

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 8
DE LA RÉGIE**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 8 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
À HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION (LE DISTRIBUTEUR)
SUR LA DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2018-2019

IMPLANTATION D'UN MÉCANISME DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE (MRI)

Facteur d'inflation (I)

1. **Références :**
- (i) Dossier R-3897-2014, pièce [C-HQT-HQD-0028](#), p. 15;
 - (ii) Dossier R-3897-2014, pièce [C-HQT-HQD-0057](#), p. 14;
 - (iii) Pièce [B-0177](#), p. 9;
 - (iv) Pièce [B-0177](#), p. 13;
 - (v) Décision [D-2017-043](#); par. 383.

Préambule :

(i) « Le taux d'inflation proposé est une combinaison de l'IPC et du taux de croissance des salaires d'Hydro-Québec, tel qu'utilisé actuellement afin de mieux refléter les spécificités et le contexte du Distributeur. »

(ii) Dans leur témoignage sur les caractéristiques des MRI du Distributeur, les experts de Concentric Energy Advisors proposent, comme facteur d'inflation (I) :

« Weighted combination of the Distributor's labor inflation and Canada's general inflation, similar to current inflation measure» [nous soulignons]

(iii) « Bien que l'utilisation de l'IPC Québec, taux global d'inflation, offre l'avantage d'être factuel, non controversé, fiable et simple à calculer, il comporte d'importantes lacunes. Certes, l'IPC Québec est représentatif de l'évolution des prix des biens à la consommation, mais il n'est pas représentatif de l'évolution de l'ensemble des coûts relatifs aux biens et services consommés par le Distributeur maintenant inclus dans la Formule d'indexation déterminée par la Régie. [...].

Bien que le Distributeur consomme un certain nombre de biens et services composant le panier de consommation des ménages, une majorité des composantes de ce panier ne font pas partie des biens consommés par le Distributeur. A contrario, certains biens acquis par le Distributeur ne se retrouvent pas dans le panier des ménages, comme par exemple, les achats de matériel qui sont capitalisés aux investissements. De plus, les biens qui composent le panier de l'IPC Québec sont calculés aux prix de détail alors que la majorité des achats d'Hydro-Québec se font aux prix de gros.

La composition du panier de consommation des ménages qui sert de base pour mesurer l'évolution des prix des biens et services de l'IPC provient des données de l'Enquête sur les dépenses des ménages (EDM) de Statistique Canada et est disponible au tableau 326-0031.

L'analyse des données de ce tableau permet de constater que plus de 80 % des dépenses des ménages proviennent essentiellement de sept catégories de biens et services, soit : l'alimentation, le logement, le transport (incluant l'essence), les soins de santé et personnels, les loisirs, les produits du tabac et boissons alcooliques et les jeux de hasard.

Autre biais, la consommation de combustible (mazout et essence), qui représente environ 5 % des dépenses des ménages québécois, a un impact important sur les fluctuations de l'IPC. À titre d'exemple, en 2015, l'inflation au Québec a été de 1,1 %, mais la hausse de l'IPC sans l'essence a été de 2,1 %. En 2016, le même phénomène s'est reproduit de sorte que la baisse du prix de l'essence a réduit l'inflation au Québec de près de la moitié sur deux ans.

Partant des constats de la faible représentativité de l'IPC Québec pour l'évolution de l'ensemble des autres coûts relatifs aux acquisitions de biens et services et de l'ajout dans la Formule d'indexation de nouveaux éléments de coûts liés aux actifs, le Distributeur propose le recours à deux indices, l'un pour les coûts liés aux actifs, l'autre pour les coûts des autres biens et services. » [références omises]

(iv) « Le Distributeur adhère à l'utilisation de la moyenne mobile des trois dernières années pour le facteur d'indexation des salaires. Toutefois, plutôt que de recourir à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble pour les autres charges, il préconise d'étendre l'utilisation de la moyenne mobile sur trois ans aux deux autres indices composant le Facteur I qui montrent également une certaine volatilité dans le temps. De façon générale, les indices de prix fluctuent autant que les indices de la rémunération, mais vont représenter plus de 80 % du Facteur I, en raison de la pondération des composantes. » [références omises]

Demandes :

- 1.1 La Régie comprend que le Distributeur proposait initialement, et ce tel que recommandé par les experts de CEA, d'utiliser, comme facteur I, une combinaison de l'IPC du Canada et du taux de croissance des salaires d'Hydro-Québec (références (i) et (ii)).

Veillez préciser de quelle manière l'IPC du Canada est plus représentatif de l'évolution de l'ensemble des coûts relatifs aux biens et services consommés par le Distributeur, de même que pour les coûts relatifs aux actifs.

Réponse :

- 1 **Du point de vue du Distributeur, l'IPC Canada n'est pas nécessairement un**
2 **meilleur facteur d'indexation que l'IPC Québec dans le cadre du MRI, car son**
3 **utilisation présente les mêmes lacunes et biais que celle de l'IPC global du**
4 **Québec, à savoir, le type de biens achetés par les consommateurs n'est pas**
5 **représentatif des achats du Distributeur et les fluctuations du prix du pétrole**
6 **influencent grandement l'évolution de l'IPC.**

1 **Toutefois, dans le cas des achats de services, l'IPC Québec-services se révèle**
2 **être un meilleur facteur d'indexation que l'IPC Canada puisqu'il reflète**
3 **spécifiquement l'utilisation du coût des services au Québec.**

4 **Dans la phase 1, l'IPC Canada avait été proposé pour deux raisons. D'une**
5 **part, cet indice était déjà utilisé aux fins de détermination des charges**
6 **d'exploitation de la formule paramétrique et, d'autre part, il était reconnu en**
7 **mode prévisionnel, l'inflation prévue étant déterminée en fonction de la cible**
8 **de la Banque du Canada, soit 2 % par année.**

9 **Dans la phase 3, le Distributeur a révisé sa proposition pour tenir compte des**
10 **critères énoncés par la Régie dans sa décision D-2017-043 pour le choix des**
11 **indices composant le Facteur I, soit l'utilisation de données historiques, le**
12 **recours à de l'information publique et le reflet des prix des intrants et des**
13 **salaires québécois.**

14 **Ainsi, le Distributeur a proposé ce qui lui semblait les meilleurs indices de**
15 **prix possibles en fonction de ces critères, lesquels sont dans la même famille**
16 **d'indices que ceux proposés par la Régie.**

1.2 Veuillez indiquer dans quelle mesure les lacunes concernant l'IPC Québec, évoquées
par le Distributeur en référence (iii), ne se retrouvent pas dans l'IPC Canada.

Réponse :

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

1.3 Veuillez indiquer si la recommandation d'étendre l'utilisation de la moyenne mobile
sur l'ensemble des sous-indices (référence (iv)) s'inscrit dans la tendance observée
lors de l'implantation de MRI dans les autres juridictions étudiées par les experts du
Distributeur.

Réponse de Concentric :

18 **Concentric has not observed inflation indices that incorporate a historical**
19 **rolling average, however it does observe that other jurisdictions such as**
20 **Massachusetts use data that is “(1) readily available, (2) more stable than**
21 **other inflation measures; and (3) maintained on a timely basis.”¹ The use of a**
22 **rolling average thus contributes to the second objective, stability of the index.**

23 **The Ontario Energy Board (OEB) established in its 4th Generation Incentive**
24 **Regulation Report of the Board² that the inflation factor must be constructed**

¹ MA DPU 17-05 Final Order for Eversource, November 31, 2017 at 393.

² Report of the Ontario Energy Board, October 18, 2012, p 16.

1 and updated using data that is readily available from public and objective
2 sources such as, for example, Statistics Canada, the Bank of Canada, and
3 Human Resources and Social Development Canada; to the extent practicable,
4 the component of the inflation factor designed to adjust for inflation in non-
5 labour prices should be indexed by Ontario distribution industry specific
6 indices; and the component of the inflation factor designed to adjust for
7 inflation in labour prices will be indexed by an appropriate generic and off-the-
8 shelf labour price index (i.e., not distribution industry-specific).

Complément de réponse du Distributeur :

9 **Le Distributeur souligne que l'objectif visé par l'utilisation de la moyenne**
10 **mobile est d'atténuer les effets dus à la volatilité des indices de croissance,**
11 **tout comme le propose la Régie pour le facteur d'indexation des salaires.**

1.4 Veuillez présenter, à l'aide d'un tableau, une représentation graphique de l'évolution des indices suivants, pour la période débutant le 1^{er} janvier 2010 et se terminant le 31 décembre 2017, ou la période la plus récente selon la disponibilité des données :

- Facteur I proposé par la Régie dans la décision D-2017-043;
- Facteur I proposé par le Distributeur en phase I (référence (i));
- Facteur I proposé par le Distributeur en phase III ;
- Facteur I proposé par le Distributeur, avec l'utilisation d'une moyenne mobile des trois dernières années exclusivement sur les charges salariales.

