

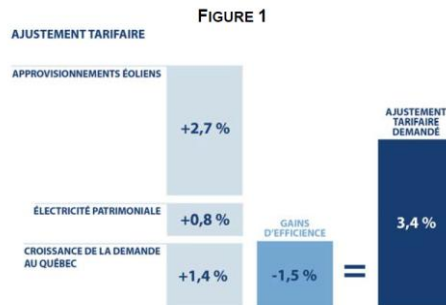
**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
RELATIVE À LA DEMANDE TARIFAIRE 2014-2015**

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

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

**Préambule :**

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



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

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez quantifier en M\$ les composantes de l'ajustement tarifaire demandé initialement de 3,4 % présenté à la figure 1 (référence (i)).
- 1.2 Veuillez quantifier en M\$ les composantes de la croissance de la demande de 1,4 %.
- 1.3 Veuillez quantifier en M\$ les composantes des gains d'efficacité de -1,5 %.
- 1.4 Veuillez quantifier les composantes de la hausse des achats d'électricité de 136 M\$ par rapport au montant reconnu en 2013, notamment les coûts en hausse en raison de l'implantation des projets éoliens et des projets de production à partir de la biomasse, ainsi que de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale.

## EFFICIENCE ET PERFORMANCE

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

### **Préambule :**

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

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

### **Demande :**

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

## CONVENTIONS, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

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

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

### **Préambule :**

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

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

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

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez préciser si « l'information disponible la plus récente » correspond à celle du dernier décret.
- 3.2 Veuillez préciser si, depuis le dépôt de la preuve, le Distributeur anticipe un nouveau décret.
- 3.3 Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur sur la possibilité de constater dans le compte d'écarts de l'année témoin l'information disponible la plus récente, soit celle disponible au moment de la mise à jour du taux de rendement en janvier.
- 3.4 Veuillez expliquer l'affirmation citée à la référence (ii).

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

**Préambule :**

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

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

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez indiquer le numéro du dernier décret du gouvernement du Québec à ce jour.
- 4.2 Veuillez indiquer comment est établie la prévision de l'année de base 2013 de 37,4 M\$ et indiquer le numéro de décret qui appuie cette prévision. Veuillez fournir les versements trimestriels des quotes-parts.
- 4.3 Veuillez indiquer comment est établie la prévision de l'année témoin 2014 de 44,6 M\$ et indiquer le numéro de décret qui appuie cette prévision. Veuillez fournir les versements trimestriels des quotes-parts.

**PRÉVISION DES VENTES**

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0011, p. 7;
  - (ii) Pièce B-0011, p. 8;
  - (iii) Pièce B-0016, p. 3;

- (iv) Dossier R-3814-2012, pièce B-0082, p. 16.
- (v) Pièce B-0035, p. 8.

**Préambule :**

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

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez mettre à jour les tableaux des références (i) et (ii) en utilisant les plus récentes prévisions économiques des organismes formant le consensus, ainsi que celle du Distributeur. Veuillez également compléter ces tableaux en y incluant les valeurs réelles pour 2012.
- 5.2 Veuillez expliquer les écarts entre les prévisions 2014 du Distributeur et du consensus au sujet de la croissance du PIB d'une part et de la croissance du PIB tertiaire d'autre part.
- 5.3 Tel qu'à la référence (iv), veuillez présenter un tableau sur la comparaison de la prévision du prix des combustibles qui soit la plus récente possible, tout en y incluant les valeurs moyennes réelles pour 2012. Veuillez également ajouter à ce tableau les données du consensus et du Distributeur relatives au prix de l'aluminium – Midwest américain que l'on retrouve à la référence (iii). Veuillez commenter les données au tableau.
- 5.4 Veuillez concilier les données sur les mises en chantier de la référence (iii) avec les données sur les nouveaux abonnements résidentiels et agricoles de la référence (v).

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

**Préambule :**

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

**Demande :**

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

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

**Préambule :**

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

[...]

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

(ii) Tableau – Principaux paramètres économiques

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

**Demandes :**

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

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

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

**Préambule :**

(i) Annexe B – Analyses de sensibilité

(ii) Annexe B – Analyses de sensibilité

**Demande :**

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

**COÛTS ÉVITÉS DU RÉSEAU INTÉGRÉ**

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

**Préambule :**

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

• 2012 à 2025 inclusivement :

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

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

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

Coût évité en puissance

• Pour l'hiver 2013-2014 : prix de 10 \$/kW-hiver (\$ 2013, annuité croissante à l'inflation), soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur ;

- *Hivers 2014-2015 et 2018-2019 : croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (\$ 2013, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2019-2020 et pour les années subséquentes ».*

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

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

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

[...]

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

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

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

### **Demandes :**

- 9.1 Veuillez présenter les calculs du signal de prix en énergie de la période hivernale de 5,0 ¢/kWh.
- 9.2 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le signal de prix de long terme en énergie est basé sur le prix du second appel d'offres d'énergie éolienne plutôt que sur le dernier appel d'offres de ce genre.
- 9.3 Compte tenu de la décision de la Régie à la référence (v) et des prix actuels de la puissance sur le *NYISO Monthly Auction* (référence (vi)), veuillez justifier le maintien du signal de 10 \$/kW-hiver en tant que coût évité de court terme en puissance.

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

### COÛTS ÉVITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES

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

#### **Préambule :**

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

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

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

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

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

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

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



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

[...]

