**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 4 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION RELATIVE À LA DEMANDE TARIFAIRE 2015-2016**

# PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

## Référentiel comptable

**1. Références :**
(i) Pièce B-0073, p. 4;
(ii) Rapport annuel 2013, pièce HQD-2, document 2.1, p. 4, tableau 1;
(iii) Rapport annuel 2013, pièce HQD-2, document 2.1, p. 6, tableau 2;
(iv) Dossier R-3768-2011, pièce B-0033, p. 4 et 5;
(v) Dossier R-3768-2011, pièce B-0034, p. 2.

**Préambule :**

(i) En complément de réponse à la demande de renseignements no 1 de la Régie dans le cadre du dossier tarifaire 2015, le Distributeur indique que :

« *La principale raison ayant incité Hydro-Québec à vouloir effectuer un changement de référentiel comptable en faveur des US GAAP est l'incertitude entourant la comptabilité des activités à tarifs réglementés. En janvier 2014, l'International Accounting Standards Board (IASB) a publié la norme provisoire IFRS 14 permettant aux premiers adoptants des IFRS de maintenir la comptabilisation des pratiques comptables réglementaires aux états financiers. Cette norme provisoire a des impacts importants sur la présentation des états financiers. Un projet à plus long terme abordera la question de savoir si les comptes de report réglementaires répondent à la définition d'un actif ou d'un passif. Ce projet pourrait se poursuivre pendant plusieurs années. Selon les conclusions de ce projet, l'IASB pourrait publier une norme définitive ou ne formuler aucune exigence précise. La finalité relative aux travaux de l'IASB est fondamentale pour Hydro-Québec. En effet, l'issue de ce projet pourrait influer sur la situation financière et accroître la volatilité des résultats. Les US GAAP permettent de maintenir la comptabilisation des actifs et passifs réglementaires et ainsi éviter la volatilité sur les résultats financiers.* » [nous soulignons]

(ii) Dans son rapport annuel 2013, le Distributeur présente au tableau 1, la conciliation des résultats statutaires et réglementaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013, dont l'élément suivant :

« *Actifs et passifs financiers liés à la réglementation des tarifs* » au montant créditeur de 9,7 M$ en vertu des PCGR et des IFRS.

La Régie note que les composantes des « *Actifs et passifs financiers liés à la réglementation des tarifs* » sont reconnues tant au niveau des PCGR qu'au niveau des IFRS dans les rapports annuels 2013 et 2012.

La Régie note également qu'un rapport des auditeurs indépendants portant spécifiquement sur la conciliation entre les états financiers statutaires et réglementaires a été déposé dans les rapports annuels 2013 et 2012, en vertu de l'article 75 de la Loi.

(iii) Dans son rapport annuel 2013, le Distributeur présente au tableau 2, les composantes de l'ajustement d) concernant le reclassement de la rubrique statutaire « *Actifs et passifs financiers liés à la réglementation des tarifs* » au montant créditeur de 9,7 M$ dans les rubriques des résultats réglementaires.

| DT / (CT) | Actifs et passifs financiers liés à la réglementation des tarifs |
|---|---|
| *Pass-on* pour l'achat d'électricité 2013 | 47,7 |
| Nivellement pour aléas climatiques de l'année 2013 | (42,0) |
| Compte d'écarts de combustible de l'année 2013 | (1,1) |
| Compte d'écarts pannes majeures de l'année 2013 | 25,4 |
| Écarts coût de retraite de l'année 2013 | 57,1 |
| Écarts Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques de l'année 2013 | (4,0) |
| Amortissement - *Pass-on* pour l'achat d'électricité 2011 et 2012 | (14,4) |
| Amortissement - Nivellement aléas climatiques des soldes de 2006 à 2011 | (56,5) |
| Amortissement - Compte d'écarts de combustible 2011 et 2012 | (0,8) |
| Amortissement - Compte d'écarts de transport 2012 | 17,5 |
| Amortissement - Compte d'écarts pannes majeures 2012 | (5,9) |
| Amortissement - Écarts coût de retraite 2011 et 2012 | (13,3) |
| **Total** | 9,7 |

(iv) Dans sa demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux IFRS (dossier R-3768-2011), le Distributeur indique dans sa réponse R1.3 :

*« Les actifs et passifs réglementaires du Distributeur qui répondent à la définition d'un actif ou passif financier selon l'IAS 32 sont essentiellement ceux découlant, pour des éléments spécifiques, des écarts entre les résultats prévus dans les dossiers tarifaires et les résultats réels d'une année donnée. Ces actifs et passifs sont les suivants :*

- *Écarts de revenus liés aux aléas climatiques;*
- *Écarts du coût annuel du service de transport pour la charge locale;*
- *Écarts dans les coûts d'approvisionnement en électricité postpatrimoniale;*
- *Écarts dans les coûts d'approvisionnement en combustible;*
- *Écarts dans le coût de retraite.*

*Le Distributeur a un droit, ou une obligation, légal et contractuel de récupérer, ou rembourser, les écarts comptabilisés dans les actifs et passifs réglementaires, dès que les résultats réels sont connus. Ce droit ou obligation, selon le cas, est lié à un service déjà rendu (livraison d'électricité) et non à une vente future. Ils se qualifient donc aux définitions d'actifs et passifs financiers de l'IAS 32.*

*Ce lien légal et contractuel découle des principes de la Loi sur la Régie de l'énergie. Pour chacun des éléments spécifiques mentionnés précédemment, le Distributeur et la clientèle ne peuvent retirer des avantages liés au processus de prévisions nécessaires pour établir les tarifs d'une année donnée, puisque les comptes d'écarts afférents assurent cette neutralité.* »
[nous soulignons]

(v) Dans le cadre du dossier R-3768-2011, les auditeurs indépendants (KPMG et Ernst & Young) indiquent que :
« *Nous avons pris connaissance de la réponse donnée par Hydro-Québec à la question 1.3 et nous souscrivons à la position de la direction d'Hydro-Québec.* »

**Demandes :**

1.1 Veuillez confirmer que les IFRS permettent de maintenir la comptabilisation des actifs et passifs réglementaires, tels qu'ils ont été présentés dans les rapports annuels 2013 et 2012 pour lesquels un rapport des auditeurs indépendants a été émis. Si non, veuillez expliquer.

1.2 Veuillez concilier la norme IAS 32 qui permet de maintenir la comptabilisation des actifs et passifs réglementaires (dont le compte de nivellement pour aléas climatiques) et ainsi éviter la volatilité sur les résultats financiers, avec la finalité du projet de l'IASB qui pourrait influer sur la situation financière et accroître la volatilité des résultats. Veuillez expliquer.

1.3 Veuillez expliquer en quoi l'issue des travaux de l'IASB pourrait influencer le traitement comptable présentement appliqué par le Distributeur sur les actifs et passifs réglementaires (dont le compte de nivellement pour aléas climatiques) qui répondent à la définition d'un actif ou passif financier selon l'IAS 32.

1.4 Veuillez déposer l'opinion des auditeurs indépendants pour les questions 1.1 à 1.3.

1.5 Veuillez indiquer la date prévue pour le passage des normes US GAAP aux normes IFRS pour les sociétés publiques américaines. Veuillez élaborer.

**2. Références :** (i) Pièce B-0073, p. 5;
(ii) Pièce B-0073, p. 4.

**Préambule :**

(i) « *Hydro-Québec analyse et évalue présentement de façon détaillée l'incidence du passage aux US GAAP, tant pour les états financiers statutaires que pour les états financiers réglementaires. Cette analyse, lorsqu'elle sera terminée, devra être présentée aux auditeurs afin d'être approuvée.*

*Le Distributeur et le Transporteur prévoient être en mesure de présenter à la Régie une demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP en décembre 2014 ou en janvier 2015. À ce jour, la transition aux US GAAP ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les tarifs. Le Distributeur évalue toutefois la possibilité de demander à la Régie la création d'un compte d'écarts afin d'y comptabiliser les impacts relatifs à l'incidence de l'adoption des US GAAP.* » [nous soulignons]

(ii) « *En 2013, la norme IAS 19 Avantages du personnel a été modifiée. Dorénavant, le rendement prévu des actifs correspond au taux d'actualisation de l'obligation. Ainsi, dans un contexte où les taux d'intérêt sont bas, l'impact à la hausse sur le coût de retraite et sur l'établissement des tarifs est important. Les US GAAP permettent d'utiliser un rendement prévu correspondant au taux de rendement prévu à long terme des actifs du régime de retraite*. »
[nous soulignons]

**Demande :**

2.1 Veuillez concilier les deux affirmations suivantes : « *la transition aux US GAAP ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les tarifs* » (référence (i)) et l'impact qualifié d'important de norme IAS 19 sur le coût de retraite et sur l'établissement des tarifs contrairement aux US GAAP et aux PCGR (référence (ii)). Veuillez expliquer.

**3. Références :** (i) Pièce B-0073, p. 4;
(ii) Rapport annuel statutaire 2012 d'Hydro-Québec.

**Préambule :**

(i) « *Finalement, la décision d'abandonner le projet de réfection de la centrale Gentilly-2 en 2012 a entraîné pour Hydro-Québec un nouvel enjeu en IFRS, qui n'existe pas en US GAAP. La similitude entre les US GAAP et les PCGR du Canada fait en sorte que la transition ne devrait pas avoir d'incidence importante pour Hydro-Québec et ainsi, assurer une continuité avec les pratiques comptables actuelles retenues pour la préparation des états financiers statutaires.* »

(ii) Dans son rapport annuel statutaire 2012 établi en vertu des PCGR, Hydro-Québec indique, à la page 55, que :
« *Hydro-Québec Production a par ailleurs enregistré un résultat provenant d'activités abandonnées négatif de 1 867 M$, attribuable à la fermeture définitive de la centrale nucléaire de Gentilly-2 à la fin 2012.* »

Il explique, à la note 7 de la page 82, les activités abandonnées en 2012 provenant de la centrale nucléaire de Gentilly-2 :

## NOTE 7 Activités abandonnées

En septembre 2012, la décision a été prise d'abandonner le projet de réfection de la centrale nucléaire de Gentilly-2 et de mettre fin aux activités nucléaires. La centrale a continué de produire de l'électricité jusqu'à la fin de 2012, conformément aux conditions de son permis d'exploitation, après quoi Hydro-Québec a entamé les préparatifs nécessaires à sa mise en dormance en vue de son démantèlement, à l'horizon 2060.

L'abandon du projet de réfection a entraîné la radiation des immobilisations corporelles en cours liées à ce projet, d'une valeur de 990 M$.

Le résultat d'exploitation de la centrale de Gentilly-2 est présenté au titre des activités abandonnées dans les états consolidés des résultats, et ce, pour tous les exercices visés. Aux fins de la présentation des informations sectorielles, les activités abandonnées relèvent des secteurs Production et Transport.