Veuillez également déposer un fichier Excel de l'ensemble des données utilisées par le Distributeur pour cet exercice.

Réponse :

12 **La figure suivante présente l'évolution du Facteur I de 2010 à 2017 selon les**
13 **quatre scénarios demandés. Le Distributeur souligne qu'aux fins de cette**
14 **illustration, il a utilisé les hypothèses suivantes pour tous les scénarios :**

- **Période de référence selon l'année civile (janvier à décembre) ;**
- **Poids relatif des catégories de dépenses (pondération des indices) en fonction des données de l'année témoin 2018³ afin de ne présenter que l'effet des indices.**

³ HQD-20, document 1 (B-0177), tableau 4.

**FIGURE R-1.4 :
ÉVOLUTION DU FACTEUR I 2010-2017 SELON QUATRE PROPOSITIONS (M\$)**



- 1 • A - Proposition Régie : moyenne mobile 3 ans de la Rémunération
- 2 hebdomadaire moyenne et dernière année de l'IPC Québec
- 3 • B - Proposition HQD en phase I : prévision du coût de la
- 4 rémunération HQ et de l'IPC Canada
- 5 • C - Proposition HQD en phase III : moyennes mobiles 3 ans des trois
- 6 composantes
- 7 • D - Proposition HQD en phase III : moyenne mobile 3 ans
- 8 exclusivement sur les charges salariales.

9 Comme le montre la figure, l'utilisation du Facteur I, tel qu'il est proposé par le
10 Distributeur (courbe C), offre une plus grande stabilité. L'écart type sur la
11 période 2010-2017 est de 0,37 % pour cette proposition comparativement à un
12 écart type de 0,72 % pour la proposition de la Régie (courbe A) et de 0,18 % et
13 0,87 % respectivement pour les courbes B et D.

14 Les données utilisées à la figure R-1.4 se retrouvent au fichier Excel HQD-21-
15 1.2_R-1.4.xlsx.

Facteur X

2. Références : (i) [Pièce C-AQCIE-CIFQ-0032](#), pp. 52 et 56;
(ii) [Pièce C-AHQ-ARQ-0013](#), p. 16;

- (iii) [Pièce C-FCEI-0016](#), p. 15;
- (iv) [Pièce C-SÉ-0019](#), p. vii.

Préambule :

(i) Le *Pacific Economic Group Research LLC* (PEG) indique que « *the preponderance of evidence assembled suggests that an X factor of +0.30% is just and reasonable for the first-generation MRI of HQD* ». [...] « *Considering all of these factors, and precedents in other jurisdictions, we believe that a stretch factor of 0.20% is reasonable for HQD* ».

(ii) L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de « *retenir un bénéfice client (Facteur s) de 1,2 % pour la première génération du MRI du Distributeur* ».

(iii) Selon la FCEI, « *si l'on suppose que la formule d'indexation couvre une enveloppe de 2 700 M\$, l'efficacité anticipée par la FCEI correspondrait à 2,4%. Lorsque réparti sur trois ans, cela suppose un facteur X de 0,8%* ». La FCEI indique ne pas avoir évalué le dividende client. Toutefois, « *elle est d'avis que le dividende client devrait être corrélé positivement avec le niveau d'incitatif que procure le mécanisme* ».

(iv) Compte tenu qu'une étude complète du facteur de productivité (facteur X) sera entreprise dans les premières années du mécanisme, S.É. recommande « *de conserver pour l'instant le facteur X de 1,5% qui existe présentement dans la formule paramétrique* ».

Demande :

La question suivante s'adresse au Distributeur et à Concentric :

2.1 Veuillez commenter chacune des propositions présentées en préambule.

Réponse de Concentric :

- 1 **PEG (AQIC-CIFQ): productivity factor of 0.3% plus a stretch factor of 0.2% =**
2 **0.5%**
3 **PEG supports its recommended productivity factor of 0.3% based on a**
4 **combination of factors, but it is not clear how much weight is placed on each⁴:**
5 **• Averages of “Indexed-Based ARMs of North American Energy Utilities”**
6 **for power distributors of 0.6%;**
7 **• OEB’s “base productivity target” of 0%;**
8 **• Dr. Lowry’s “reported 0.39% power distributor PMF growth trend” in**
9 **his paper for the Berkeley Lab, and a 0.43% trend he presented with an**
10 **updated data set;**

⁴ C-AQIC-CIFQ-0032,p. 52-54

- 1 • Dr. Makholm’s -0.46% in his Eversource study, but Dr. Lowry criticizes
- 2 this work on several grounds, so it is not clear if it is given any weight;
- 3 • A “Kahn method” estimate for HQD of 0.67% that he computes;
- 4 • Other proposed X factors in BC and Ontario.

5 As mentioned, it is not clear what weight PEG places on each of these
6 measures of productivity, but Concentric has some significant concerns with
7 PEG’s approach on the productivity estimate. In its Table 4 “Indexed-Based
8 ARMs of North American Energy Utilities”, PEG reports the average
9 productivity factor of 38 programs. Of these, 31 have expired, and the
10 productivity studies underlying them are clearly outdated. That leaves 7 that
11 are current programs; 4 of which are for power distributors. Taking the
12 average “productivity trend” of these 4, assuming the same stretch factor for
13 Alberta used in 2012 of 0.2%, the productivity trend is 0.14%. The average X,
14 including the maximum stretch factor for Ontario, is 0.09%. Assuming the
15 minimum stretch factor in Ontario, the result is -0.06%. This is a more
16 accurate depiction of the regulatory decisions in Dr. Lowry’s table.

17 It is worthwhile to note that the OEB’s 0% X factor is the result of a study
18 conducted by PEG. PEG’s study, based on data for 2002-2012 from Ontario’s
19 70+ electric distributors, led to an estimated negative productivity factor
20 of -0.33%, but recommended a productivity factor of zero. The Board noted⁵:

21 TFP results changed dramatically when the analysis was updated
22 to include 2012 data. While the results indicated an average annual
23 industry TFP growth of 0.19% between 2002-2011, average annual
24 industry TFP over the 2002-2012 period declined to -0.33%.

25 The additional datapoint in PEG’s assessment, other than his own reported
26 work which has not been presented or accepted in a regulatory proceeding, is
27 his “Kahn method” calculation based on HQD’s historic revenue
28 requirements. There are several fundamental problems with this approach: as
29 PEG acknowledges “it is not fully comparable to a PMF trend estimate”.
30 Further, a trend based on industry productivity is the typical standard for
31 setting an X factor, not that of a single utility. Dr. Lowry aggregates HQD’s
32 revenues excluding transmission and electricity costs, but makes no
33 adjustments for other included/excluded cost items under the formula. Lastly,
34 Dr. Lowry’s calculation assumes 100% customer growth in his calculation,
35 whereas the MRI plan would only allow a G factor of 75%. This adjustment
36 alone lowers DR. Lowry’s implied X from 0.67% to 0.37%.

⁵ EB-2010-0379, Report of the Board, Rate Setting Parameters and Benchmarking under the Renewed Regulatory Framework for Ontario’s Electricity Distributors, p.15.

1 On balance, Concentric finds greater value in the recent productivity studies,
2 contained in Table 5 of its Report⁶, as a clearer depiction of the industry
3 productivity trend, and the average of -0.52%, which is closer to PEG's own
4 study in Ontario (see also Concentric's introductory remarks to responses to
5 AQCIE-CIFQ at HQD-21, Document 3, page 3).

6 On the issue of stretch factor, PEG's recommendation and Concentric's are
7 very close, at 0.2% and 0.25% respectively. Concentric concluded: Practically
8 speaking, a stretch factor is a judgmental matter designed to guarantee
9 consumers savings greater than the industry trend level. It is not designed to
10 remedy any bias in other plan elements. Taking these recent examples, the
11 previous Alberta and recent Massachusetts stretch factors of 0.2% and 0.25%,
12 respectively, establish reasonable benchmarks. So, we are in reasonable
13 agreement.