*Le potentiel technico-économique (PTÉ) d'efficacité énergétique représente les économies d'énergie et la réduction de la demande de puissance associées à l'implantation des mesures où cela est techniquement possible et dont le coût unitaire est inférieur ou égal au coût évité du Distributeur. Le potentiel présenté dans le cadre de ce document constitue une limite supérieure puisqu'il ne considère pas encore les contraintes de natures commerciales et financières ainsi que le taux d'adoption plausible des mesures par les consommateurs ».* [nous soulignons]

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

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

#### **Demandes :**

- 10.1 Veuillez présenter un tableau similaire au tableau 2 de la référence (ii), en utilisant un coût évité de puissance réparti par unité d'énergie qui tient compte des demandes de la Régie dans sa décision en référence (i).
- 10.2 Veuillez expliquer si certaines mesures éliminées du PTÉ en utilisant les coûts évités du dossier R-3814-2012 pourraient être reconsidérées en fonction des nouveaux coûts évités obtenus en réponse à la question précédente. Le cas échéant, veuillez présenter ces mesures et leur potentiel technico-économique.

### **SERVICE DE TRANSPORT**

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

#### **Préambule :**

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

**Demandes :**

- 11.1 Veuillez expliquer et justifier l'affirmation suivante : « *Cependant, une fois la décision de la Régie rendue sur la charge locale 2013 [dossier R-3823-2012], le Distributeur propose qu'exceptionnellement l'écart résiduel 2013 soit versé aux revenus requis de l'année 2015 lors du prochain dossier tarifaire* ».
- 11.2 Veuillez indiquer si le traitement exceptionnel proposé par le Distributeur s'applique également sur la charge locale 2014 [dossier R-3823-2012] et le traitement de l'écart entre l'année témoin 2014 et la décision interlocutoire de la Régie rendue sur la charge locale 2014, ainsi que le traitement de l'écart, le cas échéant, avec la décision finale sur le dossier tarifaire du Transporteur si elle est rendue en temps opportun. Veuillez justifier.

### CHARGES D'EXPLOITATION

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

**Préambule :**

*« Respectant la préoccupation de la Régie de limiter la hausse des coûts sous son contrôle en deçà de l'inflation, l'enveloppe de charges d'exploitation pour les activités de base totalise 986,8 M\$ pour l'année 2014, soit un niveau nettement inférieur au montant des charges reconnues par la décision D-2013-037. Cette enveloppe, dont le calcul est présenté à l'annexe A [formule paramétrique], permet au Distributeur de couvrir l'ensemble de ses besoins de base desquels ressortent les éléments suivants :*

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

**Demandes :**

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

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

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

**Préambule :**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Demandes :**

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

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

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

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

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

**Préambule :**

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

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

**Demandes :**

- 14.1 Veuillez justifier la hausse de la charge reliée à la stratégie pour la clientèle à faible revenu de 6,9 M\$ (63 %) en 2014 par rapport à l'année historique 2012.
- 14.2 Veuillez fournir l'évolution des ententes de paiement, les ententes personnalisées et les radiations liées aux ententes personnalisées sur la période 2008-2012 et les prévisions 2013 et 2014. Veuillez expliquer les écarts importants.

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

**Préambule :**

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

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

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

**Demandes :**

- 15.1 Veuillez fournir la ventilation des comptes à recevoir (0-30 jours, 31-120 jours, 121 jours et plus) pour la période 2007-2014 et expliquer les écarts importants, pour chacune des catégories suivantes :
- Clientèle résidentielle;
  - Clientèle commerciale et affaires;
  - Total de la clientèle résidentielle, commerciale et affaires.
- 15.2 Veuillez donner un aperçu du résultat de l'analyse en cours effectuée en 2013 des autres mesures structurantes qui pourraient permettre de réduire les inventaires en recouvrement et la dépense de mauvaises créances en plus de sa stratégie d'intervention visant plus particulièrement les comptes de 121 jours et plus.

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

**Préambule :**

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

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

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

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

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

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

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

**Demandes :**

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

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

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

**Préambule :**

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

(en M\$)	Montant autorisé	Année de base	Année historique	Écart	%
2006	43,0		35,0	-8,0	-18,6%
2007	48,3		30,4	-17,9	-37,1%
2008	56,8		51,9	-4,9	-8,6%
2009	67,8		51,3	-16,5	-24,3%
2010	69,1		44,5	-24,6	-35,6%
2011	57,2		32,0	-25,2	-44,0%
2012	44,1 (note1)	38,1	30,6	-13,5	-30,6%
2013	35,0	34,5		+0,5	+1,4%
2014	34,5				

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

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

Table 13: Cost Recovery Mechanisms

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

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

**Demandes :**

- 17.1 Veuillez fournir les données réelles au 30 septembre 2013 (ou les données disponibles les plus récentes) des charges reliées au PGEÉ. Veuillez justifier l'écart entre les données réelles au 30 septembre 2013 et la prévision de l'année de base 2013.
- 17.2 Veuillez commenter les résultats du balisage présentés à la référence (iii) concernant l'efficacité énergétique.
- 17.3 Considérant les surévaluations systématiques des charges reliées au PGEÉ sur la période 2006-2012, veuillez élaborer sur la possibilité de créer un compte d'écarts.

**MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS**

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

**Préambule :**

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

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

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

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

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



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

**TABLEAU 3**  
**VARIATION DES ETC**

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

**Demandes :**

- 18.1 Veuillez quantifier les composantes de la baisse des salaires de base de 5,0 M\$ en 2014 par rapport à l'année de base 2013, en faisant le lien avec la variation des ETC (référence (iv)). Veuillez indiquer le pourcentage de la progression salariale des employés et celui de l'ajustement économique, le cas échéant.
- 18.2 Veuillez quantifier les composantes de la baisse des salaires de base de 43,7 M\$ en 2014 par rapport au montant autorisé et ajusté en 2013, en faisant le lien avec la variation des ETC (référence (iv)). Veuillez indiquer le pourcentage de la progression salariale des employés et celui de l'ajustement économique, le cas échéant.
- 18.3 Veuillez compléter le tableau 3 (référence (iv)) en fournissant le même niveau de détail des variations en ETC et en M\$ entre l'année témoin 2014 et l'année historique 2012.
- 18.4 Veuillez quantifier les composantes de la baisse des salaires de base de 13,4 M\$ en 2014 par rapport à l'année historique 2012, en faisant le lien avec la variation des ETC (référence (iv)). Veuillez indiquer le pourcentage de la progression salariale des employés et celui de l'ajustement économique, le cas échéant.
- 18.5 Advenant le cas que les résultats des négociations aient un impact sur l'ajustement économique des salaires pour 2014, la Régie comprend que le Distributeur contiendra cette

hausse éventuelle à l'intérieur des charges d'exploitation autorisées pour l'année témoin 2014. Veuillez commenter.

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

**Préambule :**

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

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

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

Sources : pièce B-0024, page 5;

Rapport annuel 2012, pièce HQD-2, document 3, page 5;

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

Rapport annuel 2010, pièce HQD-12, document 1, page 4, tableau R-1.1.

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

**Demandes :**

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

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

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

**Préambule :**

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

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

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

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

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

**Demandes :**

- 20.1 Veuillez compléter la colonne « Écart de l'année de base vs autorisé et ajusté » du tableau préparé par la Régie pour les années 2010 à 2013, en tenant compte de l'impact des ajustements organisationnels pour des fins de comparaison.
- 20.2 Veuillez expliquer les écarts relatifs à l'amélioration de la performance pour les années 2012 et 2013. Veuillez confirmer que ces écarts représentent plus de 1 % la cible globale d'efficacité utilisée dans la formule paramétrique des charges d'exploitation.

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

**Préambule :**

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

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

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

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

(ii) Le Distributeur indique que :

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

**Demandes :**

- 21.1 Veuillez fournir les données manquantes au tableau présenté à la référence (i), soit les départs à la retraite estimés 2008-2012 et le nombre d'ETC relié à l'amélioration de la performance 2008-2014.
- 21.2 Veuillez élaborer sur les résultats de l'amélioration de la performance en ETC comparativement au nombre de départs à la retraite, notamment pour les années 2011 à 2014.

## AUTRES CHARGES DIRECTES

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

### Préambule :

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

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

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

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

*Sources : Décision D-20B-037, page 66, tableau II; pièce B-0025, page 3, tableau 1.*

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

### Demandes :

- 22.1 Veuillez expliquer la hausse de 10,6 M\$ (11,9 %) en 2014 par rapport à l'année historique 2012.
- 22.2 Veuillez expliquer les écarts des services professionnels et autres de 23,9 M\$ et 20,0 M\$ respectivement pour les années 2012 et 2013.

## CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

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

### Préambule :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

« [248] Dans sa décision D-2011-028<sup>1</sup>, la Régie demandait au Distributeur de rendre compte des gains d'efficacité découlant des ajustements organisationnels. À cet effet, il souligne ne pas quantifier ni suivre, de façon spécifique, les gains pouvant être réalisés, lesquels sont captés dans les revenus requis par le biais des gains d'efficacité découlant des actions de gestion courante. Le Distributeur fait le suivi de l'efficacité des services achetés auprès de ses fournisseurs internes par le biais des indicateurs<sup>2</sup> ».

**Demandes :**

- 23.1 Veuillez expliquer pourquoi les activités de base des charges de services partagés (CSP) ne présentent pas des baisses comparables à celles des salaires de base du Distributeur, attribuables, entre autres aux améliorations de la performance organisationnelle.
- 23.2 Est-ce que les ajustements organisationnels des dernières années ont permis de générer des économies de coûts par des gains d'efficacité pour le Distributeur? Veuillez justifier et commenter le fait que les changements organisationnels des dernières années n'apportent aucune économie sur les activités de base des CSP facturées au Distributeur par rapport à l'année historique 2012.

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

**Préambule :**

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

---

<sup>1</sup> Dossier R-3740-2010, p. 67.

<sup>2</sup> Dossier R-3776-2011, pièce B-0010, p. 6.

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

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

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

**Demandes :**

- 24.1 Veuillez expliquer les causes de la diminution de 4,2 % ainsi que l'augmentation de 4,1 % des charges de l'Informatique ou Technologie de l'information.
- 24.2 Veuillez expliquer les fluctuations des volumes facturés pour la Gestion du matériel et le Transport aérien entre 2013 et 2012 et entre 2014 et 2013.

**AUTRES CHARGES**

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

**Préambule :**

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



**Demande :**

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

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

**Préambule :**

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

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

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

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

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

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

*de compteurs récupérés et par conséquent, a augmenté les retraits de par l'avancement du déploiement du projet ».*

**Demandes :**

- 26.1 Veuillez expliquer la hausse de 3,6 M\$ (43 %) en 2014 provenant des corroborations par rapport à l'année historique 2012.
- 26.2 Veuillez quantifier les composantes expliquées à la référence (ii) de l'augmentation de 20,5 M\$ provenant des retraits relatifs au projet LAD.
- 26.3 Veuillez quantifier les compteurs récupérés et les compteurs retirés pour les années 2013 et 2014, en nombre et en M\$.
- 26.4 Veuillez fournir les données réelles au 30 septembre 2013 (ou les données disponibles les plus récentes) des sorties d'actifs liées au projet LAD. Veuillez justifier l'écart entre les données réelles au 30 septembre 2013 et la prévision de l'année de base 2013.