De plus, comme il est indiqué à la note 12, Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les hypothèses clés sur lesquelles étaient fondés les paramètres de calcul et le montant estimé des obligations liées au démantèlement de la centrale à la fin de sa vie utile ont dû faire l'objet d'une révision, notamment en ce qui a trait à la date de début des travaux, qui a été devancée. Cette révision a entraîné une augmentation de 365 M$ des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et de la valeur comptable de la centrale.

Par suite de l'abandon du projet de réfection, Hydro-Québec a également dû procéder à un test de dépréciation de tous les actifs liés aux activités nucléaires. La valeur comptable de ces actifs, y compris l'augmentation des obligations liées au démantèlement de la centrale, a été comparée à leur juste valeur, qui a été établie au moyen de la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie. Une dépréciation de 827 M$ a été comptabilisée, ce qui a ramené la valeur comptable des actifs liés aux activités nucléaires à zéro.

Le tableau suivant présente le détail du résultat provenant des activités abandonnées :

| | 2012 | 2011 |
|---|---|---|
| **Résultat d'exploitation** | | |
| Produits | **144** | 147 |
| Charges | **203** | 222 |
| | **(59)** | (75) |
| **Radiation des immobilisations corporelles en cours** | **(990)** | – |
| **Dépréciation des actifs de la centrale nucléaire** | | |
| Immobilisations corporelles[a] | **(795)** | – |
| Matériaux, combustible et fournitures | **(32)** | – |
| | **(827)** | – |
| | **(1 876)** | (75) |

a) Y compris l'augmentation de 365 M$ des obligations liées au démantèlement de la centrale.

Il explique également, à la note 12 de la page 85, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations en 2012 provenant de la centrale nucléaire de Gentilly-2 :

NOTE 12 Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les passifs au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations concernent les coûts à engager pour le démantèlement de la centrale nucléaire de Gentilly-2, pour l'évacuation du combustible nucléaire irradié généré par l'exploitation de cette centrale ainsi que pour le démantèlement des centrales thermiques et de certains réservoirs à carburant et postes de transport. Par suite de l'abandon du projet de réfection de la centrale de Gentilly-2 comme il est indiqué à la note 7, Activités abandonnées, les hypothèses clés sur lesquelles étaient fondés les paramètres de calcul et le montant estimé des obligations liées au démantèlement de la centrale à la fin de sa vie utile ont fait l'objet d'une révision qui a eu pour principal effet de devancer le début des travaux de 27 ans.

La valeur comptable globale des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations s'établit comme suit :

| | | | | 2012 |
|---|---|---|---|---|
| | Démantèlement de la centrale nucléaire[2] | Évacuation du combustible nucléaire irradié[2] | Démantèlement d'autres immobilisations | Total |
| Solde au début de l'exercice | 208 | 201 | 131 | **540** |
| Passifs engagés | – | 12 | – | **12** |
| Charge de désactualisation | 15 | 18 | 4 | **37** |
| Passifs réglés | – | (2) | (5) | **(7)** |
| Révision des flux de trésorerie estimatifs et de l'échéancier prévu des paiements | 365 | – | 5 | **370** |
| Solde à la fin de l'exercice | 588 | 229 | 135 | **952** |
| Moins | | | | |
| Portion à court terme | 122 | 3 | 53 | **178** |
| | 466 | 226 | 82 | **774** |

**Demande :**

3.1 La Régie note qu'Hydro-Québec a radié les actifs de la centrale nucléaire de Gentilly-2 au montant de 1 876 M$ en 2012, en vertu des PCGR. Veuillez expliquer de façon détaillée quel est le « *nouvel enjeu en IFRS, qui n'existe pas en US GAAP* », ni aux PCGR. Veuillez donner un aperçu de l'impact financier.

**Rémunération des comptes d'écarts et de report (CER)**

**4. Références :**
(i) Pièce B-0012, p. 10;
(ii) Pièce B-0037, p. 6;
(iii) Pièce B-0070, p. 16;
(iv) Pièce B-0089, p. 7 et 8.

**Préambule :**

(i) « *À cet égard, l'AUC indique que le compte avait été créé pour être équitable autant pour le distributeur que pour ses clients sachant que les excédents/déficits pouvaient être remboursés/récupérés auprès des clients. S'il y avait une probabilité égale de soldes positifs et négatifs, ATCO devrait théoriquement être indifférent entre l'utilisation des taux d'intérêt résultant de l'article 23 des règles de l'AUC régissant les paiements d'intérêts ou l'utilisation du coût moyen pondéré du capital tel qu'approuvé dans les décisions antérieures de l'AUC. Toutefois, l'AUC note que depuis décembre 2010, le solde de ce compte s'était maintenu dans une position de compte à recevoir pour ATCO*. » [nous soulignons]

(ii) Le Tableau 1 présente l'évolution des comptes d'écarts et autres actifs.

(iii) Dans sa réponse à la question 5.2 le Distributeur affirme:
« *Si la Régie n'avait pas autorisé la création de ces comptes d'écarts, les coûts engagés dans une année donnée auraient été constatés aux résultats réels de l'année en cours, affectant ainsi le rendement du Distributeur présenté dans son rapport annuel.* »

(iv) Dans sa réponse à la question 1.10 Concentric affirme :
« *The risk to the utility is very much impacted by the existence of large deferral balances. The account is integral to the utility and the risk it creates, i.e. the lag between investment and recovery is factored into the required return by investors. Deferral accounts impose greater risk on the utility by introducing an uncertain recovery period which must be reflected in the WACC.* » [nous soulignons]

Dans sa réponse à la question 2.3 Concentric affirme :
« *In Hydro-Québec Distribution's present Application, the balance of deferral and variance accounts is around $ 359.3 million and rate base is $1 0,729.8 million, such that the DVA balance represents 3.3 % of rate base.* »

**Demandes :**

4.1 Veuillez indiquer si le Distributeur est d'accord avec l'affirmation de la référence (i) à l'effet que s'il y avait une probabilité égale de soldes positifs et négatifs, un distributeur devrait être indifférent au taux utilisé pour rémunérer un compte d'écart et de report. Veuillez commenter.

4.2 Veuillez compléter le tableau 1 de la référence (ii) en fournissant, pour chacun des comptes d'écarts et autres actifs présentés, l'évolution du solde de ces comptes au 31 décembre de chaque année depuis leur création. Veuillez fournir le chiffrier Excel.

4.3 Veuillez fournir le solde annuel du total des comptes hors base et inclus dans la base de tarification présentés au tableau 1, depuis leur création. Veuillez fournir le solde en dollars ainsi qu'en pourcentage de la base de tarification, tel que présenté à la référence (iv).

4.4 Veuillez expliquer comment la création d'un compte permettant d'éviter que des coûts engagés n'affectent le rendement du Distributeur, tel qu'énoncé à la référence (iii), augmente le risque du Distributeur, tel qu'énoncé à la référence (iv).

4.5 Veuillez identifier chacun des comptes présentés au tableau 1 qui, selon le Distributeur, lui impose un risque plus grand, tel qu'énoncé à la référence (iv), et veuillez justifier chaque cas identifié.

4.6 Veuillez indiquer si, dans l'éventualité où certains CER augmentent le risque du Distributeur, ce dernier considère souhaitable l'élimination de ces CER. Dans l'affirmative, veuillez les identifier. Sinon, veuillez justifier.

**5. Références :**
(i) Pièce B-0012, p. 11;
(ii) Décision BCUC G-110-12, FortisBc inc 2012-2013 Revenue Requirements and Review of 2012 Integrated System Plan, p.105;
(iii) Pièce B-0089, p. 6;
(iv) Pièce B-0070, p. 16.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur fait référence à la décision G-110-12 de la BCUC.

(ii) « *Normally, a utility, whether a Crown corporation or shareholder-owned, <u>is not entitled to receive a return on operating costs</u> or current period charges but simply recovery of those amounts from its ratepayers, assuming recovery is otherwise justified. <u>Current period charges are not "investments" which attract a capital return, they are deferred operating costs/current period expenses</u> which, as noted above, in the Panel's view, should not attract rate base rate of return.* » [nous soulignons]

(iii) « *Rate of return regulation assumes that every dollar of capital investment is financed in accordance with the firm's capital structure at the associated weighted average costs*. »

(iv) Dans sa réponse à la question 5.2 le Distributeur affirme:
« *Si la Régie n'avait pas autorisé la création de ces comptes d'écarts, les coûts engagés dans une année donnée auraient été constatés aux résultats réels de l'année en cours, affectant ainsi le rendement du Distributeur présenté dans son rapport annuel.* »

**Demandes :**

5.1 Veuillez déposer la décision de la BCUC nommée en référence.

5.2 Veuillez indiquer si le Distributeur est d'accord ou non avec les énoncés soulignés à la référence (ii). Veuillez commenter.

5.3 Veuillez traduire et définir ce que le Distributeur considère être, à la référence (iii), un « *capital investment* ». Veuillez préciser si une dépense d'opération peut-être considérée comme un « *capital investment* ». Dans l'affirmative, veuillez expliquer. Veuillez définir et distinguer ce que le Distributeur considère être une dépense en capital par opposition à une dépense d'opération.

5.4 Veuillez préciser si les coûts engagés dans une année donnée, tels qu'énoncés à la référence (iv), mais recouvrés une année subséquente répondent automatiquement, selon le Distributeur, à la définition de « *capital investment* ». Veuillez expliquer.

**6. Référence :** Pièce B-0070, p. 20.

**Préambule :**

Le Distributeur indique que :

« *Hydro-Québec finance l'ensemble de ses activités, y incluant celles du Distributeur, sur une base globale. Ses emprunts sont effectués pour l'ensemble de ses activités et ne sont pas liés à un actif particulier, que ce dernier soit récupéré sur 3 ans ou sur 40 ans.*

*Effectuer un financement, dont les conditions seraient fonction de la nature particulière d'un actif, impliquerait qu'une garantie particulière soit attachée à ce dernier au bénéfice des détenteurs de la dette spécifique qui serait émise.*

*Il est important de rappeler que les engagements contractuels d'Hydro-Québec découlant de ses conventions de financement font en sorte que l'octroi d'une garantie sur un actif, par exemple une hypothèque sur un immeuble pour garantir le remboursement d'un emprunt, causerait un cas de défaut sur la dette d'Hydro-Québec.* »

**Demandes :**

6.1 Veuillez préciser si le fait de consolider les besoins de financement des différentes divisions sur une base globale élimine le besoin de tenir compte des particularités de chacune des entités ainsi que la nature des actifs à financer par chacune des entités. Veuillez expliquer.

6.2 Veuillez préciser en quoi faire un appariement entre la durée (ou l'échéance) des comptes à l'actif et celle des sources de financement implique <u>obligatoirement</u> qu'une garantie particulière y soit attachée.