14 **AHQ-ARQ: productivity factor of 0.3% plus a stretch factor of 1.2% = 1.5%**

15 AHQ-ARQ relies on the evidence of PEG in reaching its productivity factor
16 recommendation. We have indicated above why this is an unreliable estimate.
17 The recommended 1.2% stretch factor is supported by an expectation that by
18 moving to and MRI with more expense categories subject to indexation "could
19 introduce a favourable bias to the distributor". AHQ-ARQ reaches this
20 conclusion initially based on an examination of the trend in depreciation and
21 customer accounts. AHQ-ARQ attempts to justify this recommendation with a
22 further explanation provided in response to the Régie's information request
23 n° 1⁷ from January 31, 2018. This explanation is primarily based on three
24 assumptions without merit or support:

- 25 • The presumption of an additional 1% efficiency gain without support or
26 justification, which is already a simple addition of a 1% stretch factor;
- 27 • The inclusion of additional elements in the formula not approved by the
28 Régie;
- 29 • The presumption of an inflation rate that does not meet the
30 requirements of the Régie or HQD's proposal for a realistic input-based
31 inflation index for a utility.

32 In addition to the aforementioned unsubstantiated assumptions, AHQ-ARQ
33 appears to calculate this "stretch factor" by adding terms without an
34 understanding of how these terms interact. Concentric notes that a 1.2%
35 stretch factor would be greater than any ever implemented for a power
36 distributor. It is also six times larger than that proposed by the intervenor's

⁶ HQD-20, document 2 (B-0178), p. 22.

⁷ C-AHQ-ARQ-019, R1.1.

1 expert, PEG. According to PEG’s Table 4, the largest ever adopted was in
2 Ontario at 0.6%, and that was for the least efficient utility.

3 This is a confusing and unsubstantiated recommendation, without the support
4 that is necessary for such an important MRI parameter. There is simply no
5 basis for this recommendation.

6 **FCEI: X factor of 0.8%**

7 FCEI’s recommendation is based on computations including the average
8 productivity FCEI estimates for HQD over the 2001-2015 period of 1.06%, and
9 additional cost impacts from the “LAD” project and “actions de gestion
10 courante”. FCEI concludes that the Distributor’s efficiency will be 2.4% over
11 three years and 0.8% annually.

12 FCEI’s reliance on historic performance of HQD is not an appropriate basis for
13 setting the X factor on a going forward basis. The method that FCEI has used
14 relies on outdated and project-specific results that are not an accurate
15 portrayal of HQD’s historic productivity. The objective should be to establish
16 an industry productivity trend as the target.

17 **SE: X factor of 1.5%**

18 SE reaches its recommendation on the basis of:

- 19 • Given that a complete study of the productivity factor (factor X) will be
20 undertaken in the first years of the mechanism, SE recommends that
21 the Régie de l’énergie maintain for the moment the 1.5% factor X that
22 currently exists in the parametric formula.

23 The SE proposal is problematic for several reasons. The new MRI will cover
24 substantially more costs than the prior parametric formula. And, this
25 recommendation does not provide the Régie with useful information on
26 industry productivity trends it can rely upon to inform its judgement. Finally,
27 this recommended X factor would be higher than that in effect for any North
28 American power distributor, and higher than that recommended by any other
29 intervenor. It is not a realistic basis for HQD’s MRI program.

Complément de réponse du Distributeur :

30 Le Distributeur fait sienne la réponse de Concentric.

Application des critères de détermination des exclusions et des exogènes

3. Référence : Pièce [B-0175](#), p. 8.

Préambule :

« Les mécanismes de type I-X tels que la Formule d'indexation sont améliorés en y ajoutant des composantes additionnelles, « étant donné qu'une formule simple ne peut intégrer toutes les pressions exercées sur les coûts des sociétés de service public ».

Parmi ces composantes, on compte notamment « les éléments traités à l'extérieur de la formule (facteurs Y) et les coûts reliés à des événements extraordinaires ou imprévus hors du contrôle de la société de service public (facteurs Z) ». »

Demandes :

3.1 Veuillez indiquer le traitement proposé aux modifications relatives aux PCGR des États-Unis, par exemple les modifications à l'ASC 715 et à la méthode de répartition des autres composantes des avantages sociaux futurs, selon le MRI proposé par le Distributeur.

Réponse :

1 **Comme décrit à la pièce HQD-3, document 4 révisée (B-0175)⁸, le Distributeur**
2 **rappelle que le traitement en Facteur Z vise la récupération de coûts**
3 **exceptionnels, résultant d'événements inopinés échappant au contrôle du**
4 **Distributeur et pour lesquels il est impossible de prévoir l'occurrence. La**
5 **nature « imprévisible » s'entend ici par un événement dont le Distributeur ne**
6 **pouvait prévoir l'occurrence (hors de son contrôle), mais aussi par un**
7 **événement dont le Distributeur n'a pu intégrer les coûts au moment de**
8 **l'établissement des revenus requis assujettis au mécanisme de plafonnement**
9 **des revenus.**

10 **Par conséquent, de l'avis du Distributeur, les demandes qui découlent de**
11 **modifications relatives aux PCGR des États-Unis, de même que celles**
12 **relatives aux révisions de la durée de vie utile des actifs devraient être**
13 **examinées au cas le cas mais, dans leur ensemble, répondent à la définition**
14 **d'un Facteur Z dans la mesure où les coûts afférents à ces événements**
15 **dépassent le seuil de matérialité fixé par la Régie.**

16 **Les événements susceptibles de déclencher un traitement en Facteur Z étant**
17 **nombreux et diversifiés, le mode d'intégration des coûts captés aura à être**
18 **déterminé au cas le cas, selon le type d'événement visé.**

⁸ Pages 8 et 26.

3.2 Veuillez indiquer le traitement proposé relatif aux révisions de la durée de vie utile des actifs, selon le MRI proposé par le Distributeur

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 3.1.**

Facteur Y – Coût de retraite

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0175](#), p. 13 et 14;
 - (ii) Pièce [B-0175](#), p. 27;
 - (iii) Décision [D-2015-189](#), dossier R-3927-2016, p. 30 et 31.

Préambule :

(i) « D'emblée, le Distributeur juge important de revenir sur la variabilité du coût de retraite, élément qui avait été débattu lors des discussions entourant la mise en place d'un compte d'écart.

Ainsi, dans le cadre du dossier tarifaire R-3740-2010, et comme rappelé par la Régie au paragraphe 361 de sa décision D-2017-043, le Distributeur considérait à l'époque que l'établissement d'un compte d'écart qui capterait les écarts de prévision des coûts de retraite ne constituait pas le mécanisme le plus approprié pour se prémunir contre la variabilité de ces coûts. En appui à cette affirmation, il rappelait que la somme cumulative des écarts entre les montants autorisés et les montants réels pour les six années pour lesquelles des données complètes étaient disponibles, soit 2004 à 2009, était de l'ordre de 7 M\$ défavorable à son égard.

Le Distributeur est toujours en accord avec cette analyse. Contrairement à la Régie, le Distributeur constate cependant que la volatilité des coûts de retraite d'année en année s'est maintenue et a même pris de l'ampleur au fil du temps. Le Distributeur considère que c'est cette volatilité qui est le principal élément à considérer pour déterminer si le coût de retraite doit être établi comme une exclusion ou être intégré à la Formule d'indexation, et non pas la variabilité en lien avec les écarts réel/autorisé pour une année donnée. » [nous soulignons]

(ii) Le Distributeur soutient qu'il est également nécessaire d'adjoindre un CER à chacun des éléments de coûts récurrents traités en exclusion. À cet égard, le Distributeur propose donc le maintien du « Compte d'écart relatif au coût de retraite ».

(iii) Dans sa décision D-2015-189, la Régie indique que :

« [124] Un des motifs qui a incité Hydro-Québec à effectuer un changement de référentiel comptable en faveur des US GAAP est lié au traitement comptable des avantages sociaux futurs.

« [125] La Demanderesse indique que la modification, en 2013, de la norme IAS 19R « Avantages du personnel » des IFRS prévoit, dorénavant, que le rendement prévu des actifs

est déterminé à partir du taux d'actualisation de l'obligation au titre des prestations définies. Dans le contexte économique actuel, sous les IFRS, les bas taux d'intérêt entraînent un impact à la hausse sur le coût de retraite. En comparaison, les PCGR du Canada et des États-Unis permettent d'utiliser un rendement correspondant au taux de rendement prévu à long terme pour les actifs du régime de retraite.

[...]

[127] La Demanderesse mentionne que les principales différences résultant de l'application des US GAAP par rapport aux IFRS se retrouvent, d'une part, dans la comptabilisation des gains et pertes actuariels liés au coût de retraite et aux avantages postérieurs à la retraite autres que la retraite (APRA) ainsi que des coûts des services passés et, d'autre part, dans le calcul du rendement prévu des actifs des régimes.