**FRAIS CORPORATIFS**

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

**Préambule :**

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

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

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

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

**Demandes :**

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

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

**BASE DE TARIFICATION**

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

**Préambule :**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Demandes :**

- 28.1 Veuillez quantifier et expliquer les composantes des écarts présentés au tableau ci-dessus pour l'année historique 2012 (-167,2 M\$) et pour l'année de base 2013 (-100,1 M\$).
- 28.2 Veuillez indiquer la variation annuelle de la base tarification autorisée (moyenne des 13 soldes) pour les années 2008-2013 et comparer aux écarts constatés au tableau en référence.
- 28.3 Veuillez quantifier et expliquer les composantes de la hausse de la base de tarification (moyennes des 13 soldes) de 497,6 M\$ entre l'année témoin 2014 et le montant autorisé en 2013.

**ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE**

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

**Préambule :**

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

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

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

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

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

**Demandes :**

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

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

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

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

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

**Préambule :**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Demandes :**

- 30.1 Veuillez présenter le calcul de l'ajustement du délai découlant de la provision réglementaire pour l'année témoin 2014 tel que présenté à la référence (i) avec et sans « raffinement » du calcul de l'ajustement du délai de perception découlant de l'application de la provision réglementaire présenté à la référence (ii), selon la preuve initiale à la référence (iii) et selon la mise à jour citée à la référence (iv).
- 30.2 Veuillez présenter les calculs détaillés de l'impact sur chaque dépense présentée à la référence (iii) découlant de la mise à jour du dossier citée en référence (iv).

## DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2014

### Investissements de moins de 10 M\$

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

#### **Préambule :**

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

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

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

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

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

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



**Demandes :**

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

- 31.1 Veuillez élaborer sur la possibilité d'un examen de l'efficacité des investissements réalisés, une fois mis en service, sur la base d'indices de performance ou de balisage pour certaines sous-catégories (par exemple, *Matériel roulant, Centrale de production...*) afin de démontrer le caractère juste et raisonnable des investissements réalisés. Le cas échéant, veuillez indiquer à quelle périodicité et pour quelles sous-catégories d'investissements de tels examens pourraient être effectués.
- 31.2 Veuillez indiquer si, de l'avis du Distributeur, d'autres avenues pourraient permettre à la Régie de juger du caractère juste et raisonnable des investissements réalisés à partir de l'enveloppe budgétaire des projets de moins de 10 M\$.

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

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

**Préambule :**

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

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

**Demande :**

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

## ÉVOLUTION DES COMPTES D'ÉCARTS ET AUTRES ACTIFS

### Contributions à des projets de raccordement

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

**Préambule :**

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

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

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

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

**Demande :**

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

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

**Préambule :**

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

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

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

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

**Demande :**

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

**Compte de nivellement pour aléas climatiques**

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

**Préambule :**

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

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

**Demandes :**

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

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

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

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

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

**Préambule :**

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

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

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

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

**Demandes :**

- 36.1 Veuillez expliquer et motiver sur la base de quels critères le Distributeur a établi que la période d'amortissement devrait passer de 5 ans à 10 ans.
- 36.2 Veuillez présenter le montant et le % que représente la charge d'amortissement pour chaque année de nivellement visée par la proposition, par rapport à celle selon la présente méthode d'amortissement de 5 ans. Veuillez présenter les résultats pour chaque année.
- 36.3 Veuillez présenter les impacts tarifaires, pour chaque année de 2014 à 2024, en comparant la proposition du Distributeur à la présente méthode d'amortissement de 5 ans. Veuillez également présenter séparément les informations suivantes :
- L'impact pour chaque année de nivellement touchée par la proposition soit les années 2008 à 2012;
  - Le rendement sur la base de tarification sur une base annuelle et cumulative pour chaque année de nivellement touchée par la proposition et ce pour la période de 2014 à 2024 en utilisant le taux sur la base de tarification soit 7,483 % selon la référence (ii).
- 36.4 Veuillez présenter les impacts tarifaires, pour chaque année de 2014 à 2021, en modifiant uniquement la période restante d'amortissement pour les années de nivellement de 2010, 2011 et 2012 respectivement sur 5, 6 et 7 ans. Veuillez comparer les résultats précédents à la présente méthode d'amortissement de 5 ans, et en présentant séparément les informations suivantes :
- L'impact pour chaque année de nivellement visée, soit les années 2010, 2011 et 2012;
  - Le rendement sur la base de tarification sur une base annuelle et cumulative pour chaque année de nivellement soit les années 2010, 2011 et 2012 et ce pour la période de 2014 à 2021 en utilisant le taux sur la base de tarification soit 7,483 % selon la référence (ii).
- 36.5 Veuillez expliquer les impacts tarifaires de la proposition à court terme et ceux sur l'ensemble de la période de 2014 à 2024.
- 36.6 Veuillez indiquer dans quelle mesure la proposition du Distributeur et ses impacts tarifaires tiennent compte de l'équité intergénérationnelle.

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

**PGEÉ – Tronc commun – Évaluations de programmes**

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

**Préambule :**

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

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

**Demandes :**

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

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

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

**Préambule :**

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

**Demandes :**

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

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

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

**Préambule :**

- (i) Tableau 6. Le Distributeur indique son intention de procéder à l'évaluation du programme OIEÉB pour la période 2011-2012.
- (ii) « Par ailleurs, confiant d'atteindre la cible du PGEÉ en 2015, le Distributeur a réévalué la charge de travail nécessaire à l'exploitation du programme OIEÉB et, par souci d'efficience, il a opté pour une reprise en main de l'ensemble des activités opérationnelles qui étaient réalisées par le prestataire Énercible. Par conséquent, les activités rattachées à ce programme sont progressivement rapatriées à l'interne au cours de l'année 2013 ».