**7. Références :** (i) Pièce B-0070, p. 20 et 21;
(ii) Pièce B-0037, p. 6.

**Préambule :**

Le Distributeur indique que :
(i) « *Aussi, le risque financier est géré sur une base globale comprenant des actifs à court terme comme à long terme. Le service de la dette d'Hydro-Québec ne repose pas sur les flux*

*monétaires spécifiques d'un actif, mais bien sur l'ensemble des flux monétaires générés par ses activités.* »

« *Par ces émissions, un arrimage est effectué entre la durée de vie utile de la grande majorité des actifs de l'entreprise et de l'échéance des divers financements. Ces émissions à long terme sont complétées par des émissions de 3 à 5 ans.* »

« *Les besoins de fonds d'Hydro-Québec à court et à moyen terme sont considérés dans l'élaboration d'un programme de financement optimal.* »

(ii) Le Distributeur présente au Tableau 1 l'évolution des comptes d'écarts et autres actifs.

**Demandes :**

7.1 Veuillez confirmer ou infirmer que les notions de risque et d'échéance, deux facteurs déterminants pour la fixation d'un taux de rendement, ne disparaissent pas par le fait que les besoins de financement sont agrégés et financés globalement. Veuillez commenter.

7.2 Veuillez confirmer ou infirmer que la notion d'arrimage entre la durée des actifs à financer et l'échéance des sources de financement constitue un principe et une approche qui sont reconnus en finance. Veuillez commenter.

7.3 Veuillez confirmer que le compte de nivellement pour aléas climatiques et le compte de *pass-on*, si la Régie retenait la proposition du Distributeur, seraient les deux seuls CER amortis sur une période de 5 ans. Sinon, veuillez préciser.

7.4 Veuillez confirmer que, pour tous les comptes du Tableau 1 de la référence (ii) désignés comme « Compte d'écarts », tout solde estimé pour l'année de base est constaté aux charges de l'année témoin. Sinon, veuillez expliquer en détaillant chaque cas.

**8. Références :** (i) Pièce B-0070, p. 22;
(ii) Pièce B-0017, p. 9.

**Préambule :**

(i) « *Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) intègre le coût historique de la dette ainsi que le coût des nouveaux financements prévus.* »

(ii) Le Distributeur présente au tableau 2 l'évolution du coût de la dette, précisant le numérateur – frais financiers, ainsi que le dénominateur – valeur ajustée de la dette et des swaps, servant au calcul du coût moyen de la dette de 6,511 % en 2015.

**Demande :**

8.1 Veuillez préciser quel pourcentage des frais financiers, servant au calcul du coût moyen de la dette, provient de la valeur ajustée de la dette historique et quel pourcentage provient des nouveaux financements prévus. Veuillez fournir le détail des calculs.

## Modification des modalités de disposition des soldes 2013 et 2014 du compte de *pass-on*

**9. Références :** (i) Pièce B-0081, p. 14 et 15;
(ii) Pièce B-0081, p. 80 à 82;
(iii) Pièce B-0070, p. 40.

**Préambule :**

(i) En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur présente au tableau R-5.1 la prévision du compte de *pass-on* 2014 sur la base de neuf mois réels et trois mois projetés (9/3), au montant de 309,2 M$ (débiteur).

(ii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur présente au tableau R-35.1 le compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à septembre 2014, au montant de 128,0 M$(créditeur), incluant des intérêts créditeurs de 4,7 M$.

(iii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur présente au tableau R-11.4, l'impact tarifaire des modalités de disposition du *pass-on* suivantes :

- Proposées par le Distributeur : Amortissement 5 ans dès 2016;
- Alternative : Amortissement 3 ans dès 2016.

**Demandes :**

9.1 Veuillez commenter la possibilité de verser dans les revenus requis 2015, à titre exceptionnel :

- le solde relié au compte de nivellement pour aléas climatiques au 30 septembre 2014 au montant de -128,0 M$;
- et une partie du solde débiteur relié au compte de *pass-on* 2014 pour un montant de +128,0 M$;

et de verser dans les revenus requis subséquents, le solde restant du compte de *pass-on* 2014 au montant de 181,2 M$ (309,2 M$-128,0M$) + intérêts, amorti dès 2016.

9.2 Veuillez présenter sous forme de tableau, selon le même niveau de détail que le tableau R-11.4 (référence (iii)), une comparaison des modalités de disposition proposées par le Distributeur du compte de *pass-on* 2013 (58,8 M$) et du compte de *pass-on* 2014

(309,2 M$ + intérêts) ainsi que les modalités en vigueur pour le compte de nivellement au 30 septembre 2014 (-128,0 M$), avec les alternatives suivantes :

- 58,8 M$ (2013) et le solde restant de 181,2 M$ + intérêts (2014), amortissement 5 ans dès 2016;
- 58,8 M$ (2013) et le solde restant de 181,2 M$ + intérêts (2014), amortissement 3 ans dès 2016.

Veuillez fournir le fichier excel.

9.3 Veuillez indiquer le taux utilisé pour le calcul des intérêts inclus dans le compte de nivellement pour aléas climatiques au 30 septembre 2014, au montant de -4,7 M$ (référence (ii)).

**10. Références :** (i) B-0070, p. 38;
(ii) B-0094, p. 26;
(iii) B-0085, p. 24 et 25.

**Préambule :**

(i) « *À titre indicatif et sujet aux modifications de certains paramètres et/ou hypothèses qui pourraient survenir au cours des prochaines années, les hausses tarifaires prévues, selon les modalités proposées de disposition du compte de pass-on, seraient de 3,9 % en 2015, de l'ordre de 3 % pour les années 2016 et 2017 et de l'ordre de 2 % pour les années 2018 à 2020.*

*Selon les modalités actuelles de disposition du compte de pass-on, les hausses tarifaires prévues seraient de 7,6 % en 2015, de moins de 0,5 % pour les années 2016 et 2017 et de l'ordre de 2,5 % pour les années 2018 à 2020.* » [nous soulignons]

(ii) « *L'écart entre les hausses tarifaires prévues pour la période 2016-2020, avec et sans l'impact des modalités de disposition du compte de pass-on proposées par le Distributeur, s'explique principalement par :*

- *l'impact tarifaire des modalités de disposition du compte de pass-on actuelles versus celles proposées comme présenté au tableau R-11.3 de la question 11.3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1 (B-0070)*;
- *l'impact sur les revenus des ventes avant hausse d'une année donnée en fonction de la hausse tarifaire de l'année précédente.* »

(iii) « *Le Distributeur tient à mentionner que lors de la préparation de son dossier tarifaire, les revenus requis sont établis selon ses meilleures prévisions et selon le cadre réglementaire en vigueur.*

*Le Distributeur a proposé l'introduction d'une mesure ponctuelle afin de disposer du solde exceptionnel de 2013 et 2014 du compte de pass-on sur une période de cinq ans à compter de 2016, afin d'atténuer la hausse tarifaire demandée. De plus, comme mentionné en réponse à la*

*question 32.3 de la demande de renseignements n°2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.2, le Distributeur ne s'oppose pas au versement, à titre exceptionnel, de l'écart créditeur 2014 relatif au BEIÉ, aux revenus requis de 2015.*

*Par ailleurs, le Distributeur souligne que le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques au 30 septembre 2014 représente 128 M$ à remettre à la clientèle. Cette information est déposée en réponse à la question 35.1 de la demande de renseignement no 2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.2.*

*À l'instar du traitement proposé par la Régie quant au solde du compte d'écarts relatif au BEIÉ, le Distributeur ne s'opposerait pas, à titre exceptionnel, à verser en tout ou en partie dans ses revenus requis de 2015, le solde de ce compte qui pourrait aussi contribuer à la réduction de la hausse tarifaire, et ce dans la mesure où la Régie le jugerait approprié*. » [nous soulignons]

**Demandes :**

10.1 Quel niveau de confiance accordez-vous à vos prévisions des hausses tarifaires pour les années 2016-2020, en particulier celle de 2016, dans l'un et l'autre des deux scénarios présentés à la référence (i)? Veuillez élaborer.

10.2 Veuillez indiquer quels sont les paramètres et hypothèses qui pourraient survenir au cours des prochaines années et qui ont été pris en compte dans les prévisions des hausses tarifaires 2016-2020 établies selon les modalités proposées de disposition du compte de *pass-on*.

10.3 Veuillez indiquer si tous les coûts connus et anticipés à ce jour (par exemple : approvisionnement) ont été considérés dans les prévisions des hausses tarifaires 2016-2020. Si non, veuillez expliquer et estimer.

10.4 Veuillez mettre à jour les hausses tarifaires 2015-2020 établies selon les modalités proposées de disposition du compte de *pass-on* (référence (i)), en considérant la possibilité de verser dans les revenus requis 2015, à titre exceptionnel, les soldes créditeurs des charges reliées au BEIÉ de l'année de base 2014 (-20,1 M$) et du compte de nivellement pour aléas climatiques au 30 septembre 2014 (-128,0 M$) (référence (iii)).

## PROJET LECTURE À DISTANCE (LAD)

**11. Références :** (i) Pièce B-0070, p. 10, tableau R-3.3-C;
(ii) Dossier R-3770-2011, pièce B-0016, p. 30, tableau R-10.3;
(iii) Dossier R-3863-2013, pièce B-0012, p.10, tableau 6;
(iv) Pièce B-0081, p. 13, tableau R-4.1;
(v) Pièce B-0035. p. 22, tableau A-4.

**Préambule :**

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-3.3-C, l'amortissement accéléré au montant cumulatif de 10,1 M$ sur la période 2012-2016.

**Tableau R-3.3-C :**
**Amortissement et radiation (M$)**
**et nombre d'appareils retirés du projet LAD - 2010-2016**

| | Année historique 2012 | Année historique 2013 | Année de base 2014 | Année témoin 2015 | Année 2016 |
|---|---|---|---|---|---|
| Amortissement des appareils en service | 21,2 | 21,4 | 20,6 | 19,9 | 18,6 |
| Amortissement accéléré | 2,6 | 11,1 | 3,5 | 3,7 | (10,8) |
| Charges de radiation des appareils en service [1] | 0,2 | 20,1 | 38,5 | 22,7 | 4,7 |
| Total avant Compte d'écarts - Projets majeurs | 24,0 | 52,6 | 62,6 | 46,3 | 12,5 |
| *Compte d'écarts - Projets majeurs* | | | *(19,0)* | 19,0 | |
| Total après Compte d'écarts - Projets majeurs | 24,0 | 52,6 | 43,6 | 65,3 | 12,5 |
| Nombre d'appareils retirés (en milliers) [2] | 2 | 1 021 | 1 471 | 1 000 | 355 |

[1] Les retraits pour l'année 2012 correspondent à une partie des compteurs des projets pilotes qui ont été retirés seulement au début de l'année 2012.
[2] Le nombre d'appareils retirés inclut les compteurs récupérés pour utilisation ultérieure dans les zones non déployées.

