableau 1.

Programmes du PGÉÉ

- 18. Références :** (i) Pièce B-0042, page 18;
(ii) pièce B-0086, page 5.

Préambule :

Référence (i) :

« 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. »

Référence (ii) :

« 1.9 Pour chacun des segments de marchés retenus (cas types), pouvez-vous fournir le résultat du TCTR? »

Réponse :

Les analyses économiques sont réalisées sur l'ensemble du programme et non par segment de marché. »

Demandes :

- 18.1 Veuillez fournir le détail et le résultat du calcul du test du coût total en ressources (TCTR) pour l'ensemble du programme *Géothermie*, sur la base des coûts et des résultats anticipés pour 2012.
- 18.2 Veuillez calculer le résultat du test du coût total en ressources (TCTR) du programme *Géothermie*, sur la base des coûts et des résultats anticipés pour 2012, pour chacun des segments de marché suivants :
- 18.2.1. Construction neuve (unifamiliale);
 - 18.2.2. Construction neuve (multi);
 - 18.2.3. Construction neuve (développement à puits commun);
 - 18.2.4. Construction existante.
- 18.3 Veuillez indiquer si une évaluation de l'opportunité, qui aurait pu affecter le calcul du TCTR, a été réalisée par le Distributeur à la suite des ajustements apportés au programme *Géothermie* en avril 2012.

Tronc commun

- 19. Références :**
- (i) Pièce B-0082, page 143;
 - (ii) *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;*
 - (iii) *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 :

Référence (i) : *Tableau 60.1 : Activités d'évaluation en cours*

Références (ii) et (iii) : Rapports 2012 de la Régie sur l'évaluation des programmes du PGEÉ du Distributeur.

Demande :

- 19.1 Veuillez compléter le calendrier du tableau 3, ci-après, pour l'ensemble des programmes du PGEÉ 2013. Veuillez ne pas vous limiter au calendrier de dépôt des rapports d'évaluation.

Tableau 3
Calendrier d'évaluation des programmes du PGEÉ de 2011-2012 à 2014-2015

<i>Programmes / activités du Distributeur</i>	<i>2011-2012</i>	<i>2012-2013</i>	<i>2013-2014</i>	<i>2014-2015</i>
Marché résidentiel				
Diagnostic résidentiel		1	2	
Mieux consommer	2	1	2	2
Rénovation énergétique - MFR	2			
Récupération des frigos et congélos énergivores	2	1	1	2
Récupération et remplacement des frigos - MFR				
PAC				
Soutien aux projets en DUD				
Réseaux autonomes				
Marché affaires - CI				
Produits efficaces	2	1	2	
Diagnostic affaires				
Approche « clé en main »				
Recommissioning				
OIEÉB				
Bâtiments HQD				
Réseaux autonomes				
Marché affaires - Industriel				
OIEÉSI				
Gestion de la consommation				
Chauffe-eau à trois éléments				

Notes : ⁽¹⁾ Évaluation en cours

⁽²⁾ Évaluation déposée ou à déposer à la Régie

PGEÉ ET PUEÉ EN RÉSEAUX AUTONOMES

- 20. Références :** (i) [Pièce B-0089](#), page 20;
 (ii) [Décision D-2012-024](#), page 126.

Préambule :

(i) « Pour les réseaux autonomes, comme le mentionne la Régie dans sa décision procédurale : « Tant que l'analyse du PTÉ en réseaux autonomes ne sera pas déposée, il est impossible d'analyser différents scénarios de plans de mesures en efficacité énergétique et en réduction de la demande à la pointe et donc différents scénarios de plans d'équipements. » Or, l'échéance pour la mise à jour du PTÉ énergie et puissance a été fixée par la Régie au 31 mars 2013. »

(ii) « [471] La Régie demande au Distributeur de concevoir des mesures concrètes d'efficacité énergétique et des mesures de gestion de la demande de puissance, propres à chacun des réseaux autonomes, dès la réception de l'évaluation en cours du PTE en efficacité énergétique des réseaux autonomes. »

Demande :

20.1 Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur ne peut considérer déployer une mesure de gestion de la demande dans un réseau autonome dès qu'il a connaissance de sa rentabilité dans le contexte particulier de ce réseau, que le PTE pour l'ensemble des réseaux autonomes ait été présenté à la Régie ou non.