**Demandes :**

- 39.1 Veuillez préciser le rôle du Distributeur avant 2013 quant au suivi et à l'évaluation du programme OIEÉB compte tenu du fait qu'il était une « tierce partie » par rapport au prestataire du programme et aux clients qui en bénéficiaient.
- 39.2 Compte-tenu des changements majeurs apportés au programme OIEÉB au cours de l'année 2013 et du rôle joué par le Distributeur en 2011-2012 vis-à-vis de ce programme, veuillez élaborer sur les buts recherchés par l'évaluation du programme OIEÉB pour la période 2011-2012, et la valeur ajoutée du recours à un évaluateur externe.

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

**Préambule :**

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

**Demandes :**

- 40.1 Veuillez expliquer comment est déterminé l'appui financier de chaque projet en fonction des besoins spécifiques du participant et des critères de rentabilité d'Hydro-Québec.
- 40.2 Veuillez élaborer sur la façon dont le Distributeur et/ou Enercible mettent régulièrement à jour les caractéristiques du bâtiment de référence de SIMEB pour le calcul des économies d'énergie des nouveaux bâtiments en fonction des tendances du marché.

- 40.3 Compte tenu de la diversité des mesures qui peuvent se retrouver dans un projet soumis dans le cadre du programme OIEÉB, veuillez présenter la façon dont l'aide financière est calculée d'un projet à l'autre, notamment au niveau des mesures éligibles ou non au programme et comment le Distributeur peut s'assurer qu'un traitement uniforme et prévisible est appliqué à tous les projets présentés au programme OIEÉB.
- 40.4 Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par : « *Hydro-Québec pourrait vérifier les mesures mises en œuvre avant le versement de l'appui financier, compte-tenu des exigences de la Régie de l'énergie* ».
- 40.5 Veuillez préciser comment le taux d'infiltration est traité dans les calculs avec SIMEB et comment la réduction des infiltrations est considérée dans le programme OIEÉB.
- 40.6 Considérant que la plus récente évaluation du taux d'opportunité du programme AIOÉB est de 22,6 %, veuillez justifier l'utilisation d'un taux de 18 % pour le programme OIEÉB en 2013 et en 2014.
- 40.7 Veuillez expliquer comment est établi le taux d'opportunité d'un programme comprenant un portefeuille de mesures différentes, pouvant chacune faire l'objet d'opportunité, indépendamment les unes des autres. Veuillez expliquer la signification du taux obtenu et le niveau de précision ou de confiance que l'on peut avoir dans la valeur obtenue.

### **PGEE - Programme OIEÉB**

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

#### **Préambule :**

- (i) Tableau A-2 : Le budget consacré au programme OIEÉB passe de 69 M\$ et 56 M\$ respectivement en 2012 et 2013 à 48 M\$ en 2014.
- (ii) Tableau A-3 : L'impact énergétique du programme OIEÉB passe de 247 GWh et 201 GWh ajoutés respectivement en 2012 et 2013, à 171 GWh en 2014.
- (iii) « *Par ailleurs, confiant d'atteindre la cible du PGEE en 2015, le Distributeur a réévalué la charge de travail nécessaire à l'exploitation du programme OIEÉB et, par souci d'efficacité, il a opté pour une reprise en main de l'ensemble des activités opérationnelles qui étaient réalisées par le prestataire Énergible. Par conséquent, les activités rattachées à ce programme sont progressivement rapatriées à l'interne au cours de l'année 2013* ».



**Demande :**

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

41.1 Veuillez élaborer sur l'expertise, les moyens et les ressources internes que le Distributeur prévoit déployer en comparaison des ressources qui étaient consacrées par le prestataire Énergible, qui rendent le Distributeur confiant de pouvoir livrer seul le programme à un rythme de plus de 75 % de celui des deux années précédentes.

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

**Préambule :**

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

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

**Demandes :**

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

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

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

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

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

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

#### **Préambule :**

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

#### **Demande :**

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

**44. Références :**

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

#### **Préambule :**

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **Demandes :**

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

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

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

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

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

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

**Préambule :**

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

**Demandes :**

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

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

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

**Préambule :**

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

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

**Demandes :**

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

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

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

**Préambule :**

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

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

**Demandes :**

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

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

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

**Préambule :**

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

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

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

*« 18.1 [...]*

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

*existant qui sont nécessaires pour l'exploitation ou la sécurité du réseau d'Hydro-Québec de même que pour le mesurage de l'électricité ou pour l'alimentation d'une installation électrique si l'impact de l'ajout ou du remplacement est raisonnable dans les circonstances ».*

[Nous soulignons]

**Demandes :**

- 48.1 Veuillez indiquer les décisions de la Régie auxquelles le Distributeur réfère et préciser les paragraphes de celles-ci dont l'ajout qu'il propose à l'article 18.1 des CSDÉ vise à modifier l'effet et la portée.
- 48.2 Veuillez identifier la fréquence et quantifier les compensations financières auxquelles le Distributeur fait référence.
- 48.3 Veuillez fournir des exemples concrets de situation auxquels le Distributeur est confronté et que la proposition permettra de résoudre.
- 48.4 Veuillez indiquer si l'ajout ou le remplacement d'équipement vise éventuellement l'ajout et/ou le déplacement d'un poteau sur la propriété.
- 48.5 Veuillez élaborer sur les critères auxquels le Distributeur entend se référer afin de déterminer si l'impact de l'ajout ou du remplacement est raisonnable dans les circonstances.