[128] Elle explique qu'en vertu des normes ASC 715 « Compensation Retirement Benefits » et ASC 712 « Compensation-Nonretirement Postemployment Benefits », les gains et pertes actuariels ainsi que les coûts des services passés sont comptabilisés aux AÉRÉ et amortis aux résultats par la suite. Les gains et pertes actuariels sont amortis selon l'approche dite du « corridor », approche identique à celle utilisée auparavant sous le référentiel des PCGR du Canada. Cette approche permet de constater, dans le coût des régimes, l'amortissement des gains et pertes qui excèdent 10 % de l'actif ou de l'obligation du régime, selon le plus élevé des deux. Les coûts des services passés sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur des périodes n'excédant pas la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés actifs. Pour la Demanderesse, cette durée résiduelle moyenne est de 13 ans au 1er janvier 2015.

[129] Finalement, le rendement prévu de l'actif du régime est fondé sur une valeur liée au rendement du marché, qui est déterminée par l'application d'une moyenne mobile sur cinq ans, dans le cas des actions, et par l'évaluation des autres catégories d'actifs à leur juste valeur. »

Demandes :

4.1 Veuillez expliquer pourquoi dans le cadre du MRI, le Distributeur soutient qu'il est nécessaire d'adjoindre un CER au coût de retraite traité en exclusion (référence (ii)) alors que « le Distributeur considérait à l'époque que l'établissement d'un compte d'écarts qui capterait les écarts de prévision des coûts de retraite ne constituait pas le mécanisme le plus approprié pour se prémunir contre la variabilité de ces coûts » (référence (i)).

Réponse :

1 **La référence au préambule (i) de la position du Distributeur dans le cadre du**
2 **dossier tarifaire R-3740-2010 se voulait un rappel des discussions ayant à**
3 **l'époque entouré la mise en place d'un compte d'écarts. Cependant, elle ne**
4 **peut être mise en opposition directe à la position actuelle du Distributeur.**

5 **Dans le cadre de ce dossier, le Distributeur constatait que la somme**
6 **cumulative de 2004 à 2009 des écarts entre les montants autorisés et les**
7 **montants réels était de l'ordre de 7 M\$ défavorable à son égard. De l'avis du**
8 **Distributeur, cela ne justifiait pas la mise en place d'un compte d'écarts, cette**
9 **position s'inscrivant dans le contexte économique qui prévalait au cours de**

1 ces années. Dans ce contexte de faible variabilité, le Distributeur considérait
2 alors la gestion de la charge de retraite comme une partie intégrante de sa
3 masse salariale.

4 Le contexte économique ayant changé depuis 2008-2009, le Distributeur
5 constate que les variations des taux sous-jacents au coût de retraite,
6 occasionnées par les fluctuations des valeurs de marché, ont accentué au fil
7 des ans les écarts entre les montants réels et ceux autorisés créant ainsi une
8 variabilité plus grande du coût de retraite. Le Distributeur ne peut donc plus
9 affirmer que la gestion de la charge de retraite demeure partie intégrante de sa
10 masse salariale.

11 Ainsi, comme expliqué en réponse à la question 10.1, dans le contexte du
12 maintien des modalités en vigueur du MTÉR, le Distributeur considère qu'à
13 titre de Facteur Y, le coût de retraite qui est maintenant clairement un élément
14 hors de son contrôle, doit continuer à faire l'objet d'un CER traité lui aussi en
15 exclusion, et ce, afin que seuls les coûts réellement encourus soient reflétés
16 dans ses tarifs, permettant ainsi de protéger la clientèle de la variabilité du
17 coût de retraite constatée au cours des dernières années.

4.2 Veuillez comparer la volatilité du coût de retraite établi en vertu des normes IFRS par rapport aux PCGR canadiens et américains. Veuillez expliquer les différences.

Réponse :

18 Le coût de retraite selon les normes IFRS et les PCGR des États-Unis se
19 composent des éléments présentés au tableau R-4.2.

TABLEAU R-4.2
COMPOSANTES DU COÛT DE RETRAITE D'HYDRO-QUÉBEC DE 2018
(IFRS ET PCGR DES ÉTATS-UNIS)

	IFRS	PCGR des États-Unis
Coût des services rendus	Même calcul	
Intérêts sur l'obligation	Même calcul	
Rendement prévu des actifs	Calcul fait avec la juste valeur des actifs	Calcul fait avec la valeur liée au marché des actifs
	Calculé avec le même taux que les intérêts sur l'obligation	Calculé au taux de rendement prévu de 6,5 %, net de frais
Amortissement de la perte actuarielle nette	n/a	Amortissement minimal selon l'approche dite du «corridor»

1 Parmi les composantes du coût de retraite, certaines sont calculées de la
2 même façon en IFRS qu'en PCGR des États-Unis. Par exemple, le coût des
3 services rendus est essentiellement le même dans les deux référentiels et, de
4 ce fait, sa volatilité. Il en va de même pour le calcul des intérêts sur
5 l'obligation. Ces deux éléments sont principalement affectés par des
6 variations de taux d'intérêt.

7 Une des différences entre les deux référentiels comptables se reflète dans le
8 calcul du rendement prévu des actifs. En vertu des IFRS, l'actif utilisé pour ce
9 calcul est évalué à sa valeur marchande alors qu'il correspond à la valeur liée
10 au marché (valeur lissée) pour le calcul en PCGR des États-Unis. L'actif utilisé
11 pour ce calcul est plus volatile en IFRS, quoique dans les deux cas il fluctue
12 en fonction du rendement réalisé sur l'actif. De plus, le taux utilisé pour le
13 rendement prévu en PCGR des États-Unis est fixé au taux de rendement prévu
14 à long terme et n'est pas amené à changer fréquemment, réduisant la
15 volatilité. Le taux utilisé en IFRS est équivalent au taux d'actualisation pour le
16 calcul des intérêts sur l'obligation. Il s'agit donc d'un taux qui fluctue
17 continuellement en fonction des taux d'intérêt sur le marché. Ces deux
18 facteurs impliquent que le rendement prévu des actifs est plus volatil en IFRS
19 qu'en PCGR des États-Unis.

20 Le coût établi en vertu des PCGR des États-Unis inclut une composante qui
21 n'est pas présente en IFRS, soit l'amortissement de la perte actuarielle nette.
22 Les gains et les pertes actuariels apparaissent notamment lorsque le
23 rendement réalisé sur l'actif diffère de celui qui était prévu ou que le taux
24 d'actualisation du passif en fin d'année diffère de celui en début d'année.
25 Comme ces deux facteurs (rendement réalisé et taux d'actualisation) fluctuent
26 continuellement, la perte actuarielle nette à amortir fluctue également d'une
27 année à l'autre. Il s'agit donc d'une composante ajoutant de la volatilité au
28 coût de retraite en vertu des PCGR des États-Unis.

29 Enfin, le référentiel comptable des PCGR du Canada ne peut plus être utilisé.
30 Toutefois, il s'apparentait aux PCGR des États-Unis pour la comptabilisation
31 du coût de retraite.

4.3 Veuillez comparer la variabilité du coût de retraite établi en vertu des normes IFRS
par rapport aux PCGR canadiens et américains. Veuillez expliquer les différences.

Réponse :

32 En 2017, une analyse de sensibilité du coût de retraite de 2018 a été effectuée,
33 tant en vertu des PCGR des États-Unis qu'en vertu des IFRS. Les scénarios
34 ont fait simultanément varier les taux d'intérêt et le rendement réalisé au
35 cours de l'année sur les actifs.

1 Bien que le montant du coût de retraite établi selon les PCGR des États-Unis
2 soit très différent de celui établi en vertu des IFRS, la variabilité de celui-ci est
3 sensiblement la même selon les deux référentiels comptables.

4 En effet, selon les scénarios compris dans un intervalle des plus probables
5 contenant la moitié des scénarios simulés, les coûts de retraite simulés
6 étaient répartis dans un intervalle de 340 M\$ en PCGR des États-Unis et dans
7 un intervalle de 300 M\$ en IFRS. Ces intervalles en M\$ représentent la
8 différence entre le coût du 75^e centile et celui du 25^e centile.

9 Selon les scénarios compris dans un intervalle plus extrême contenant 90 %
10 des scénarios simulés, les coûts de retraite simulés étaient répartis dans un
11 intervalle de 700 M\$ en PCGR des États-Unis et dans un intervalle de 730 M\$
12 en IFRS. Ces intervalles en M\$ représentent la différence entre le coût du 95^e
13 centile et celui du 5^e centile.