21. Référence : [Pièce B-0089](#), page 28.

Préambule :

En réponse aux questions 4.7 et 4.8 du GRAME qui portent spécifiquement sur des modalités de programmes de déploiement de la technologie d'éclairage à DEL dans certains réseaux autonomes, le Distributeur renvoie à sa réponse à la question 3.11 qui porte sur le réseau intégré.

Demande :

21.1 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit un déploiement prioritaire de technologies comme l'éclairage DEL dans les réseaux autonomes où les coûts de production de l'électricité sont très élevés, non seulement pour les technologies offertes en réseau intégré mais aussi pour certaines technologies ou applications des DEL encore trop chères en réseau intégré mais dont la rentabilité pourrait être atteinte dans les réseaux autonomes.

22. Référence : [Pièce B-0089](#), pages 31 et 32.

Préambule :

En réponse au GRAME, le Distributeur fournit les tableaux R-4.11 et R-4.12 qui dressent un bilan des compensations versées au titre du PUEÉ dans les différentes régions ayant des réseaux autonomes.

Demandes :

22.1 À l'exception du Nunavik où le milieu Affaires peut être compensé pour l'usage de propane, les compensations semblent être calculées et versées uniquement en fonction d'une quantité de mazout et pour des équipements de chauffage au mazout. Or, des clients de certains réseaux autonomes peuvent choisir d'investir dans des installations permettant

d'utiliser d'autres combustibles que le mazout ou le propane pour se chauffer ou produire de l'eau chaude autrement qu'à l'électricité : par exemple, de la biomasse en Haute-Mauricie ou un chauffe-eau solaire aux Îles-de-la-Madeleine.

Veillez indiquer si des clients des réseaux autonomes qui choisiraient d'investir dans de telles installations pourraient recevoir une aide dans le cadre du PUEÉ. Dans votre réponse, veuillez considérer que le PUEÉ prévoit non seulement une aide pour l'achat de mazout ou de propane mais aussi, dans certains cas, une aide pour l'acquisition des équipements puis pour leur entretien.

- 22.2 Des compensations sont versées au titre du PUEÉ au Nunavik, en plus de l'existence du tarif dissuasif pour l'usage thermique de l'électricité.
- 22.2.1. Veuillez expliquer les modalités et les conditions de versement d'une compensation au titre du PUEÉ au Nord du 53^e parallèle, c'est-à-dire dans le contexte où il existe un tarif dissuasif.
- 22.2.2. Veuillez expliquer l'existence du PUEÉ en plus de l'existence du tarif dissuasif.
- 22.2.3. Veuillez indiquer si un consommateur ne réclamant pas de compensation au titre du PUEÉ est présumé utiliser l'électricité à des fins thermiques.

PROJET DE RACCORDEMENT DU VILLAGE LA ROMAINE

23. **Références :** (i) [Rapport annuel 2011, HQD-12, doc.1](#), pages 30-31;
(ii) [Décision D-2009-080](#), pages 8 à 11.

Préambule :

(i) Le Distributeur répond à la Régie qui le questionne sur les différentes options envisagées dans la réévaluation du projet de raccordement du village La Romaine. Il indique qu'il a réactualisé les 4 scénarios qui avaient été présentés à la Régie au Printemps 2009, à savoir :

- une ligne 25 kV;
- une ligne 161 kV;
- la construction d'une nouvelle centrale thermique;
- la réfection de la centrale thermique existante.