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

**Préambule :**

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

**Demande :**

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

## BASE D'ÉTABLISSEMENT DES PRIX, COÛTS ET FRAIS LIÉS À L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE

**50. Référence :** Pièce B-0047, p.9.

**Préambule :**

Le Distributeur indique à la référence que l'augmentation des frais d'inspection provient « du taux horaire de l'inspecteur, qui est passé à 161 \$, contre 123 \$ ».

Il s'agit d'une augmentation de 38 \$ / heure.

**Demande :**

50.1 Veuillez expliquer et justifier la provenance de cette augmentation de taux horaire.

## STRATÉGIE TARIFAIRE

### Tarifs domestiques

**51. Référence :** Pièce B-0049, p. 12 et 13.

**Préambule :**

Pour les tarifs domestiques, le Distributeur propose un gel de la prime de puissance en hiver et une augmentation de 0,63 \$/kW de la prime de puissance en été.

**Demandes :**

51.1 Veuillez justifier le gel de la prime de puissance en hiver compte tenu des besoins du Distributeur durant cette période. Élaborer sur la cible vers laquelle devrait tendre la prime de puissance en hiver.

51.2 Veuillez justifier l'augmentation de 0,63 \$/kW de la prime de puissance en été. Élaborer sur la cible vers laquelle devrait tendre la prime de puissance en été. Indiquer le nombre de clients touchés par la hausse de la prime de puissance.

51.3 Une augmentation supérieure à 0,63 \$/kW de la prime de puissance serait-elle appropriée si elle s'accompagnait d'une hausse moins grande du prix de la deuxième tranche d'énergie ? Veuillez élaborer.

51.4 Une réduction du seuil de 50 kilowatts de puissance à facturer au tarif domestique pourrait-elle être envisagée si celle-ci s'accompagnait d'une hausse moins élevée du prix de

la deuxième tranche d'énergie ? Si oui, veuillez présenter un scénario de réduction de ce seuil et ses impacts sur la clientèle. Sinon, veuillez élaborer.

### **Tarifs généraux**

**52. Référence :** Pièce B-0049, p. 11, 13 et 14.

**Préambule :**

À la page 11 de la référence, le Distributeur indique vouloir « *favoriser une stratégie qui contribue davantage au soutien de l'économie québécoise* ». Il ajoute que « *c'est dans cette optique que le Distributeur souhaite, tout en tenant compte des coûts, amorcer un rééquilibrage des tarifs généraux en appliquant une hausse moindre au tarif M et en récupérant l'écart de revenus auprès des autres tarifs généraux, soit les tarifs G et LG, sur la base des avantages constatés par rapport aux prix observés en Amérique du Nord* ».

Pour le tarif G, le Distributeur propose de réduire la limite supérieure d'application du tarif G de 100 kW à 65 kW de puissance à facturer minimale.

**Demandes :**

52.1 Veuillez déposer l'analyse permettant de démontrer que la stratégie tarifaire proposée est celle qui « *contribue davantage au soutien de l'économie québécoise* ».

52.2 Veuillez illustrer l'impact de la réduction à 65 kW de la puissance à facturer minimale au tarif G pour la clientèle, en terme de nombre de clients touchés et d'impact moyen sur leur facture, etc.

**53. Références :** (i) Pièce B-0049, p. 9 et 10;  
(ii) Dossier R-3776-2011, Pièce B-0054, p. 41.

**Préambule :**

(i) À la page 9 de la référence (i), le Distributeur indique que la stratégie d'éliminer la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M doit être revue, car elle n'apporte plus l'amélioration souhaitée du signal de prix des tarifs généraux. Il ajoute que « *l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M a pour conséquence de concentrer un impact tarifaire relativement important sur un nombre limité de grands clients, surtout des clients industriels, d'autant plus que la facture d'électricité représente une part relativement plus importante de leurs coûts d'exploitation* ».

Selon le Distributeur, « *la solution proposée pour limiter la détérioration de cette relation entre les structures des tarifs M et L est d'appliquer au tarif M des ajustements tarifaires qui soient le*



*plus près possible de ceux du tarif L tout en maintenant la dégressivité actuelle des prix de l'énergie du tarif M, tel que présenté à la figure 4. Cela permettra de limiter la zone sans signal de prix et le nombre de clients transférés inutilement. Cette solution s'impose encore plus avec l'écart qui se creusera entre le tarif M et le tarif L en raison de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale ».*

(ii) Dans le dossier R-3776-2011, le Distributeur indiquait que « *le scénario de réduction de la dégressivité aux tarifs G et M présenté par le Distributeur au dossier tarifaire R-3677-2008 retenait comme hypothèse une hausse moyenne annuelle de 2 %, ce qui permettait d'éliminer entièrement la dégressivité sur la période 2008 à 2013, soit dans un délai de 5 ans. L'impact maximal de la réforme chez les clients les plus affectés était estimé à environ 3 % par année au-delà de la hausse moyenne ».*

**Demandes :**

- 53.1 Veuillez déposer l'analyse qui vous permet d'affirmer que l'élimination de la dégressivité au tarif M n'apporte plus l'amélioration souhaitée du signal de prix des tarifs généraux.
- 53.2 Veuillez expliquer en quoi les conséquences de l'élimination de la dégressivité au tarif M évoquées au préambule (i) sont nouvelles et se distinguent de celles des dossiers tarifaires précédents.
- 53.3 Veuillez produire un tableau détaillé (nombre de clients, proportion de la clientèle, impact tarifaire, nombre de clients transférés « inutilement », etc.) permettant d'illustrer les impacts de la poursuite de l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M sur la clientèle de ce tarif.
- 53.4 Afin d'atténuer l'impact tarifaire, le Distributeur aurait-il pu poursuivre l'élimination de la dégressivité au tarif M en considérant une hausse moins importante du prix de la première tranche d'énergie pour le tarif M ? Élaborez et présentez un tableau illustrant l'application d'un tel scénario.