14 Le référentiel comptable des PCGR du Canada ne peut plus être utilisé.
15 Toutefois, il s'apparentait aux PCGR des États-Unis pour la comptabilisation
16 du coût de retraite.

5. Référence : Pièce [B-0175](#), p. 16.

Préambule :

« Les variations du rendement de l'actif affectent les autres composantes du coût de retraite. Ainsi, des analyses de sensibilité démontrent qu'une variation de 10 % du rendement de l'actif de la caisse de retraite autour du rendement espéré entraîne une fluctuation de près de 200 M\$ du coût de retraite. Les écarts entre le rendement attendu et le rendement réalisé proviennent majoritairement d'éléments hors du contrôle d'Hydro-Québec : mouvements des taux d'intérêts et des taux de change, et rendements des indices boursiers. Selon ces analyses, seulement une petite partie des fluctuations du rendement de l'actif de la caisse de retraite, soit les décisions d'investissement, est attribuable aux actions d'Hydro-Québec. »
[nous soulignons]

Demande :

5.1 Veuillez expliquer et quantifier la « *petite partie des fluctuations du rendement de l'actif de la caisse de retraite, soit les décisions d'investissement, est attribuable aux actions d'Hydro-Québec* ».

Réponse :

17 En 2017, une analyse du rendement des caisses de retraite canadiennes de
18 plus d'un milliard de dollars sur la période de 10 ans comprise entre 2007 et
19 2016 a permis d'évaluer la part des variations de rendement annuel attribuable
20 aux marchés de celle attribuable aux décisions de gestion de ces firmes. De

1 plus, elle a permis d'évaluer le positionnement de ces caisses par rapport à
2 celui de la caisse de retraite d'Hydro-Québec.

3 Une régression statistique entre le rendement annuel de la caisse de retraite
4 d'Hydro-Québec et celui de la médiane des caisses de retraite de taille
5 comparable montre que 98,5 % (coefficient de détermination ou R^2) de la
6 variation annuelle des rendements de la caisse de retraite d'Hydro-Québec est
7 attribuable à des facteurs communs à ceux du rendement médian des caisses
8 canadiennes. Ainsi, la presque totalité des variations de rendements annuels
9 n'était pas liée à des décisions de gestion spécifiques à Hydro-Québec, mais
10 plutôt aux fluctuations des marchés financiers affectant l'ensemble des
11 caisses de retraite. Statistiquement, uniquement 1,5 % des variations
12 annuelles du rendement de la caisse sont donc attribuables à des décisions
13 spécifiques d'Hydro-Québec, indépendantes de celles de la médiane des
14 autres caisses de retraite.

6. **Références :** (i) Pièce [B-0175](#), p. 17;
(ii) Dossier R-3677-2008, pièce [A-18-11](#), p. 21.

Préambule :

(i) « À partir des constats exposés ci-dessus, le Distributeur est d'avis que l'évolution du coût de retraite ne peut s'inscrire dans une formule d'indexation qui ne refléterait pas les fluctuations des valeurs de marché, tant pour le taux d'actualisation que pour le rendement de l'actif. L'évolution du coût de retraite intégré dans les revenus requis du Distributeur ne peut être conditionnée par l'application d'une formule de type I-X, les facteurs d'inflation et de productivité ne reflétant pas la réalité des marchés qui influencent les régimes de retraite.

Considérant les éléments suivants :

- volatilité importante découlant des variations du taux d'actualisation et du rendement de l'actif ;
- absence de contrôle d'Hydro-Québec sur les fluctuations des valeurs de marché des taux;
- coût de retraite annuel supérieur au seuil de 5 M\$ demandé ;
- dépense de nature récurrente ;

le Distributeur soutient que le coût de retraite se qualifie à titre d'exclusion. »

(ii) Dans le dossier tarifaire 2009, le Distributeur mentionnait, en audience, que :

« [...] il y a quand même des intervenants qui ont demandé la création d'un compte de frais reportés sur la charge de retraite. Le Distributeur ne favorise pas cette proposition, notamment parce qu'il considère que cette charge de retraite relève de sa gestion, qu'il s'agit d'une partie intégrante de la gestion de la masse salariale. Et nous en avons pour preuve cette année, notamment les conventions collectives récentes qui ont été signées et pour

lesquelles l'un des gains réalisé par le Distributeur relève de la charge de retraite. » [nous soulignons]

Demande :

6.1 Veuillez commenter le fait que dans le dossier tarifaire 2009, le Distributeur considérait que la charge de retraite, dans sa globalité, relevait « *de sa gestion, qu'il s'agit d'une partie intégrante de la gestion de la masse salariale* » (référence (ii)).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.1.**

7. **Référence :** Pièce [B-0176](#), p. 21.

Préambule :

En réponse à la DDR no 5 de la Régie, le témoin expert du Distributeur, Concentric, présente au tableau récapitulatif des résultats de l'étude de balisage sur le traitement des facteurs Y et Z par les autres organismes de réglementation canadiens et/ou américains.

Concentric présente notamment le résultat de l'étude de balisage du facteur Y relatif au coût de retraite.

Demandes :

7.1 Veuillez expliquer de façon détaillée le traitement « *partial* » relatif au coût de retraite autorisé par l'Ontario Energy Board.

Réponse de Concentric :

2 **Concentric noted the OEB's treatment of pension expense as partial because**
3 **the OEB authorized the continuance of a deferral account to capture ongoing**
4 **differences in Other Post Employment Benefits (« OPEBs ») arising from**
5 **Toronto Hydro's transition to US GAAP accounting.**

7.2 Veuillez déposer l'extrait pertinent de la décision du dossier EB-2014-0116 at 55 et leur motif, auxquels vous réferez.

Réponse de Concentric :

6 **Please see Attachment A "Other Post Employment Benefits (OPEB) - Account**
7 **1508 – USGAAP Deferral Account", which notes:**

1 « OEB staff noted that the OEB approved Account 1508-USGAAP
2 Deferral Account in an accounting order application (EB-2012-
3 0079) to capture the post-employment benefit difference arising
4 from Toronto Hydro's transition from CGAAP to USGAAP. As at
5 December 31, 2013, the account had a balance of \$38.8 million.

6 Toronto Hydro has indicated that as a result of its transition to
7 IFRS, there is a transitional difference from USGAAP to IFRS and
8 the estimated balance in the account as at December 31, 2014 is
9 expected to be \$36 million.

10 Toronto Hydro requested approval to continue to use this deferral
11 account to capture ongoing differences in OPEBs as a result of its
12 transition from USGAAP to IFRS. In this application, Toronto
13 Hydro is not seeking recovery for the account. Toronto Hydro
14 indicated that it projects interest rates are more likely to increase
15 over the Custom IR period, which would reduce the amount
16 recorded in the account.

17 Toronto Hydro's view is that there is a reasonable probability that
18 the current balance in the account will be substantially reduced
19 without the necessity of funding from ratepayers and hence, it is
20 not requesting disposition of the account at this time.

21 There were no objections to Toronto Hydro's request not to
22 dispose of this account at this time.

23 The OEB accepts Toronto Hydro's request. »

8. **Références :** (i) Pièce [C-FCEI-0016](#), p. 17;
(ii) Pièce [C-OC-0013](#), p. 11;
(iii) Pièce [C-UMQ-0012](#), p. 11.

Préambule :

- (i) Dans sa preuve, la FCEI indique que :

« Cela étant dit, la FCEI voit une similitude entre le coût de retraite et les coûts liés à la base de tarification. Un mécanisme similaire au TRCP pourrait être mis en place pour le coût de retraite qui isolerait le Distributeur des variations exogènes tout en l'incitant à optimiser sa masse salariale.

Quatre hypothèses actuarielles entrent dans la détermination du coût de retraite. La FCEI comprend que les variables exogènes qui engendrent un risque de variation sont le taux d'actualisation du coût des services rendus, le taux d'actualisation des intérêts sur les obligations et le taux de rendement prévu des actifs. La FCEI croit qu'il serait possible de créer un facteur Y qui neutraliserait l'effet des variations de ces taux tout en intégrant les coûts de retraite dans l'enveloppe de la formule d'indexation. Elle recommande de mettre en place une telle exclusion. »

(ii) Dans sa preuve, OC indique que :

« Si la Régie décidait d'inclure à l'intérieur de la formule d'indexation le coût de retraite, une possibilité pourrait être de permettre au Distributeur de demander la création d'un compte comptabilisant les variations du coût de retraite advenant un changement important au niveau des marchés financiers et selon un seuil de matérialité suffisant. OC entend questionner davantage PEG au sujet du coût de retraite et formulera sa recommandation finale lors de l'audience. »

(iii) Dans sa preuve, l'UMQ indique que :

« L'UMQ tient toutefois à préserver la capacité du Distributeur à remplir ses diverses fonctions sans mettre en danger la continuité des opérations ni la qualité du service. Aussi, de façon à introduire une certaine responsabilisation tout en évitant des chocs de court terme trop importants, l'UMQ propose un mécanisme hybride qui ferait assumer une première part de l'écart au Distributeur et une seconde part à la clientèle. Après avoir considéré différentes variations basées sur un mécanisme de moyenne mobile pour lisser les écarts, l'UMQ n'a pas jugé satisfaisants les résultats obtenus, car une telle approche maintient pour le Distributeur l'inconvénient d'une charge imprévisible et incontrôlable.