(ii) « La Régie note qu'en 2004, six ans après la résolution de 1998 rejetant un projet d'Hydro-Québec sur la rivière Olomane, le Distributeur envisageait encore alimenter le village de La Romaine par la réalisation d'une centrale hydroélectrique en réseau autonome avec la communauté. À cette époque, il indiquait que dans l'éventualité où le projet de construction d'une centrale hydroélectrique avec la communauté n'était pas accepté, le raccordement semblait le projet le plus rentable d'un point de vue économique. Dans sa décision D-2005-178 concernant le plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur, la Régie encourage le développement d'un projet de construction d'une centrale hydroélectrique à La Romaine. »

Demande :

23.1 Veuillez indiquer si des options d'alimentation du village de La Romaine par un projet hydroélectrique, du Distributeur ou d'initiative communautaire, sont à nouveau étudiées dans la présente période de réévaluation du projet de raccordement du village de La Romaine. Si non, veuillez en expliquer les raisons.

- 24. Références :** (i) [Rapport annuel 2011, HQD-12, doc.1](#), page 31;
(ii) [Dossier R-3688-2009, pièce B-9, HQD-2, document 1](#), page 8.

Préambule :

(i) « *Cependant, comme la présence de la route 138 aura un impact sur les coûts des scénarios étudiés, le Distributeur a décidé d'attendre au moins jusqu'en 2013 avant de fixer définitivement son choix. D'ici là, il suivra attentivement l'évolution des travaux du ministère des Transports du Québec dans ce secteur.*

Le report de la décision du Distributeur implique qu'il devra investir dans la centrale thermique actuelle d'ici 2015 afin d'en assurer la fiabilité. Les principaux travaux requis sont les suivants : la réhabilitation d'un groupe électrogène, la mise à niveau du parc à carburant, le remplacement d'un radiateur de groupe ainsi que la réfection du sous-poste de la centrale de La Romaine. »

(ii) En réponse à la question 4 de la Régie qui l'interroge sur les économies à réaliser sur le projet de raccordement, advenant le prolongement de la route 138, le Distributeur indique que les économies seraient de l'ordre 1 M\$ ou 20 \$/m.

Demande :

24.1 Dans le contexte d'économies à réaliser de l'ordre de 1 M\$ si on attend le tracé définitif de la route 138, veuillez expliquer que la suspension de l'étude du projet de raccordement au moins jusqu'en 2013 est bien l'option la plus avantageuse, en considérant les réinvestissements que cela implique dans la centrale thermique actuelle.

RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE

- 25. Référence :** [Pièce B-0082](#), page 152.

Préambule :

« 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.»

Demande :

25.1 Veuillez clarifier en quel sens le Distributeur devra « *revoir l'ensemble des options qui pourraient voir le jour* ». Dans votre réponse, veuillez indiquer si les nouvelles sources d'alimentation qui verront le jour pour permettre l'exploitation minière sont considérées par le Distributeur comme des approvisionnements pouvant potentiellement contribuer à l'alimentation du réseau de Schefferville.

26. **Références :** (i) [Pièce B-0082](#), pages 151, 155 et 154;
 (ii) [Pièce B-0082](#), page 156.

Préambule :

(i)

TABLEAU R-64.1

Investissement M\$	R-3602-2006 2006-2044	Echéancier initial	Réalisé de 2006 au 30-09-2012	R-3814-2012 2012-2017
Production	69,83		22,15	69,70
Évacuateur de crues, garde-corps à remplacer	0,00		0,03	1,00
Évacuateur de crues Menihék	0,00		0,19	18,00
Réfection des digues Menihék	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

« 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. »

« 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. »

(ii) En réponse à la question 64.2 de la Régie qui demande 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, le Distributeur renvoie à sa réponse à la question 64.1 où on ne retrouve pas de mise à jour de cette valeur.

Demandes :

- 26.1 Veuillez déposer 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
- 26.2 Le budget de 90 M\$ initialement prévu jusqu'en 2044 va être investi d'ici 2017 seulement. Veuillez indiquer si le Distributeur, a déterminé un seuil maximal d'investissement pour des réfections de la centrale Menihek au-delà duquel il vaudrait la peine de considérer d'autres options. Veuillez expliquer.

REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ

27. Référence : Pièce B-0043, page 3, tableau 1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 1 les composantes des revenus autres que ventes d'électricité, dont la rubrique « Frais d'administration » :

Année historique 2011 :	62,9 M\$
D-2012-024 :	69,3 M\$
Année de base 2012 :	63,2 M\$
Année témoin 2013 :	59,7 M\$

Demandes :

- 27.1 Veuillez expliquer la baisse des frais d'administration de 3,2 M\$ entre l'année témoin 2013 et l'année historique 2011.
- 27.2 Considérant la sous-évaluation des prévisions des années précédentes, veuillez justifier la baisse des frais d'administration à une hauteur de 9,6 M\$ entre l'année témoin 2013 et le montant autorisé en 2012.

28. Référence : Pièce B-0043, page 3, tableau 1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 1 les composantes des revenus autres que ventes d'électricité, dont la rubrique « Expertise et autres » :

Année historique 2011 :	7,1 M\$
D-2012-024 :	3,8 M\$
Année de base 2012 :	3,8 M\$
Année témoin 2013 :	3,7 M\$

Demandes :

- 28.1 Veuillez expliquer la baisse des revenus d'expertise et autres de 3,4 M\$ entre l'année témoin 2013 et l'année historique 2011.
- 28.2 Veuillez fournir les données réelles des revenus d'expertise et autres pour la période 2007 à 2011.

CONDITIONS DE SERVICE

- 29. Références :**
- (i) [Décision D-2012-127](#), page 121;
 - (ii) [Rapport annuel 2011; HQD-9, doc.3](#), page 3 et 11 à 16;
 - (iii) [Pièce B-0048](#), page 10, lignes 5-6 et page 11, lignes 14-15.

Préambule :

- (i) Dans le paragraphe [532], la Régie demande un suivi trimestriel incluant les informations suivantes « *le nombre de plaintes de clients reçues par trimestre, classées selon le type de motifs.* »
- (ii) Le Distributeur présente un aperçu de la nature des plaintes traitées au cours de l'année 2011. Il introduit le « *Projet IMA* » comme un nouveau type de cause. Dans les pages 11 à 16, on retrouve la définition des différents types de cause.

Le tableau 1 présente la répartition des plaintes par type de cause.

TABLEAU 1
VOLUME DE PLAINTES (VERBALES ET ÉCRITES) PAR CAUSE

	2010	2011	Variation 2010-2011	Part 2011
Recouvrement	1 261	1360	8 %	23 %
Facturation	1 075	1142	6 %	19 %
Consommation	622	995	60 %	17 %
Réseau et entretien	619	682	10 %	12 %
Responsabilité	554	481	-13 %	8 %
Environnement	112	71	-37 %	1 %
Tarifs	89	178	100 %	3 %
Projet IMA	-	103	- %	2 %
Autres	938	901	-4 %	15 %
Total	5 270	5 913	12 %	100 %

Note : L'annexe 1 présente la définition des causes de plaintes.

Projet IMA : Toute plainte relative à l'installation de compteurs de nouvelle génération, notamment les préoccupations et inquiétudes liées à l'impact sur la santé, les questionnements soulevés par l'information sur le sujet et la contestation de la consommation.

Consommation : Toute contestation de la consommation d'électricité facturée pour différents motifs, dont des appareils de mesurage défectueux, des estimations erronées et des lectures inexactes.

(iii) Le Distributeur évoque les risques d'irritation dans les modalités du *Mode de versements égaux* (MVÉ) et demande des modifications relatives à l'appellation et à certaines modalités de ce mode de paiement de la consommation annuelle d'électricité.

Demandes :

- 29.1 La Régie constate que le type de cause « *Projet IMA* » peut représenter certains recouvrements avec d'autres types de cause de plaintes, notamment au niveau de la « *consommation* » ou de la « *facturation* », et dans la catégorie « *Autres* », le *mesurage et la relève*, voire même la catégorie « *Comportement du personnel* ». Veuillez préciser comment ces recouvrements sont administrés par le Distributeur et vont permettre un suivi éclairé du déploiement du projet LAD.
- 29.2 Veuillez indiquer, pour chacune des 3 dernières années, le volume de plaintes représenté par le MVÉ et préciser dans quel type de cause ces plaintes sont comptabilisées.