**Tarifs généraux (L et LG)**

- 54. Références :** (i) Pièce B-0049, p. 19;  
(ii) Pièce B-0049, p. 31 et 32.

**Préambule :**

(i) Le domaine d'application proposé pour le tarif LG correspond au domaine d'application du tarif L actuel. « *Pour s'assurer que chaque client paie sa juste part des coûts de puissance engagés pour répondre à sa demande durant l'hiver et que ces coûts soient récupérés sur une base annuelle en fixant une puissance à facturer minimale lors*

*des mois d'été* », le Distributeur propose d'appliquer au tarif LG le mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale.

Selon le Distributeur, « *la majorité des clients ne subirait aucun impact tarifaire par rapport à la situation actuelle, la plupart bénéficiant même d'un allègement de facture* ». [Nous soulignons]

(ii) Les conditions de service du Distributeur stipulent que les clients de grande puissance doivent maintenir un facteur de puissance supérieur à 95 %. Pour les clients dont le plus grand appel de puissance réelle est inférieur à 5 000 kW, le Distributeur propose « *comme au tarif G-9, de facturer les kVA excédentaires associés à un mauvais facteur de puissance* ».

Le Distributeur propose d'ajouter l'article 5.6 « *Modalité relative au facteur de puissance dans le cas d'un appel de puissance inférieur à 5 000 kW* » aux Conditions de service d'électricité du Distributeur. À la page 32 de la référence (ii), le Distributeur indique que « *cette mesure incitera le client à corriger ou maintenir un bon facteur de puissance même si ses appels de puissance sont inférieurs à 5 000 kW tout en évitant le transfert de clients du tarif M au tarif L ou au tarif LG uniquement pour éviter de corriger un mauvais facteur de puissance* ».

#### **Demandes :**

54.1 Veuillez élaborer sur l'*allègement de facture* dont il est question au préambule et présenter un tableau illustrant les impacts tarifaires pour la clientèle du tarif LG.

54.2 Veuillez présenter un tableau illustrant les impacts tarifaires pour la clientèle du tarif L et LG, des modalités de facturation des kVA excédentaires.

**55. Référence :** Pièce B-0049, p. 29 et 30.

#### **Préambule :**

À la référence, le Distributeur indique que « *à la suite de l'entrée en vigueur de la Loi sur le budget du 30 mars 2010, le tarif L est défini à l'article 52.1.1 de la LRÉ [...]. Cette loi reprend la définition d'activité industrielle et la notion de « principalement » de la définition de client industriel qui sont inclus au texte des Tarifs. [...] La notion de « principalement » laisse supposer qu'un client au tarif L pourrait, pour une certaine portion de sa charge, utiliser l'électricité qui lui est livrée à des fins autres qu'industrielles* ».

Le Distributeur indique également que « À la lumière d'une analyse de la clientèle actuellement au tarif L, le Distributeur propose d'introduire, comme au tarif domestique, des règles d'admissibilité dans le cas d'usages mixtes. Ces règles visent à bien encadrer la mise en place de cette nouvelle tarification à l'usage et pour des fins pratiques et économiques, à limiter à un niveau marginal la charge non industrielle au tarif L. En conséquence, si la puissance associée aux activités non industrielles est supérieure au moindre de 1 000 kW ou 10 % de la puissance souscrite, la consommation d'électricité qui n'est pas directement associée à une activité industrielle devra faire l'objet d'un mesurage distinct et être facturée au tarif général approprié ».

**Demande :**

55.1 Veuillez justifier les seuils de 1 000 kW et de 10 % et fournir les caractéristiques de la clientèle des tarifs L et LG en terme de nombre, de puissance, de proportion des activités industrielles ou non industriel, etc.

**Autres tarifs généraux**

**56. Références :** (i) Tarifs et conditions du Distributeur au 1<sup>er</sup> avril 2013, p. 85;  
(ii) Pièce B-0049, p. 30 à 31;  
(iii) Pièce B-0049, p. 32.

**Préambule :**

(i) Actuellement, le domaine d'application du tarif de maintien de la charge s'applique « à un abonnement détenu par un client industriel qui, conformément au texte des tarifs et conditions du Distributeur en vigueur, est assujéti au tarif L à la date d'adhésion au tarif de maintien de la charge ou qui a été assujéti au tarif L au cours des trois années précédant la date d'entrée en vigueur du présent texte des tarifs et conditions du Distributeur ». [nous soulignons]

(ii) À la page 30, le Distributeur propose de simplifier le domaine d'application du tarif de maintien de la charge en référant directement au tarif L comme suit :

« Le tarif de maintien de la charge s'applique à un abonnement assujéti au tarif L à la date d'adhésion au tarif de maintien de la charge ».

(iii) Le Distributeur propose « d'élargir le tarif G-9<sup>39</sup> aux clients de grande puissance plutôt que d'introduire un tarif pour faible FU dérivé du tarif L. [...] Le Distributeur prévoit qu'un seul client se prévaudra de ce tarif ».

**Demandes :**

- 56.1 Veuillez élaborer sur la modification apportée au domaine d'application du tarif de maintien de la charge et ses impacts en indiquant notamment le nombre de clients « assujetti au tarif L au cours des trois années précédant la date d'entrée en vigueur du présent texte des tarifs et conditions du Distributeur » qui ne pourrait plus bénéficier du tarif de maintien de la charge.
- 56.2 Veuillez justifier plus en détail la pertinence d'élargir le tarif G-9 au bénéfice d'un seul client.