En conséquence, il semble à l'UMQ plus porteur et prévisible de faire porter à la responsabilité du Distributeur une portion fixe d'écarts, ce qui lui apparaît plus facile à gérer pour ce dernier, et à la clientèle la portion variable. Par hypothèse, l'UMQ suggère de ne retenir pour la durée d'application du premier MRI que les premiers 15 millions de charge relative aux coûts de retraite, ce qui se situe à la fois au seuil de matérialité évoqué par la Régie et très près du plus petit résultat obtenu sur la période analysée (18,4 M\$ en 2010).

L'UMQ recommande à la Régie de l'énergie de considérer uniquement comme faisant partie du facteur Y la partie des écarts annuels supérieurs au premier palier, établi à 15 M\$ pour la durée du premier MRI. »

[nous soulignons]

Demande :

La question suivante s'adresse au Distributeur et à Concentric :

8.1 Veuillez commenter la position de chacun des intervenants, présentée aux références (i) à (iii).

Réponse de Concentric :

1 **FCEI (i) and OC (ii) propose the possibility of a Y factor that would account for**
2 **changes in interest rates and market returns that affect pension expense but**
3 **propose to keep the pension expense within the indexing formula such that**
4 **the Distributor is not harmed but also does not benefit from changes in these**
5 **rates. This is a departure from HQD's proposal in terms what portion of the**
6 **expense is covered by the formula, versus treated outside the formula.**
7 **Concentric is of the view that the entirety of the pension expense should be Y**

1 factored since it is an expense beyond the distributor's control which is likely
2 to exceed the materiality threshold determined by the Régie.

3 Pension expenses are an aggregate of market returns and actuarial estimates
4 of pension obligations, and the year to year variations in the expense are
5 complex. The proposal by FCEI and OC would require a complex process of
6 determining which part of the expense under the formula is the result of a
7 change in market returns compared to a change in the actuarial estimate.
8 Under HQD's proposal, this process is simplified because the entirety of the
9 expense is excluded from the formula.

10 The UMQ proposes to Y factor pension expenses that exceed the \$15 million
11 materiality threshold suggested by the Régie. The UMQ argues this would
12 introduce accountability while avoiding significant shocks. Since the
13 materiality threshold is compared to the absolute value of the forecast of the
14 expense, HQD's proposal is to exclude the entirety of the expense from the
15 formula. Since pensions are beyond managements control and are likely to
16 exceed the materiality threshold, Concentric believes it is appropriate to
17 exclude these costs from the indexation formula.

Complément de réponse du Distributeur :

18 Le Distributeur est d'avis que sa proposition relative au traitement du coût de
19 retraite est simple et rencontre davantage l'objectif d'allègement
20 réglementaire.

21 D'une part, le coût de retraite se qualifie à titre de facteur Y puisqu'il respecte
22 tous les critères retenus par la Régie. En effet, le coût de retraite est volatil
23 d'une année à l'autre (imprévisibilité des montants) et difficile à prévoir, et ce,
24 compte tenu notamment des variations du taux d'actualisation et du taux de
25 rendement des actifs, deux éléments qui sont hors de son contrôle
26 (insuffisance de contrôle). De plus, le coût de retraite est une dépense de
27 nature récurrente dont les montants dépassent le seuil de matérialité.

28 D'autre part, les propositions des intervenants de créer un facteur Y qui
29 neutraliserait une portion du coût de retraite, soit en fonction des taux de
30 marché ou d'un seuil de matérialité, tout en intégrant une autre portion dans
31 l'enveloppe de la formule d'indexation, apparaissent difficilement applicables.
32 En effet, cela nécessiterait un suivi en parallèle de la partie du coût de retraite
33 intégrée dans la formule et de la partie du coût de retraite intégrée
34 spécifiquement en facteur Y, ce type de double traitement allant à l'encontre
35 du principe d'allègement réglementaire. De plus, le Distributeur rappelle qu'à
36 compter du moment où un élément de coût est inclus dans une formule
37 d'indexation, il n'est plus possible de le suivre, puisque l'élément de coût en
38 question ne sera plus présenté ni suivi de façon spécifique dans les revenus
39 requis des années 2, 3 et 4 du MRI.

1 **Ainsi, le traitement de la totalité du coût de retraite à titre de facteur Y**
 2 **permettra annuellement à la Régie de pouvoir apprécier les prévisions de**
 3 **coûts qui seront intégrées dans les revenus requis du Distributeur. De même,**
 4 **le compte d'écart relatif au coût de retraite permettra aux clients de payer le**
 5 **coût réellement encouru par le Distributeur.**

- 9. Références :** (i) Pièce [B-0080](#), p. 34;
 (ii) Dossier R-4009-2017, [B-0025](#), p. 20, tableau R-4.3

Préambule :

(i) « *Contrairement au coût de retraite, le coût des autres régimes est assez stable dans le temps. À cet effet, le Distributeur a produit un historique détaillé, couvrant les années 2009 à 2016, du coût des autres régimes au tableau R-4.3 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQTD-2, document 1 révisé (B-0025) du dossier R-4009-2017.*

Le coût des autres régimes comptabilisé selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR des États-Unis) connaît peu de volatilité entre les années 2016 et 2018. Puisque les autres régimes sont très peu capitalisés, cela induit moins de volatilité. Cette situation devrait se poursuivre pour les prochaines années. »

(ii) Le Transporteur et le Distributeur présentent au tableau R-4.3, les composantes du coût des autres régimes d'Hydro-Québec de 2009 à 2018. Voici un extrait du tableau R-4.3 :

	Réel								Prévisionnel	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Année de base 2017	Année témoin 2018
Référentiel	PCGR	PCGR	PCGR	IFRS	IFRS	IFRS	IFRS / US GAAP ¹	US GAAP ²	US GAAP ³	US GAAP ⁴
Coût des autres régimes										
Coût des services rendus, incluant les régimes à court terme	38	45	44	43	48	41	44	45	45	45
Autres composantes:	61	69	69	46	1	49	64	75	68	63
Intérêts sur les obligations	51	54	53	52	52	53	53	48	49	49
Rendement prévu des actifs (Gain actuariel)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Perte actuarielle sur les autres avantages à long terme	-	-	-	(3)	1	3	(4)	9	1	(1)
Modifications aux régimes	-	-	-	-	(49)	(4)	6	-	-	-
Amortissement de la perte actuarielle nette	(1)	3	6	-	-	-	12	26	26	23
Amortissement du crédit pour les services passés	-	-	-	-	-	-	-	(5)	(5)	(5)
Amortissement de l'actif transitoire	13	14	13	-	-	-	-	-	-	-
Total - Coût des autres régimes	99	114	113	89	49	90	108	120	113	108

Demandes :

- 9.1 Veuillez expliquer les écarts entre le coût des autres régimes de 2012 à 2015 établi en vertu des IFRS et celui de 2016 à 2018 établi en vertu des US GAAP. Veuillez expliquer les différences de traitement.

Réponse :

1 D'emblée, le Distributeur souligne que, pour les autres régimes
2 d'Hydro-Québec, les composantes suivantes sont sensiblement les mêmes en
3 vertu des IFRS et en vertu des PCGR des États-Unis durant ces années : le
4 coût des services rendus, les intérêts sur les obligations et le rendement
5 prévu des actifs.