(ii) Dans le dossier R-3770-2011 relatif au projet d'investissement LAD, le Distributeur présente au tableau R-10.3, l'amortissement accéléré (ou amortissement additionnel) au montant cumulatif de -34,9 M$ sur la période 2012-2017.

**Tableau R-10.3 : Amortissement, radiation et nombre d'appareils radiés**

| M$ | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | TOTAL |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Amortissement des appareils en service | 19,5 | 18,9 | 18,5 | 18,3 | 17,4 | 16,7 | 109,3 |
| Amortissement additionnel | 7,4 | 3,6 | -5,3 | -12,8 | -13,6 | -14,2 | -34,9 |
| Charges de radiation des appareils en service | 9,9 | 38,7 | 27,8 | 10,7 | 0,0 | -1,4 | 85,7 |
| | 36,8 | 61,2 | 41,0 | 16,2 | 3,8 | 1,1 | 160,1 |
| Nombre d'appareils radiés | 330 391 | 1 339 931 | 1 097 369 | 647 488 | 207 233 | 202 818 | 3 825 231 |

(iii) Dans le dossier R-3863-2013 relatif au projet d'investissement LAD phases 2 et 3, le Distributeur présente au tableau 6, l'amortissement accéléré au montant cumulatif de -21,3 M$ sur la période 2012-2018.

**TABLEAU 6 : AMORTISSEMENT, RADIATION ET NOMBRE D'APPAREILS RETIRÉS DU PROJET LAD 2012-2018**

| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Amortissement des appareils en service (en M$) | 21,2 | 21,8 | 21,3 | 20,7 | 19,4 | 18,6 | 8,5 | 131,6 |
| Amortissement accéléré (en M$) | 2,6 | 11,1 | 4,5 | (6,3) | (12,0) | (14,2) | (6,9) | (21,3) |
| Charges de radiation des appareils en service (en M$)[1] | 0,2 | 20,1 | 36,6 | 20,4 | 3,3 | 0,6 | (0,4) | 80,8 |
| Total | 23,9 | 52,9 | 62,5 | 34,8 | 10,7 | 5,1 | 1,3 | 191,1 |
| Nombre d'appareils retirés (en milliers)[2] | 2 | 1 022 | 1 190 | 1 002 | 275 | 204 | 83 | 3 778 |

(iv) « *La dépense d'amortissement accéléré des anciens compteurs de 3,7 M$ de l'année témoin 2015 résulte de l'effet combiné d'un changement de la période d'amortissement des compteurs et d'une baisse de l'amortissement suite à un plus grand nombre de compteurs qui seront radiés en 2015. Lorsque comparée à un scénario de fin de projet en 2018, l'accélération du déploiement avec une fin de projet en 2016 entraîne donc une augmentation de 12,8 M$ de la dépense d'amortissement accéléré pour l'année 2015. Le tableau R-4.1 présente l'impact de l'accélération du déploiement sur la charge d'amortissement accéléré.* »

**Tableau R-4.1 :**
**Impact en 2015 sur l'amortissement accéléré (M$)**

| | 2015 |
|---|---|
| Année témoin - Fin de projet en 2016 | 3,7 |
| Moins: Scénario - Fin de projet en 2018 | -9,1 |
| **Impact - Révision durée d'utilité** | **12,8** |

(v) Le Distributeur présente au tableau A-4, l'impact sur les revenus requis du projet LAD sur la période 2012-2015, dont les écarts entre les données des dossiers R-3905-2014 et R-3770-2011 de la rubrique « Amortissement accéléré des anciens compteurs » :

Écart annuel 2015 : 16,5 M$;
Écart cumulatif 2015 : 27,9 M$.

**Demandes :**

11.1 Veuillez compléter le tableau R-3.3-C jusqu'à la fin du projet (référence (i)).

11.2 Veuillez concilier le montant de -9,1 M$ relié à l'amortissement accéléré pour la fin du projet en 2018 présenté à la référence (iv) et les montants de fin de projet présentés aux références (i), (ii) et (iii). Veuillez expliquer.

11.3 Veuillez fournir le calcul de l'impact de 12,8 M$ de la dépense d'amortissement accéléré pour l'année 2015 découlant de la révision de la durée d'utilité des équipements de mesurage (projet LAD).

11.4 Veuillez expliquer les écarts entre les données des dossiers R-3905-2014 et R-3770-2011 de la rubrique « Amortissement accéléré des anciens compteurs » :

- Écart annuel 2015 : 16,5 M$;
- Écart cumulatif 2015 : 27,9 M$.

## COÛTS ÉVITÉS

### Coûts évités de puissance dans les réseaux autonomes (RA)

**12. Référence :** Pièce B-0081, p. 29.

**Préambule :**

« *De plus, compte tenu du critère de fiabilité, la puissance installée est toujours plus élevée que la puissance maximale appelée. L'utilisation de la puissance installée comme dénominateur dans le calcul des facteurs d'utilisation engendrerait une réduction de ces derniers et, par conséquent, une surestimation des coûts évités en puissance (exprimés en ¢/kWh) et, de ce fait, des coûts évités totaux.* »

**Demande :**

12.1 Veuillez fournir pour chacun des réseaux autonomes le ratio entre la puissance installée et la puissance maximale appelée.

## Production décentralisée en RA

**13. Références :** (i) Pièce B-0081, p, 30;
(ii) D-2011-162, p, 98;
(iii) Dossier R-3864-2013, Pièce B-0009, p, 21.

**Préambule :**

(i) « *Tous les réseaux au Nunavik ont des installations de production ou de conservation de la glace dans les arénas ou les deux. Aupaluk, Salluit et Kuujjuarapik possèdent leur propre génératrice afin d'alimenter ces systèmes.*
[…]
*Jusqu'à présent, ces installations n'ont pas été utilisées comme source de puissance interruptible. Le Distributeur évalue néanmoins, avant de procéder à un ajout de capacité, notamment dans les villages présentant un déficit de puissance à court terme, les différents moyens visant à réduire l'appel en puissance.* »

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

(iii) « *Dans le passé, les analyses de projet de chauffage urbain à Kuujjuag et à Kangiqsualujjuaq ont démontrées que l'application de cette technologie n'était pas rentable dans les réseaux autonomes. Plus récemment, les résultats de l'évaluation visant l'alimentation de l'école d'Akulivik ont aussi fait la démonstration que le coût de ce type d'énergie alternative est trop élevé dans les réseaux autonomes. Le Distributeur n'entend donc pas procéder à de nouvelles études de projets de récupération de chaleur dans les réseaux autonomes.* »

**Demandes :**

13.1 Veuillez élaborer sur la possibilité et les coûts d'intégrer les génératrices existantes dans le plan d'équipement uniquement dans le but de respecter le critère de puissance garantie dans les réseaux mentionnés en référence (i).

13.2 Veuillez élaborer sur la possibilité d'utiliser des installations décentralisées de production d'électricité là où il y aurait aussi des besoins de chaleur, plutôt que d'amener la chaleur des centrales du Distributeur vers les besoins d'utilisateurs comme des arénas, des piscines, des bâtisses institutionnelles, industrielles ou commerciales.

## CHARGES D'EXPLOITATION

**14. Références :** (i) Pièce B-0023, p. 10 à 12;
(ii) Pièce B-0118, p. 3 et 4.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur établit sa prévision du coût de retraite, à titre d'activité de base avec facteurs d'indexation particuliers, à 102,5 M$ pour l'année témoin 2015 et explique l'évolution du coût de retraite sur la période 2013 à 2015.

Il indique également :
« *Conformément à la décision D-2014-037 de la Régie, le Distributeur confirme qu'il poursuit ses efforts afin de contrôler les coûts associés aux régimes de retraite. Selon l'évaluation actuarielle de capitalisation la plus récente, soit celle du 31 décembre 2013, le surplus de capitalisation est de 2 451 M$ dégageant un ratio de capitalisation de 115,1 %. L'actif détenu par la Caisse de retraite est suffisant pour couvrir les rentes futures.* » [nous soulignons]

(ii) Dans un complément de réponse à la demande de renseignement n$^{o}$ 1 de la FCEI, le Distributeur indique que :
« *Conformément aux dispositions de la législation en vigueur, Hydro-Québec doit prévoir une cotisation afin d'amortir le déficit actuariel du régime relatif aux services passés. Cette cotisation est égale au maximum entre la cotisation d'amortissement du déficit actuariel de capitalisation (lequel peut être amorti sur une période de 15 ans) et la cotisation d'amortissement du déficit actuariel de solvabilité (lequel peut actuellement être amorti sur une période de 10 ans).*

*En vertu de la dernière évaluation actuarielle de ces déficits, soit en date du 31 décembre 2013, le régime ne montre pas de déficit sur base de capitalisation et montre un déficit sur base de solvabilité de 579 M$ (soit un ratio de solvabilité de 97,0 %). La cotisation d'amortissement du déficit actuariel du régime pour Hydro-Québec est donc évaluée à 69 M$ pour l'année 2014 (soit le montant requis afin d'amortir le déficit de solvabilité de 579 M$ sur une période de 10 ans).* » [nous soulignons]

**Demandes :**

14.1 Considérant le surplus de capitalisation, veuillez indiquer si Hydro-Québec envisage un congé de cotisations. Veuillez élaborer.

14.2 Veuillez expliquer la différence entre :
- le surplus de capitalisation de 2 451 M$, un ratio de capitalisation de 115,1 %;
- le déficit actuariel de solvabilité de 579 M$, soit un ratio de solvabilité de 97,0 %.

**15. Références :** (i) Pièce B-0023, p. 14, tableau 5;
(ii) Pièce B-0023, p. 15, tableau 6.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 5, le détail de la dépense de mauvaises créances (DMC) sur la période 2013 À 2015.

**Tableau 5 :**
**Dépense de mauvaises créances (M$)**

| | Année historique 2013 | D-2014-037 | Année de base 2014 | Année témoin 2015 |
|---|---|---|---|---|
| **Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers** | **92,9** | **89,8** | **99,0** | **105,2** |
| Stratégie pour la clientèle à faible revenu (radiations) | 14,6 | 14,6 | 19,4 | 22,7 |
| Dépense de mauvaises créances | 78,3 | 75,2 | 79,6 | 82,5 |
| *Clientèle régulière (résidentielle, commerciale et affaires)* | 76,1 | 73,0 | 80,6 | 80,2 |
| *Autres* | 2,2 | 2,2 | (1,0) | 2,3 |
| **Total de la dépense de mauvaises créances** | **92,9** | **89,8** | **99,0** | **105,2** |

(ii) Le Distributeur présente au tableau 6, la DMC et le taux de DMC sur la période 2009 à 2015.