**Tarifification applicable au Nord du 53° parallèle**

57. **Référence :** Pièce B-0049, p. 27.

**Préambule :**

*« Quant à la clientèle de petite et moyenne puissance, comme elle est très hétérogène comparativement à la clientèle résidentielle, ses caractéristiques de consommation ne permettent pas au Distributeur d'établir un seuil au-delà duquel l'usage de l'électricité pourrait être limité par l'application d'un prix d'énergie plus élevé. Le signal de prix passe plutôt par l'interdiction, à l'article 7.4 du texte des Tarifs, d'utiliser l'électricité et par la facturation, si le client contrevient à cette disposition, de toute la consommation à un prix dissuasif de 71,13 ¢/kWh (au 1<sup>er</sup> avril 2013). En raison de cette tarification, le chauffage électrique chez la clientèle générale de petite et moyenne puissance ne constitue pas un enjeu ».*

**Demandes :**

- 57.1 Veuillez indiquer le nombre de clients qui ont été facturés au taux de 71,13 ¢/kWh au cours des dernières années.
- 57.2 Veuillez indiquer les moyens utilisés en pratique par le Distributeur pour s'assurer que les dispositions de l'article 7.4 sont respectées dans les faits.
- 57.3 Veuillez élaborer sur l'intérêt des compteurs de nouvelle génération à ce sujet et indiquer si leur déploiement au Nord du 53° parallèle ne mériterait pas d'être priorisé.

58. **Références :**
- (i) Pièce B-0049, p. 26;
  - (ii) Pièce B-0049, p. 25;
  - (iii) Pièce B-0038, p. 6 et 7;
  - (iv) Pièce B-0038, p. 16 à 20.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur explique le défi de sensibiliser les consommateurs au fait de ne pas consommer d'énergie dans la 2<sup>e</sup> tranche de facturation en énergie, au-delà de 30 kWh/jour, surtout quand la facturation au tarif D est gérée par des organismes qui ont un grand nombre de factures à administrer et qui ne sont pas nécessairement sensibles au nombre de leurs abonnements qui ont une consommation significative en 2<sup>e</sup> tranche.
- (ii) Le Distributeur explique que tous les logements au nord du 53<sup>e</sup> parallèle disposent d'un système de chauffage au mazout et que la consommation au-delà de 30 kWh/jour ne représente que 12 % de la consommation totale des 4 900 abonnements au tarif D.
- (iii) Le Distributeur explique la méthodologie particulière qui a été adoptée pour évaluer le PTÉ de gestion de la demande en puissance dans les réseaux autonomes.
- (iv) Le Distributeur présente le PTÉ de l'ensemble des mesures de gestion de la demande en puissance qu'il a considérées pour les différents réseaux autonomes. Les tableaux 17 à 22 listent l'ensemble des mesures considérées. Le Distributeur explique que le potentiel de gestion de la demande en puissance dans les réseaux où il n'y a pas de chauffage tout électrique (TAE) est beaucoup plus limité. Pour l'ensemble des réseaux du Nunavik (Tableau 18), seuls les potentiels dans l'utilisation des sècheuses, des laveuses et de l'éclairage ont été considérés dans le résidentiel, en ajoutant la gestion du débit de ventilation dans le marché commercial. Dans le secteur résidentiel, seules des mesures comportementales ou de télé contrôle, ce qui implique des coûts de télécommunication non encore considérés, ont été envisagées.

**Demandes :**

- 58.1 Veuillez élaborer sur l'intérêt des compteurs de nouvelle génération pour aider les organismes ayant en charge les factures au tarif D à administrer ces factures et à prioriser des interventions de sensibilisation. Le cas échéant, veuillez indiquer si leur déploiement au Nord du 53<sup>e</sup> parallèle pourrait être priorisé.
- 58.2 Considérant que tous les logements disposent d'un chauffage au mazout au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, veuillez indiquer quelle est la demande de pointe typique à l'intérieur de laquelle une résidence au tarif D au nord du 53<sup>e</sup> parallèle peut combler les besoins de base en électricité en excluant les chauffages d'appoint et le chauffage de l'eau.
- 58.3 Veuillez élaborer sur les avantages et les inconvénients, pour le Distributeur comme pour les consommateurs et pour les organismes qui gèrent leurs factures, d'une facturation en puissance à un niveau nettement inférieur à 50 kW, spécifique aux réseaux au Nord du 53<sup>e</sup> parallèle, comme alternative ou en complément à la facturation à un taux dissuasif de la deuxième tranche au-delà de 30 kWh par jour.

## **MODIFICATIONS AUX TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR**

### **Tarifs généraux (M)**

- 59. Références :** (i) Tarifs et conditions du Distributeur au 1<sup>er</sup> avril 2013, p. 35;  
(ii) Pièce B-0051, p. 40.

**Préambule :**

Selon la référence (i), le tarif M « *ne s'applique pas à l'abonnement dont la puissance maximale appelée est toujours inférieure à 50 kilowatts pendant les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée* ».

À la référence (ii), le Distributeur propose que le tarif M « *ne s'applique pas à l'abonnement dont la puissance maximale appelée ne dépasse jamais 50 kilowatts pendant les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée* ». [nous soulignons]

**Demande :**

- 59.1 Veuillez confirmer que l'effet du changement proposé serait que, contrairement au domaine d'application actuellement en vigueur au tarif M, les clients du tarif M dont la puissance maximale atteindrait 50 kilowatts au cours des 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée, pourraient conserver ce tarif.