6 Les écarts de traitement comptable importants entre les coûts des autres
7 régimes établis en vertu des IFRS et ceux établis en PCGR des États-Unis
8 durant cette période sont les suivants :

9 Traitement comptable des modifications aux régimes et amortissement du
10 crédit pour les services passés

11 Ces deux composantes reflètent une même réalité mais ne sont pas
12 comptabilisées au même moment selon chacun de ces référentiels
13 comptables. En vertu des IFRS, le coût (ou le gain dans ce cas-ci) des
14 services passés est généralement comptabilisé aux charges de l'exercice à la
15 date de la modification ou de la réduction du régime. En vertu des PCGR des
16 États-Unis, celui-ci est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire,
17 sur des périodes n'excédant pas la durée résiduelle moyenne d'activité des
18 salariés actifs. Ainsi, le gain de 49 M\$ comptabilisé en totalité en 2013 en vertu
19 des IFRS est plutôt comptabilisé linéairement sur une période d'environ 10
20 ans en PCGR des États-Unis.

21 Traitement comptable de la perte actuarielle nette

22 En vertu des PCGR des États-Unis, la perte actuarielle nette est amortie dans
23 les résultats selon la méthode du corridor. En vertu des IFRS, les gains et
24 pertes actuariels cumulés dans le Cumul des Autres éléments du résultat
25 étendu ne font l'objet d'aucun amortissement ultérieur aux résultats. Il se crée
26 donc des gains et pertes actuariels en vertu des 2 référentiels comptables
27 mais seuls les PCGR des États-Unis exigent de les amortir dans les résultats,
28 les IFRS ne le permettent pas quant à eux.

9.2 Veuillez mettre à jour le tableau R-4.3 (référence (ii)), en fournissant les coûts des autres régimes théoriques selon le référentiel PCGR, de 2012 à 2015.

Réponse :

29 Le tableau R-9.2 présente l'information demandée pour les années 2012 à
30 2015.

TABLEAU R-9.2
COMPOSANTES DU COÛT DES AUTRES RÉGIMES D'HYDRO-QUÉBEC DE 2009 À 2018
(COÛT THÉORIQUE DE 2012 À 2015)

	Réel (2009 à 2011 et 2016) et théorique (2012 à 2015)								Prévisionnel	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Année de base 2017	Année témoin 2018
Référentiel	PCGR	PCGR	PCGR	PCGR	PCGR	PCGR	US GAAP ¹	US GAAP	US GAAP	US GAAP
Coût des autres régimes										
Coût des services rendus, incluant les régimes à court terme	38	45	44	43	48	42	44	45	45	45
Autres composantes:	61	69	69	68	75	52	70	75	68	63
Intérêts sur les obligations	51	54	53	52	52	53	53	48	49	49
Rendement prévu des actifs (Gain actuariel) Perte actuarielle sur les autres avantages à long terme	(2)	(2)	(3)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Modifications aux régimes	-	-	-	-	-	-	(4)	9	1	(1)
Amortissement de la perte actuarielle nette	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortissement du crédit pour les services passés	(1)	3	6	6	12	7	25	26	26	23
Amortissement de l'actif transitoire	-	-	-	-	-	(5)	(1)	(5)	(5)	(5)
Total - Coût des autres régimes	99	114	113	111	123	94	114	120	113	108

¹ Le coût en PCGR du Canada équivaut à celui en US GAAP.

Comptes d'écarts et de reports (CER) afférents aux exclusions et exogènes

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0175](#), p. 12;
 - (ii) Pièce [B-0013](#), p. 25 et 26;
 - (iii) Pièce [B-0176](#).

Préambule :

- (i) Dans la pièce révisée du 5 janvier 2018, le Distributeur soumet que :

« *En ce qui concerne les CER se rapportant à des exclusions, il ne s'agit pas de « créer » un nouvel élément à traiter en Facteur Y, mais plutôt de faire en sorte que l'exclusion à laquelle est associé le CER en question, intégrée aux revenus requis, soit traitée en pur « pass-through » (ou « flow-through*). D'une part, l'élément de coût auquel se rapporte un CER a déjà subi le test de qualification au traitement en Facteur Y. D'autre part, la décision de créer un CER s'est appuyée sur la détermination du bien-fondé, par la Régie, de garder indemnes, tant le Distributeur que ses clients, des écarts entre les coûts prévus et les coûts réels, notamment pour des éléments estimés hors du contrôle du Distributeur, imprévisibles, volatiles ou importants, puisque les exclusions peuvent varier tant à la hausse qu'à la baisse par rapport aux prévisions. En conséquence, le Distributeur soutient qu'il est nécessaire d'ajouter un CER à chacun des éléments de coûts traités en exclusion.

Pour ce qui est des CER associés à des exogènes, il s'agit de mettre en place un mécanisme de récupération des coûts éligibles à un tel traitement, sur la base des coûts prévus ou réels, selon le cas. Dans ce cas également, c'est l'événement à l'origine d'un possible déclenchement d'un Facteur Z, et non pas le CER, qui fera l'objet de l'examen de la Régie, à la lumière des critères dont elle se sera dotée.

En conséquence, le Distributeur soutient qu'en ce qui a trait aux CER associés à des exclusions et dans le cas où des exogènes nécessitent la création de CER, la notion de cohérence doit se substituer aux critères de détermination des éléments à traiter en Facteur Y ou Z. Le critère du seuil de matérialité ne s'applique donc pas aux CER. » [nous soulignons]

(ii) Dans la pièce initiale déposée le 31 juillet 2017, le Distributeur soumet que :

« En ce qui a trait aux CER existants en lien avec des coûts récurrents de distribution et de service à la clientèle, le Distributeur propose le retrait des CER suivants : [...]

Cette proposition a pour but de limiter le nombre d'éléments à suivre à l'extérieur de la formule d'indexation, comme le souhaite la Régie, et ainsi, favoriser l'allègement réglementaire en vertu de l'article 48.1. En outre, le Distributeur souligne que le MTÉR permet le traitement d'écarts découlant d'éventuelles variations de coûts autorisés/réels pour les exclusions auxquelles ces comptes d'écarts auraient pu être associés. De fait, le MTÉR permet de traiter les écarts de prévision de toutes les dépenses associées aux coûts de distribution et de services à la clientèle. À cet égard, le Distributeur rappelle que, comme il est d'ailleurs prévu dans le cadre de la phase 3 du MRI, les dispositions de ce mécanisme seront revues afin de tenir compte de l'ensemble du nouveau régime réglementaire établi. » [nous soulignons]

(iii) En réponse à la DDR no 5 de la Régie, le témoin expert du Distributeur, Concentric, présente les résultats de l'étude de balisage sur le traitement des facteurs Y et Z par les autres organismes de réglementation canadiens et/ou américains.

Demandes :

10.1 Dans sa preuve initiale (référence (ii)), le Distributeur indique que « *Cette proposition a pour but de limiter le nombre d'éléments à suivre à l'extérieur de la formule d'indexation, comme le souhaite la Régie, et ainsi, favoriser l'allègement réglementaire en vertu de l'article 48.1. En outre, le Distributeur souligne que le MTÉR permet le traitement d'écarts découlant d'éventuelles variations de coûts autorisés/réels pour les exclusions auxquelles ces comptes d'écarts auraient pu être associés* ».

Veillez expliquer pourquoi le Distributeur a changé de position, soit du retrait des CER dans sa preuve initiale, au maintien des CER existants et à la création d'autres CER dans sa preuve révisée, tout en appliquant le MTÉR en vigueur. Veuillez justifier avant et après le changement.

Réponse :

1 **Le Distributeur souligne que ses propositions s'inscrivent dans un ensemble**
2 **devant former un tout cohérent et équilibré.**

1 À ce titre, la proposition initiale du Distributeur s'appuyait sur ses réflexions
2 en cours portant plus spécifiquement sur les facteurs I et X, mais également
3 sur le MTÉR. La proposition de retirer les CER relatifs au coût de retraite, au
4 TEQ et aux combustibles était alors conditionnée par les changements
5 envisagés à son MTÉR pour le rendre symétrique de façon à capter
6 globalement tous les écarts entre le réel et l'autorisé, tant ceux associés aux
7 coûts couverts par la formule d'indexation que ceux traités en Facteur Y.

8 Ainsi, la citation du Distributeur, dans sa preuve initiale, suivant laquelle « *le*
9 *MTÉR permet le traitement d'écarts découlant d'éventuelles variations de*
10 *coûts autorisés/réels pour les exclusions auxquelles ces comptes d'écarts*
11 *auraient pu être associés* », s'inscrivait dans l'optique d'une révision du MTÉR
12 afin que l'ensemble des caractéristiques du MRI forment un tout cohérent et
13 équitable, tant pour le Distributeur que pour la clientèle.