**Tableau 6 :**
**DMC et taux de la DMC sur les ventes 2009-2015**

| | Année historique | | | | | D-2014-037 | Année de base 2014 | Année témoin 2015 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | | | |
| En (M$) | | | | | | | | |
| Ventes clientèle résidentielle | 4 484 | 4 287 | 4508 | 4451 | 4825 | 4 945 | 5 205 | 5 226 |
| Ventes clientèle commerciale et affaires | 3 203 | 3 184 | 3220 | 3208 | 3328 | 3 440 | 3 456 | 3 615 |
| **Ventes** | **7 687** | **7 471** | **7728** | **7659** | **8153** | **8 385** | **8 661** | **8 841** |
| Dépense de mauvaises créances résidentielle | 58,8 | 111,7 | 71,7 | 73,5 | 84,1 | 78,9 | 93,1 | 95,7 |
| Dépense de mauvaises créances commerciale et affaire | 10,4 | 7,8 | 11,9 | 8,2 | 6,6 | 8,7 | 6,9 | 7,2 |
| **Dépense de mauvaises créances** | **69,2** | **119,5** | **83,6** | **81,7** | **90,7** | **87,6** | **100,0** | **102,9** |
| Taux de la dépense de mauvaises créances résidentielle (%) | 1,3% | 2,6% | 1,6% | 1,7% | 1,7% | 1,6% | 1,8% | 1,8% |
| Taux de la dépense de mauvaises créances commerciale et affaires (%) | 0,3% | 0,2% | 0,4% | 0,3% | 0,2% | 0,3% | 0,2% | 0,2% |
| **Taux de la dépense de mauvaises créances (%)** | **0,90%** | **1,60%** | **1,08%** | **1,07%** | **1,11%** | **1,04%** | **1,15%** | **1,16%** |

**Demande :**

15.1 Veuillez compléter le tableau 5 en indiquant les données des années historiques 2009 à 2012. Veuillez expliquer les tendances constatées depuis 2009.

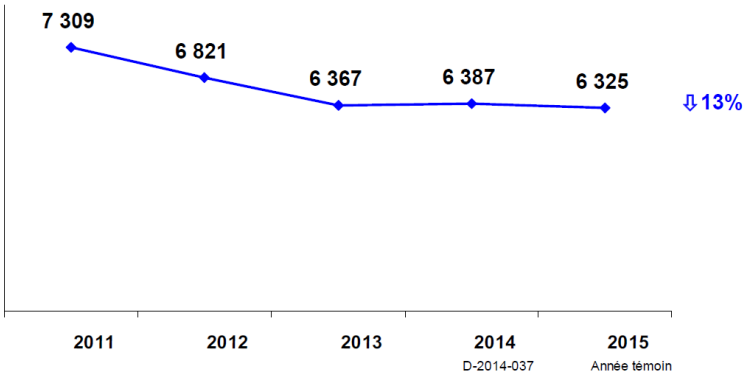
## MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

**16. Référence :** Pièce B-0005, p. 8, figure 2.

**Préambule :**

Le Distributeur présente à la figure 2, l'évolution de l'effectif (équivalent temps complet) pour la période 2011 à 2015.

**Figure 2 :**
**Évolution de l'effectif (équivalent temps complet)**




**Demande :**

16.1 Veuillez compléter la figure 2 en indiquant les données réelles 2009, 2010 et de l'année de base 2014. Veuillez fournir également à la figure 2 une comparaison avec les données autorisées 2009-2014.

**17. Références :** (i) Pièce B-0024, p. 8;
(ii) Dossier R-3854-2013, phase 1, pièce B-0162, p. 2 à 4.

**Préambule :**

(i) Le tableau suivant présente l'évolution des écarts d'ETC entre les données réelles et celles autorisées et ajustées pour les années 2010-2014.

| Rapport annuel | | Écart entre les données réelles et celles autorisées et ajustées | |
|---|---|---|---|
| 2010 | Éléments spécifiques<br>Amélioration de la performance<br>Total | -47 ETC<br>-152 ETC<br>-199 ETC | -5,5 M$<br>-10,0 M$<br>-15,5 M$ |
| 2011 | Éléments spécifiques<br>Amélioration de la performance<br>Total | -17 ETC<br>-151 ETC<br>-168 ETC | -0,9 M$<br>-14,4 M$<br>-15,3 M$ |
| 2012 | Éléments spécifiques<br>Amélioration de la performance<br>Total | -12 ETC<br>-454 ETC<br>-466 ETC | -1,6 M$<br>-40,3 M$<br>-41,9 M$ |
| 2013 | Éléments spécifiques<br>Activités de base FIP<br>Amélioration de la performance<br>Total | 77 ETC<br>-20 ETC<br>-787 ETC<br>-730 ETC | 6,9 M$<br>-2,2 M$<br>-61,1 M$<br>-56,4 M$ |
| Année de base 2014 | Éléments spécifiques<br>Activités de base FIP<br>Amélioration de la performance<br>Total | 203 ETC<br>-1 ETC<br>-350 ETC<br>-148 ETC | 13,7 M$<br>-0,1 M$<br>-28,0 M$<br>-14,4 M$ |

Sources : Pièce B-0024, p. 8, tableau 3; Rapport annuel 2013, pièce HQD-10, document 1, p. 4; Dossier R-3854-2013, phase 1, pièce B-0088, p. 43, tableau R-20.1.

La Régie note une sous-évaluation systématique des ETC reliés à l'amélioration de la performance nette de croissance.

(ii) Dans le dossier tarifaire précédent, le Distributeur indique que :

« *En termes de ressources humaines, c'est avec 958 ETC de moins en 2014 par rapport à la fin de l'année 2011 que le Distributeur doit effectuer une prestation de service de qualité au moins équivalente à celle à laquelle les clients sont habitués, soit 13 % d'ETC de moins (NS, vol. 4, p. 15).*
[…]
*Le Distributeur considère que des <u>coupures additionnelles seraient imprudentes</u> compte tenu de la réalité à laquelle il doit faire face en termes de stabilisation de l'organisation et des processus (NS, vol.4, pages 14 à 17).*

*Des efforts additionnels de 1 % d'efficience, c'est environ 150 ETC. Or, le Distributeur a déjà substantiellement réduit ses ETC et 2014 est une année de stabilisation.*

*Anticiper 1 % de plus sans actions précises serait imprudent, cela mettrait à risque la qualité du service. Au même effet, une réduction de 25 M$ de la masse salariale serait hasardeuse étant donné son impact sur les effectifs et sur la nécessité de maintenir la qualité du service.*

*Il y a maintenant une nécessité pour le Distributeur de consolider son organisation, de contrôler ses processus de travail et de permettre aux effectifs qui demeurent de s'approprier les nouvelles façons de faire. Toute coupure supplémentaire dans le coût de service serait imprudente.* »
[nous soulignons]

**Demandes :**

17.1 La Régie note une sous-évaluation systématique des ETC reliés à l'amélioration de la performance nette de croissance. Veuillez indiquer pourquoi l'établissement des prévisions de la performance organisationnelle ne tient pas compte de l'historique des départs à la retraite et des pistes d'efficience. Veuillez indiquer comment le Distributeur peut améliorer l'établissement de ses prévisions.

17.2 Veuillez concilier les deux points suivants :

1. Lors de l'audience du dossier tarifaire 2014, le Distributeur avait indiqué à la Régie que « *des coupures additionnelles seraient imprudentes compte tenu de la réalité à laquelle il doit faire face en termes de stabilisation de l'organisation et des processus* » et « *cela mettrait à risque la qualité du service* ». (référence (ii))

2. Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur présente une amélioration de la performance nette de croissance de 350 ETC entre l'année de base 2014 et le nombre autorisé de ETC en 2014.

**18. Références :** (i) Pièce B-0081, p. 50, tableau R-21.1;
(ii) Pièce B-0081, p. 54, tableau 3.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau R-21.1, les gains associés au projet LAD en M$ et en ETC, sur la période 2012 à 2016.

**Tableau R-21.1 :**
**Gains associés au projet LAD 2012-2016 (M$)**

| | Année historique 2012 | Année historique 2013 | D-2014-037 | Année de base 2014 | Année témoin 2015 | Année 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Charges d'exploitation | - | (5,1) | (6,5) | (10,1) | (15,0) | (26,5) |
| *Masse salariale* | - | *(4,7)* | *(4,4)* | *(6,9)* | *(12,4)* | *(19,9)* |
| *Autres charges* | - | *(0,4)* | *(2,1)* | *(3,2)* | *(2,6)* | *(6,6)* |
| Revenus de mise en conformité | - | (0,8) | (0,5) | (1,2) | (0,6) | (1,8) |
| Total avant Compte d'écarts - Projets majeurs | - | (5,8) | (6,9) | (11,3) | (15,6) | (28,3) |
| *Compte d'écarts - Projets majeurs* | | | | *5,7* | *(5,7)* | - |
| Total après Compte d'écarts - Projets majeurs | - | (5,8) | (6,9) | (5,6) | (21,3) | (28,3) |
| ETC avant compte d'écarts - Projets majeurs | | (61) | (66) | (118) | (201) | (232) |

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

**Tableau 3 :**
**Variation des ETC**

| VARIATION | Année de base 2014 vs D-2014-037 | | Année témoin 2015 vs Année de base 2014 | |
|---|---|---|---|---|
| | ETC | M$ | ETC | M$ |
| Éléments spécifiques | + 203 | + 13,7 | + 145 | + 11,8 |
| Automatisation du réseau | - 13 | - 1,3 | - | - |
| Lecture à distance - Phase 1 | + 68 | + 3,8 | - 134 | - 9,3 |
| Lecture à distance - Phases 2 et 3 | + 148 | + 11,2 | + 279 | + 21,1 |
| Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers | - 1 | - 0,1 | - 2 | - 0,2 |
| Stratégie pour la clientèle à faible revenu | - | - | - | - |
| Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) | - | - | - 2 | - 0,2 |
| Inspection et retraitement des poteaux de bois | - 1 | - 0,1 | - | - |
| Variation des effectifs découlant des « Éléments spécifiques » et des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » | + 202 | + 13,6 | + 143 | + 11,6 |
| Amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance | - 350 | - 28,0 | - 57 | - 0,9 |
| *Gestion de la main-d'œuvre opérationnelle* | *- 23* | *- 1,7* | *+ 110* | *+ 8,3* |
| *Amélioration de la performance opérationnelle* | *- 327* | *- 26,3* | *- 167* | *- 9,2* |
| TOTAL | - 148 | - 14,4 | + 86 | + 10,7 |

**Demande :**

18.1 Veuillez indiquer si les gains associés au projet LAD de -201 ETC en 2015 (référence (i)) sont inclus dans l'amélioration de la performance opérationnelle de -165 ETC en 2015 (référence (ii)). Si oui veuillez concilier les ETC. Si non, veuillez expliquer.

## AUTRES CHARGES

**19. Références :** (i) Décision D-2014-037, dossier R-3854-2013, phase 1, p. 92;
(ii) Pièce B-0029, p. 7 et 8;
(iii) Pièce B-0094, p. 16, tableau R-5.4;
(iv) Pièce B-0081, p. 66.

**Préambule :**

(i) Dans sa décision D-2014-037, la Régie a fait la demande suivante au Distributeur :
« [345] *Considérant une surestimation moyenne d'environ 18 M$ de la charge totale d'amortissement sur la période 2010-2013, la Régie est d'avis que cette surestimation du budget de cette rubrique est due principalement à des mises en service moindres qu'anticipées. Considérant également sa demande d'ajuster globalement la projection de la base de tarification en 2014, notamment pour les projets reportés ou non réalisés, la Régie juge que cela aura un impact à la baisse sur l'amortissement de l'année témoin 2014 (voir la section 11.1). <u>En conséquence, la Régie réduit le budget de 20 M$ pour la charge totale d'amortissement pour l'année témoin 2014</u>.* » [nous soulignons]

(ii) Dans le présent dossier, au sujet de la demande de la Régie citée en (i), le Distributeur écrit que :
« *Le Distributeur souligne que le montant reconnu de 804,9 M$ pour 2014 comprend la réallocation de la réduction globale de 20 M$ de la charge d'amortissement <u>découlant de la décision de la Régie dont 12,7 M$ ont été alloué aux immobilisations en exploitation et 7,3 M$ aux actifs incorporels.</u>* » [nous soulignons]

Plus loin dans la même référence, il écrit cependant :
« *Le Distributeur rappelle que l'amortissement de l'année de base découle des mises en service liées aux investissements déjà autorisés par la Régie dans des années antérieures. Ce faisant, <u>le Distributeur évalue ne pas être en mesure de réaliser la portion de la diminution demandée par la Régie allouée aux immobilisations en exploitation.</u>* » [nous soulignons]

(iii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-5.4 le détail de la réduction globale de l'amortissement suite à décision D-2014-037. Voici un extrait du tableau.

| | |
|---|---|
| • Amortissement et déclassement | 0,0 |
| Immobilisations en exploitation | -12,7 |
| Actifs incorporels | -7,3 |
| Plan global en efficacité énergétique | -1,8 |
| Logiciels et autres actifs incorporels | -5,5 |
| Réduction globale de l'amortissement | 20,0 |

(iv) « *Le tableau R-30.1 présente l'historique des écarts entre l'amortissement reconnu et l'amortissement réel des immobilisations en exploitation pour les années 2010 à 2013.*

**Tableau R-30.1 :**
**Amortissement des immobilisations en exploitation (M$)**

| | Amortissement reconnu | Amortissement réel | Écart réel / reconnu | Provenance des écarts | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Révision des durées d'utilité | Mises en service |
| 2013 | 460 | 470 | 11 | | 11 |
| 2012 | 558 | 559 | 1 | | 1 |
| 2011 | 553 | 552 | (0) | | (0) |
| 2010 | 571 | 566 | (6) | (4) | (2) |

*À la lumière de ce tableau, force est de constater qu'il n'y a pas eu de surestimation de la charge d'amortissement des immobilisations en exploitation dans les dernières années, à l'exception de 2010, année pour laquelle l'écart est essentiellement attribuable à la modification, en novembre 2010, de la durée d'utilité des poteaux qui est passée de 30 à 40 ans. Les révisions des durées d'utilité étant maintenant appliquées au 1er janvier de chaque année, celles-ci ne sont plus une source d'écart de la charge d'amortissement des immobilisations en exploitation.* »

La Régie souligne que l'amortissement reconnu en 2012 des « Immobilisations en exploitation » est de 569 M$ plutôt que 558 M$ (tableau R-30.1). Par conséquent, l'écart est de -10 M$.

**Demandes :**

19.1 Veuillez justifier le choix du Distributeur d'allouer une partie importante de la réduction globale de 20 M$ pour l'année témoin 2014 de la rubrique « Amortissement et déclassement », soit une réduction de 12,7 M$ attribuée à la charge d'amortissement des immobilisations en exploitation, alors qu'il n'y a pas eu, selon le Distributeur, de surestimation de la charge d'amortissement des immobilisations en exploitation dans les dernières années et ce faisant, qu'il évalue ne pas être en mesure de réaliser la portion de la diminution allouée aux immobilisations en exploitation.

19.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur, pour respecter la demande de la Régie, n'a pas effectué une allocation différente de la réduction globale de 20 M$ de la charge <u>totale</u> d'amortissement.

## BASE DE TARIFICATION

**20. Référence :** Pièce B-0031, p. 7 et 13.

**Préambule :**

| Base de tarification (moyenne des 13 soldes, K$) | | | |
|---|---|---|---|
| | *2014 (D-2014-037)* | *2015 (projeté)* | *Différence AT 2015 (D-2014-037)* |
| Immobilisations en exploitation | 8 634 359 | 8 958 705 | 324 346 |

**Demandes :**

20.1 Veuillez expliquer, chiffres à l'appui, l'écart de 324 M$ entre les immobilisations en exploitation de l'année témoin 2015 et celles approuvées dans la décision D-2014-037.

20.2 Veuillez indiquer la part occupée par le projet LAD dans cet écart, de même que pour l'année témoin 2015 et dans le montant approuvé dans la décision D-2014-037.

## ÉVOLUTION DES COMPTES D'ÉCARTS ET AUTRES ACTIFS

### Contributions à des projets de raccordement

**21. Références :** (i) Pièce B-0037, p. 7;
(ii) Pièce B-0081, p. 79;
(iii) Dossier R-3903-2014, pièce B-0031, p. 11 à 13.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 2, l'évolution des contributions à des projets de raccordement sur la période 2013 à 2015, dont une mise en service de 217,9 M$ en 2015 reliée aux projets en croissance du Transporteur.

**Tableau 2 :**
**Évolution des contributions à des projets de raccordement (M$)**

| | Solde au 01/01/2013 | MES 2013 | Amort. 2013 | Solde au 31/12/2013 | MES 2014 | Amort. 2014 | Solde au 31/12/2014 | MES 2015 | Amort. 2015 | Solde au 31/12/2015 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| VILLAGE CRI WASKAGANISH | 65,2 | | (2,2) | 63,0 | | (2,2) | 60,8 | | (2,2) | 58,6 |
| Coûts de raccordement | 58,3 | | (1,7) | 56,6 | | (1,7) | 54,9 | | (1,7) | 53,2 |
| Charges d'entretien et d'exploitation | 6,9 | | (0,5) | 6,4 | | (0,5) | 5,9 | | (0,5) | 5,4 |
| PREMIER APPELS D'OFFRES ÉOLIEN A/O 2003-02 | | 31,4 | | 31,4 | | (1,6) | 29,8 | | (1,6) | 28,2 |
| Coûts de raccordement | | 27,3 | | 27,3 | | (1,4) | 25,9 | | (1,4) | 24,5 |
| Charges d'entretien et d'exploitation | | 4,1 | | 4,1 | | (0,2) | 3,9 | | (0,2) | 3,7 |
| PROJETS EN CROISSANCE DU TRANSPORTEUR | | | | | | | | 217,9 | (4,8) | 213,1 |
| Coûts de raccordement | | | | | | | | 189,5 | (3,8) | 185,7 |
| Charges d'entretien et d'exploitation | | | | | | | | 28,4 | (1,0) | 27,4 |
| AUTRES CONTRIBUTIONS | 8,1 | 1,5 | (0,0) | 9,5 | (4,7) | (0,0) | 4,9 | (5,9) | 0,3 | (0,7) |
| Contributions internes | 6,2 | 1,4 | 0,1 | 7,6 | (4,1) | 0,1 | 3,7 | (5,1) | 0,4 | (1,0) |
| Frais d'entretien | 3,9 | 0,2 | (0,3) | 3,8 | | (0,3) | 3,5 | 0,6 | (0,3) | 3,8 |
| Revenus d'entretien | (2,0) | (0,1) | 0,2 | (1,9) | (0,6) | 0,2 | (2,3) | (1,4) | 0,2 | (3,5) |
| TOTAL | 73,3 | 32,9 | (2,2) | 103,9 | (4,7) | (3,8) | 95,5 | 212,0 | (8,3) | 299,2 |

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-34.1, les contributions du Distributeur à des projets de raccordement avec le Transporteur et le Producteur.

**Tableau R-34.1 :**
**Contributions à des projets de raccordement (M$)**

| COMPOSANTES | Solde au 31/12/2013 | Solde au 31/12/2014 | Solde au 31/12/2015 |
|---|---|---|---|
| **Contributions avec le Transporteur** | | | |
| Village cri Waskaganish | 63,0 | 60,8 | 58,6 |
| Premier appels d'offres éolien A/O 2003-02 | 31,4 | 29,8 | 28,2 |
| Projets en croissance du Transporteur | | | 213,1 |
| Autres contributions | 28,8 | 23,1 | 16,4 |
| - Travaux sur le réseau et activités de mesurage | (4,5) | (8,9) | (19,0) |
| - Autres | 33,3 | 32,0 | 35,4 |
| **Total des contributions avec le Transporteur** | **123,2** | **113,7** | **316,3** |
| **Contributions avec le Producteur** | | | |
| Autres contributions | (19,3) | (18,2) | (17,1) |
| **TOTAL** | **103,9** | **95,5** | **299,2** |

Il indique que la « *contribution annuelle du Distributeur aux projets d'investissement en croissance du Transporteur, laquelle est désignée par le Transporteur comme étant la contribution liée à l'agrégation annuelle des projets du Distributeur* ».

(iii) Dans le dossier R-3903-2014 : « *Le Transporteur présente dans les tableaux suivants l'évaluation demandée pour les années 2013, 2014 et 2015. Selon la présente évaluation, une*

*contribution du Distributeur serait requise pour les années 2014 et 2015. Cependant, celles-ci ne seront confirmées qu'en début des années suivantes, soit respectivement au premier trimestre de 2015 et de 2016, avec les coûts réels des mises en services effectivement réalisées durant les années 2014 et 2015.* »

Le Transporteur présente aux tableaux 6 à 8, le détail de l'évaluation de la contribution requise du Distributeur pour les années suivantes :

Année 2013 : N/A
Année 2014 : 217,9 M$
Année 2015 : 71,4 M$

**Demandes :**

21.1 Veuillez expliquer pourquoi la contribution reliée aux projets en croissance du Transporteur passe de zéro en 2013 et en 2014 à 217,9 M$ en 2015.

21.2 Veuillez commenter sur la possibilité de comptabiliser la contribution dans l'année concernée afin de s'assurer que les coûts soient imputés dans la bonne année (démarcation). Ainsi, le montant de la contribution de 217,9 M$ en 2014 soit comptabilisée dans l'année de base 2014 plutôt que dans l'année témoin 2015.

21.3 Veuillez commenter sur la possibilité de déposer dans les prochains dossiers tarifaires le détail de l'évaluation de la contribution du Distributeur reliée aux projets en croissance du Transporteur, pour l'année historique, l'année de base et l'année témoin (référence (iii)).

## PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

### Mesures de gestion de la demande de puissance à la pointe (GDP)

**22. Référence :** Pièce B-0081, p. 83 et 84.

**Préambule :**

« *Ainsi, le budget prévu pour la GDP, en 2015, a été augmenté substantiellement. Les nouvelles interventions expliquent l'ensemble des résultats des tests économiques.* »

**Demandes :**

22.1 Dans les budgets prévus pour les nouvelles interventions en GDP en 2015, veuillez fournir séparément les sommes consacrées aux activités de R&D de celles consacrées au déploiement et à l'exploitation des mesures de GDP elles-mêmes.

22.2 Veuillez élaborer sur les tests économiques des mesures de GDP en tenant compte de votre réponse à la question précédente.

## CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ (CDSÉ)

**23. Référence :** Pièce B-0045, p. 5.

**Préambule :**

Le Distributeur propose la modification suivante à l'article 1.1 des CDSÉ :

« ***1.1*** *Les dispositions du présent texte établissent les conditions de service d'électricité d'Hydro-Québec.* ~~*Toutefois, les dispositions des chapitres 14, 15, 16 et 17 des présentes conditions de service ne s'appliquent qu'au service en basse tension et au service en moyenne tension lorsque le courant maximum n'excède pas 260 A à une tension triphasée.*~~

*Advenant que le demandeur requiert l'alimentation pour une installation au service d'électricité en moyenne tension lorsque le courant maximum excède 260 A à une tension triphasée ou en haute tension, les dispositions de la partie III des présentes conditions de service s'appliquent* <u>*avec les ajustements nécessaires lorsque pertinents*</u>*. Une entente entre le demandeur et Hydro-Québec doit alors consigner par écrit les conditions applicables ainsi que lesdits ajustements, avant le début des travaux, y compris les éléments suivants :*

- *1º la date prévue de mise sous tension de l'installation électrique;*
- *2º la description des travaux de l'offre de référence et des options qui seront réalisées par Hydro-Québec;*
- *3º la contribution financière du demandeur au coût des travaux et les modalités de paiement;*
- *4º l'engagement de puissance du demandeur;*
- *5º les garanties financières à fournir par le demandeur;*
- *6º les conditions relatives au report ou à l'abandon de la demande d'alimentation.*

*Les garanties financières exigées par Hydro-Québec doivent être suffisantes pour couvrir le montant de l'allocation accordée en contrepartie d'un engagement de consommation de la part du demandeur.* » [nous soulignons]

**Demandes :**

23.1 La Régie doit-elle comprendre que l'ensemble des CDSÉ s'applique ou seulement la partie 3 s'appliquera avec les ajustements nécessaires.

23.2 Veuillez élaborer sur ce que le Distributeur entend par des « *ajustements nécessaires* » et préciser ce qu'il entend par l'expression « *lorsque pertinent* ». Veuillez fournir des exemples.

**24. Référence :** Pièce B-0046, p. 16.

**Préambule :**

À la référence, le Distributeur présente l'article 6.5 actuellement en vigueur ainsi que la modification proposée.

L'article 6.5 en vigueur :

> « ***6.5*** *Le client doit présenter une nouvelle demande s'il désire modifier son abonnement. Si la nouvelle demande respecte les conditions de service, un nouvel abonnement remplace celui qui est en cours.* » [nous soulignons]

L'article 6.5 proposé ne traite que de l'ajout ou du retrait d'un responsable et d'un changement d'adresse.

> « ***6.5*** *L'ajout ou le retrait d'un responsable, ainsi que son changement d'adresse doit faire l'objet d'une nouvelle demande d'abonnement.* »

**Demandes :**

24.1 Veuillez indiquer si d'autres cas de modification d'abonnement étaient visés par l'article 6.5 actuellement en vigueur. Dans l'affirmative, veuillez les énumérer et veuillez expliquer pourquoi ils ne sont pas reconduits.

24.2 Veuillez préciser si des frais de gestion de dossier seront exigés pour l'ajout ou le retrait d'un responsable. Dans l'affirmative, veuillez justifier ces frais.

**25. Référence :** Pièce B-0046, p. 28.

**Préambule :**

À la référence, le Distributeur présente l'article 11.2 modifié substantiellement. Cet article traite des modes de facturation, et le Distributeur propose des simplifications et des regroupements d'information :

« **11.*2*** *Hydro-Québec transmet une facture au client au moins tous les 90 jours dans le cas d'un abonnement pour lequel seule l'énergie est facturée.*

*Lorsqu'elle ne peut relever le ou les compteurs du client, Hydro-Québec établit la facture en fonction d'une estimation et présente des rajustements sur une facture subséquente établie à la suite d'une relève du ou des compteurs.*

*À la fin d'un abonnement, Hydro-Québec envoie une facture finale au client dans les délais suivants :*

- *60 jours dans le cas d'un abonnement pour lequel seule l'énergie est facturée;*
- *30 jours dans le cas d'un abonnement pour lequel l'énergie et la puissance sont facturées.*

*Hydro-Québec peut établir la facture initiale et la facture finale du client en fonction d'une estimation. En l'absence d'un relevé d'Hydro-Québec à la date de fin de l'abonnement, le client peut fournir son propre relevé de compteur et Hydro-Québec établit la facture en conséquence.* [nous soulignons]

**Demande :**

25.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne permet pas au client de fournir son propre relevé de compteur à la date de début de l'abonnement sur la base d'une estimation en l'absence d'un relevé du Distributeur.

**26. Référence :** Pièce B-0046, p. 30 et 31.

**Préambule :**

À la référence, le Distributeur propose des modifications substantielles à l'article 11.5 qui traite des modes de facturation. Le Distributeur propose des modalités de simplifications selon que la correction de la facture entraîne un débit ou un crédit.

La Régie souhaite examiner les modifications suivantes dans un souci de clarté des termes utilisés:
« **11.5** *Si la facture du client contient des erreurs, Hydro-Québec apporte les corrections appropriées selon les modalités suivantes :*

*1° Lorsque la correction entraîne un crédit au compte du client, celui-ci s'applique à :*

*i) toutes les périodes touchées par un défaut lié au mesurage ou par une erreur quant au multiplicateur;*

*ii) un maximum de 36 mois dans tous les autres cas.*

*Les intérêts applicables au montant remboursé sont calculés au taux préférentiel de la Banque Nationale du Canada en vigueur le premier jour ouvrable du mois au cours duquel s'effectue le remboursement.*

*2° Lorsque la correction entraîne un débit au compte du client, celui-ci s'applique à :* […] »

La Régie note que la notion de remboursement et de réclamation sont retirées du texte en vigueur.

La Régie comprend qu'un compte peut regrouper plusieurs abonnements ou factures.

**Demande :**

26.1 La Régie doit-elle comprendre que le Distributeur fera une mise à jour du compte client si les modalités de correction entraînent un remboursement ou une réclamation.

**27. Références :** (i) Décision D-2014-156, dossier R-3891-2014, p. 27;
(ii) Pièce A -0015.

**Préambule :**

(i) La Régie demandait un suivi sur les avenues possibles de participation des membres de l'AREQ aux options d'électricité interruptible.

« *[113] La Régie prend acte des engagements du Distributeur envers l'AREQ. Elle lui demande d'assurer un suivi, dans les meilleurs délais, de l'état des discussions avec l'AREQ quant à la possibilité de participation de ses membres aux options d'électricité interruptible. Cela pourrait, notamment, être fait dans le cadre du dossier tarifaire R-3905-2014, sous réserve d'une décision de la formation saisie de ce dernier dossier quant à la possibilité d'y traiter de ce sujet.* »

(ii) La Régie a inclus comme sujet à traiter dans le cadre du présent dossier le suivi demandé par la Régie au paragraphe 113 de la décision D-2014-056 (dossier R-3891 2014), relativement à l'état des discussions du Distributeur avec l'AREQ quant à la possibilité de participation des membres de cette dernière aux options d'électricité interruptible.

**Demande :**

27.1 Veuillez indiquer l'état des discussions avec les membres de l'AREQ.

## TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

### Option d'électricité additionnelle

**28. Références :** (i) Rapport annuel du Distributeur 2013, HQD-3, document 2.2, p. 4 ;
(ii) Rapports annuels du Distributeur 2010-2012, HQD-3, document 2.2.

**Préambule :**

(i)

**TABLEAU 1**

**BILAN DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR 2013**

| Mois | Volume mensuel additionnel (MWh) | Prix moyen de l'électricité additionnelle (¢/kWh) | Prix réel à la zone M + ajustements (¢/kWh) | Écart de prix (%) | Écart de revenu total ($) |
|---|---|---|---|---|---|
| Janvier | 23 767 | 4,27 | 5,14 | -20,4% | -207 374 |
| Février | 40 607 | 4,27 | 4,15 | 2,8% | 50 742 |
| Mars | 50 647 | 4,27 | 4,44 | -4,0% | -85 131 |
| Avril | 47 458 | 4,38 | 2,43 | 44,5% | 924 400 |
| Mai | 20 959 | 4,38 | 2,52 | 42,5% | 389 056 |
| Juin | 28 588 | 4,38 | 2,14 | 51,1% | 638 987 |
| Juillet | 40 018 | 4,38 | 3,16 | 27,9% | 489 626 |
| Août | 28 871 | 4,38 | 2,10 | 52,1% | 657 760 |
| Septembre | 42 155 | 4,38 | 2,03 | 53,7% | 991 070 |
| Octobre | 53 390 | 4,38 | 2,23 | 49,1% | 1 149 907 |
| Novembre | 45 981 | 4,38 | 1,85 | 57,8% | 1 164 974 |
| Décembre | 72 641 | 4,38 | 3,50 | 20,1% | 638 340 |
| **Total** | **495 082** | **4,35** | **2,98** | **31,5%** | **6 802 357** |

(ii) Le Distributeur présente au Tableau 1 le bilan de l'option d'électricité additionnelle pour chacune des années de 2010 à 2012.

**Demandes :**

28.1 Pour chacune des années de 2010 à 2013, veuillez produire, sous la forme du tableau en référence, une simulation du prix qu'aurait donné la nouvelle formule proposée pour l'électricité additionnelle, en assumant que le Distributeur, à chaque année, planifiait procéder à des achats de court terme sur les marchés d'énergie durant 500 heures au cours de la période de décembre à mars et en assumant que les volumes mensuels additionnels auraient été les mêmes que ceux présentés aux rapports annuels. Veuillez expliquer tout écart important avec les données réelles présentées aux rapports annuels pour chacune des années.

28.2 Veuillez fournir les données présentées au tableau en référence pour la période couvrant les mois de janvier à avril 2014.

**29. Référence :** Pièce B-0050, p. 128.

**Préambule :**

**VERSION MODIFIÉE**

| |
|---|
| $\frac{HAP \times CEE_h + (1 - HAP) \times CEP}{H_h}$ ~~( a x NYISO Zone A Peak + ( 1 - a ) x NYISO Zone A Off-Peak + MoyMo + FS Zone M ) x TX~~ |
| |
| où |
| |
| HAP~~a~~ = le nombre d'heures pour lesquelles Hydro-Québec Distribution prévoit faire des achats de court terme sur les marchés durant la période d'hiver~~lequotient des heures de pointe par les heures totales du mois visé établi au calendrier de la North American Electric Reliability Corporation (NERC)~~ ; |

**Demande :**

29.1 Veuillez démontrer la validité de la formule proposée.

## Service Signature

**30. Référence :**
(i) Pièce B-0081, p. 95 et 96;
(ii) Dossier R-3644-2007, pièce HQD-12, document 7.1, p. 12;
(iii) Pièce B-0081, p. 96;
(iv) Dossier R-3644-2007, pièce HQD-12, document 7.1, p. 15 et 16.

**Préambule :**

(i) La Régie remarque, au Tableau R.43-2 de la pièce B-0081, p. 95, que les revenus totaux et les bénéfices (différence entre les revenus totaux et les coûts totaux) du Service Signature étaient de 491,8 K$ et de 245,7 K$ respectivement, en 2013. Au Tableau R-43.3-B, le Distributeur présente une analyse financière reflétant l'impact des modifications proposées aux frais annuels et au coût des nouveaux appareillages de mesure. Il y est prévu une perte de 110 K$ en 2015 et une augmentation des revenus requis en 2015 et 2016, laquelle ne sera pleinement compensée, sur une base cumulative, qu'en 2020.

**Tableau R-43.3-B :**
**Analyse financière du service Signature**

| *k$ courants* | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Revenus** | -45 | 175 | 363 | 489 | 615 | 756 | 558 | 372 | 246 | 120 | 27 |
| **Charges d'exploitation** | 43 | 75 | 183 | 293 | 313 | 322 | 205 | 88 | 78 | 68 | 60 |
| **Amortissement** | 19 | 98 | 131 | 153 | 176 | 183 | 139 | 107 | 85 | 62 | 35 |
| **Frais financiers** | 3 | 18 | 19 | 18 | 17 | 14 | 11 | 7 | 4 | 2 | 1 |
| **Dépenses totales** | 65 | 191 | 333 | 464 | 505 | 519 | 355 | 202 | 167 | 132 | 96 |
| **Bénéfice net** | -110 | -16 | 30 | 25 | 110 | 237 | 203 | 170 | 79 | -12 | -68 |
| **Rémunération de l'avoir de l'actionnaire** | 4 | 17 | 19 | 18 | 16 | 14 | 10 | 7 | 4 | 2 | 1 |
| **Revenus requis** | **114** | **33** | **-11** | **-7** | **-94** | **-223** | **-193** | **-163** | **-75** | **14** | **69** |

(ii) « *Le niveau du tarif du service de base du Service Signature a été fixé en considérant les aspects suivants :*

- *Le tarif doit permettre de couvrir tous les coûts à encourir pour la fourniture du service.*
- *Le tarif doit refléter la valeur du service d'autant plus qu'il nécessite une expertise pointue.*
- *Le tarif ne doit pas être trop élevé pour ne pas rebuter la clientèle à adhérer au Service Signature, particulièrement pour les points de mesure additionnels.*
- *Le tarif doit refléter les économies de volume lorsqu'il y a plus d'un point de mesure pour un même client.* »

(iii) À la question 43.4 demandant de préciser si le Distributeur s'est référé aux paramètres énoncés à la référence (ii) aux fins de sa proposition, le Distributeur répond :
« *Oui. Les trois premiers paramètres ont été respectés dans leur intégralité. Ainsi, la tarification du service proposé permet de couvrir tous les coûts à encourir pour la fourniture du service et reflète la valeur du support offert par des spécialistes en qualité de l'onde dans le service de base. Le prix tient également compte de l'ouverture du Service aux clients de moyenne puissance pour lesquels le prix actuel n'est pas attrayant.* »

(iv) Lors de l'introduction du service en 2007, le Distributeur affirmait :
« *L'analyse financière montre que le projet amène une légère diminution des revenus requis du Distributeur dès la première année.* »

**TABLEAU 3: ANALYSE FINANCIÈRE DU *SERVICE SIGNATURE***
**EN MILLIERS DE DOLLARS**

| Signature | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|---|---|---|---|---|
| *k$ courants* | | | | | |
| **Revenus** | 260 | 305 | 400 | 485 | 540 |
| **Charges** | 141 | 148 | 177 | 193 | 218 |
| **Amortissement** | 2 | 6 | 11 | 18 | 23 |
| **Taxe sur le capital** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Taxe sur les services publics** | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| **Frais financiers** | 1 | 2 | 4 | 6 | 7 |
| **Dépenses totales** | 144 | 157 | 193 | 218 | 248 |
| **Bénéfice net** | 116 | 148 | 207 | 267 | 292 |
| **Rémunération de l'avoir de l'actionnaire** | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Revenus requis** | **-115** | **-147** | **-205** | **-263** | **-287** |

Note: les totaux et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.

»

**Demandes :**

30.1 Veuillez expliquer les revenus négatifs de 45 K$ prévus pour l'année 2015, tel qu'indiqué à la référence (i), en précisant les hypothèses et les composantes sous-jacentes.

30.2 Veuillez expliquer la chute des revenus de 491,8 K$ en 2013 à -45 K$ en 2015 en détaillant le nombre de clients desservis, les services offerts et les prix exigés pour chacun des services.

30.3 Veuillez démontrer comment les deux premiers paramètres de la référence (ii) sont respectés dans leur intégralité sur un horizon de 5 ans, horizon auquel le Distributeur faisait référence lors de l'introduction du service en 2007.

30.4 Veuillez estimer quels prix le Distributeur devrait charger pour ces services afin de couvrir ses frais, en moyenne pour les années 2015 et 2016? Veuillez commenter

## Dispositions tarifaires visant le développement économique

**31. Références :** (i) Pièce B-0078, p. 6;
(ii) Pièce B- B-0107, p. 8 et 9;
(iii) Pièce B-0112, p. 11;
(v) Pièce B-0112, p. 9.

**Préambule :**

(i) « *De plus, afin d'éviter que l'ajout de nouvelles charges ne se fasse au détriment de charges existantes au Québec, le potentiel d'ajout net de nouvelles charges sera considéré pour établir l'admissibilité au tarif. Ce potentiel sera évalué par une combinaison de critères,*

*notamment l'intensité des échanges commerciaux, le niveau d'utilisation des capacités de production existantes et la croissance prévue de la demande du secteur concerné. L'évaluation de chaque projet, eu égard aux critères d'évaluation retenus, de même qu'à la valeur ajoutée et aux retombées économiques générées au Québec, sera faite par Hydro-Québec, en mettant à profit les connaissances et l'expertise des instances gouvernementales relatives aux secteurs d'activité porteurs de développement économique.* » [nous soulignons]

(ii) « *Comme mentionné en réponse à la question 4.1, le Distributeur cherche avant tout à attirer des entreprises oeuvrant dans de nouveaux secteurs d'activité au Québec plutôt que d'en ajouter aux secteurs à maturité. Ainsi, de prime abord, les projets pouvant bénéficier du tarif ne devraient pas provenir d'un transfert de production entre deux entités au Québec.*

*Un client désirant s'implanter au Québec, devra fournir au Distributeur, en vertu de l'article 6.42 du tarif, les renseignements pertinents, notamment une description de son projet, les produits qui seront fabriqués et les procédés et technologies utilisés. De plus, l'expertise du Distributeur ainsi que celle des instances gouvernementales serviront à dresser un portrait d'ensemble du secteur visé. À partir de cette information, le Distributeur pourra vérifier si ce secteur réalise une part importante de ses ventes à l'extérieur du Québec (intensité des échanges commerciaux), si ce secteur est en croissance à l'échelle mondiale et si les clients de ce secteur, déjà présents au Québec, sous-utilisent leurs capacités de production.*

*Par ailleurs, un client déjà établi au Québec devra également démontrer, au soutien de sa demande, l'impact que sa nouvelle installation pourrait avoir sur le niveau de la production de ses installations existantes. Cette information fera partie de l'entente à conclure avec le Distributeur.*

*Enfin, le Distributeur n'allouera pas le tarif de développement économique à un projet comportant un risque significatif sur ses ventes d'électricité actuelles.* » [nous soulignons]

(iii) « *Comment gérez-vous le risque que cette mesure puisse donner lieu à de l'arbitraire ?*

*Réponse* : *L'arbitraire se produit lorsqu'une décision n'est pas prise en observant des règles ou sur la base d'informations pertinentes. Le Distributeur a expliqué comment il entend analyser les demandes en réponse aux questions 4.1 et 5.1 de la demande de renseignements no°3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.4.*

*En offrant ce tarif à des entreprises qui oeuvrent dans de nouveaux secteurs et en limitant l'offre aux entreprises actives dans des secteurs à maturité, le Distributeur s'assure de réduire le risque de cannibalisation au maximum.* » [nous soulignons]

(iv) « *Le tarif de développement économique est soumis à la juridiction de la Régie. Ainsi, comme pour l'application des autres tarifs, un client d'Hydro-Québec pourra adresser, dans une première étape, une plainte à Hydro-Québec qui pourra alors revoir le dossier et confirmer, ou non, sa décision en regard des arguments du client. Si cette démarche ne reçoit pas un accueil*

*favorable, le client pourra alors référer sa plainte à la Régie où la preuve des deux parties sera entendue et les arguments et informations, incluant celles provenant des instances gouvernementales, seront partagées.*»

**Demandes :**

31.1 Veuillez préciser si les trois critères d'évaluation mentionnés à la référence (i) constituent des critères de base qui s'appliqueront à l'ensemble des projets. Sinon, veuillez préciser dans quelles circonstances ils ne s'appliqueront pas.

31.2 Veuillez expliquer selon quels critères, à partir de quels seuils et comment le Distributeur déterminera si un risque sur ses ventes d'électricité actuelles, tel que mentionné à la référence (ii), constitue un risque significatif pouvant entraîner le rejet d'un projet.

31.3 Afin d'éviter l'arbitraire, tel que mentionné à la référence (iii), et afin de préciser les règles d'admissibilité, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne mentionne pas, à l'article *6.41 Conditions d'admissibilité* du tarif de développement économique, certains des critères qu'il entend utiliser afin de juger de l'admissibilité d'un client au tarif.

31.4 Veuillez indiquer si les critères d'évaluation peuvent varier d'un projet à l'autre. Veuillez développer.

31.5 Veuillez indiquer si, afin de limiter le nombre de plaintes éventuelles, comme il est mentionné à la référence (iv), les critères d'évaluation utilisés afin de juger de l'admissibilité d'un projet seront précisés et communiqués au client potentiel qui se voit refuser le tarif. Si oui, veuillez spécifier à quel moment et sous quelle forme cette information sera communiquée au client. Sinon, veuillez justifier.