14 Eu égard au MTÉR, la Régie indique dans sa lettre du 21 novembre 2017
15 (A-0032) « qu'elle considère que les modalités du MTÉR applicables pour le
16 MRI sont celles qui ont été déterminées dans le cadre de la décision
17 D-2014-034 et reprises dans la décision D-2017-043 ». Conséquemment, le
18 Distributeur a modifié sa proposition afin de tenir compte de cette
19 communication et de façon à refléter le caractère asymétrique du MTÉR
20 actuellement en vigueur. Ainsi, dans la mesure où des éléments de coûts sont
21 soustraits de l'application de la formule d'indexation, car satisfaisant aux
22 critères les rendant éligibles à un traitement en facteur Y, le Distributeur est
23 d'avis que d'adjoindre un compte d'écarts à chacun d'eux permettra à la
24 clientèle de ne payer que les coûts réellement encourus.

10.2 Pourquoi selon vous, en vertu de la notion de cohérence, le critère du seuil de matérialité ne s'applique pas aux CER (référence (i)). Veuillez justifier.

Réponse :

25 Le Distributeur est d'avis que le critère du seuil de matérialité ne s'applique
26 pas aux CER puisque l'élément de coût auquel se rapporte un CER a déjà subi
27 le test de qualification au traitement en Facteur Y qui comprend lui-même un
28 seuil de matérialité.

29 D'une part, l'établissement d'un seuil de matérialité à 5 M\$ pour les Facteurs Y
30 vise le juste calibrage de la Formule d'indexation en permettant au MRI
31 d'intégrer les multiples pressions exercées sur les coûts du Distributeur pour
32 lesquelles la trajectoire s'avère incompatible avec celle de la Formule
33 d'indexation, tout en limitant le nombre d'éléments éligibles à un tel
34 traitement. D'autre part, la décision de créer un CER s'appuie sur la
35 détermination du bien-fondé, par la Régie, de garder indemnes, tant le

1 Distributeur que ses clients, des écarts entre les coûts prévus et les coûts
2 réels, notamment pour des éléments estimés hors du contrôle du Distributeur,
3 imprévisibles, volatiles ou importants, puisque les exclusions peuvent varier
4 tant à la hausse qu'à la baisse par rapport aux prévisions.

5 De plus, le Distributeur rappelle qu'historiquement aucun seuil n'a été
6 appliqué aux CER reconnus par la Régie, permettant ainsi de protéger tant le
7 Distributeur que ses clients de toute variation par rapport aux coûts projetés,
8 et ce, quelle qu'en soit l'ampleur.

10.3 Si la Régie devait accepter le CER associé à un élément traité en facteur Y ou en
facteur Z, veuillez commenter sur la possibilité d'introduire un seuil de matérialité de
5 M\$ ou 15 M\$ applicable aux CER. Veuillez justifier.

Réponse :

9 Voir la réponse à la question 10.2.

Les questions suivantes s'adressent au témoin expert du Distributeur, Concentric;

10.4 Veuillez fournir les avantages et les désavantages d'associer un CER à toutes les
exclusions et à tous les exogènes. Veuillez fournir également les avantages et les
désavantages d'introduire un seuil de matérialité de 5M\$ ou 15 M\$ applicable aux
CER. Veuillez présenter les recommandations de Concentric.

Réponse de Concentric :

10 Exclusions (Y factors) and exogenous (Z factors) serve different purposes that
11 are relevant for considering whether a variance account is necessary, whether
12 a materiality threshold should apply, and the size of a threshold, if applicable.

13 The criteria for Y factor treatment include items that are recurring, variable
14 (and thus hard to project), and beyond the control of the Distributor. Actual
15 expenses in the period are compared to the level that is already included in
16 rates (often a forecasted amount) with the understanding that a positive or
17 negative adjustment to revenue requirements will be made to « true-up » the
18 forecast amount to the actual amount.

19 The Distributor will still need to perform a calculation to identify the variance
20 and the flow-through is a straightforward administrative exercise. Concentric
21 concludes that a threshold is appropriate, but less so for Y factors than for Z
22 factors since Z factors are typically one-time events. In offering this

1 recommendation, Concentric acknowledges that the Distributor has supported
2 a threshold of \$5 million for Y factors.

3 In contrast, Z factors apply to unanticipated and often extraordinary events
4 beyond the control of the Distributor. These events and their impact on
5 revenue requirements require a regulatory review process to verify that they
6 were beyond the control of the Distributor and the quantification of
7 consequences for revenue requirements. The variances are most often
8 positive and thus the regulator is protecting the interests of customers by
9 conducting the review. Since regulatory reviews require a commitment of
10 resources by the Régie and the Distributor, a materiality threshold is
11 appropriate. A materiality threshold for Z factors is also appropriate because it
12 provides a way to distinguish between what is part of the Distributor's normal
13 business risk and what is above and beyond the risk that the utility should
14 reasonably bear. Concentric recommends that the threshold be set at
15 \$15 million based on the impact on the Distributor's earnings with reference to
16 a Z-factor decision by the Alberta Utilities Commission (AUC) for an event that
17 is beyond the Distributor's control.

- 10.5 Veuillez compléter l'étude de balisage présentée à la référence (iii) sur l'association d'un CER à des exclusions et à des exogènes, auprès des autres organismes de réglementation canadiens et/ou américains.

Réponse de Concentric :

18 Concentric notes in its response to Régie's information request n° 5⁹ that: The
19 recovery of exclusions or "pass-through" costs can take various forms but
20 are all intended to match revenue with the actual costs incurred during a
21 defined period. A common approach is to include a forecast amount in rates
22 and then use a variance account to true-up to the actual expenses at the end
23 of the year. However, not all PBR plans explicitly identify Y factors as
24 "exceptions" because some costs are included in riders that were in existence
25 prior to the PBR plan that remain in existence after the plan is implemented.
26 We have noted the distinction between items discussed by the regulator as Y
27 factors, and rate riders that can effectively be considered Y factors.

28 In Alberta, the AUC ruled to the extent there are existing rider mechanisms in
29 place: "that are working well for addressing changes to the approved flow-
30 through items, and those processes do not correspond to the timing of the
31 annual PBR rate adjustment proceedings, these applications should continue
32 to be dealt with as they are today."¹⁰

⁹ HQD-15, document 1.5, question 1.1 (B-0176), page 4.

¹⁰ Alberta Utilities Commission, Decision 2012-237, September 12, 2012, at 155.

1 The mechanics of recovery of Y factor cost were also discussed in some
2 detail by the AUC. Generally, unless a Y factor is recovered via a separate rate
3 rider, it will be tracked and settled as a Y factor adjustment in each company's
4 annual PBR rate adjustment filings. The adjustment filing would provide an
5 estimate to be used in rate for the upcoming year, as well as the true-up to
6 actual Y factor costs for the previous year.¹¹

7 In Ontario, rate riders are generally accepted by the OEB as elements to be
8 treated outside of the formula. The OEB has stated that the price cap
9 mechanism will not apply to rate riders.¹²

10 In British Columbia, pass-through items, or Y factor costs, are to be forecast
11 each year and thus not included in the PBR formula.¹³ Some of these items
12 will also have a variance account, into which any variance between forecast
13 and actual costs will be accounted for and amortized into rates outside of the
14 formula. The recovery mechanisms for exogenous factors are to be
15 determined on a case-by-case basis, and could take several different forms of
16 recovery.

17 The jurisdictions and utilities examined utilized various mechanisms for
18 recovering expenses that can be considered Y or Z factors. Often, this is
19 through a variance account or other adjustment mechanism that separately
20 accounts for actual costs of elements that are unforeseen or out of
21 management's control.

Interventions en efficacité énergétique

11. Référence : Pièce [B-0175](#), p. 19.

Préambule :

« Quant au contrôle exercé sur les charges d'exploitation, le Distributeur a certes un certain contrôle sur ses dépenses en activités et programmes de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion et d'administration générale. Toutefois, ce contrôle est exercé sous contrainte du pouvoir que peut exercer la Régie dans la réalisation des IEÉ. À cet élément s'ajoute l'incertitude quant à l'impact de Transition énergétique Québec (TEQ) dans la détermination des objectifs et des budgets en efficacité énergétique du Distributeur ».

Demande :

¹¹ Alberta Utilities Commission, Decision 2012-237, September 12, 2012, at 155.

¹² Ontario Energy Board 3rd Generation IR Report of the Board, July 14, 2008, at l.

¹³ BCUC Decision for Fortis BC Electric, September 2014, at 97.

11.1 Veuillez préciser le pouvoir que la Régie peut exercer dans la **réalisation** des IEÉ et en vertu de quelles dispositions législatives et réglementaires ce pouvoir est accordé.

Réponse :

1 **Dans l'extrait en préambule, le Distributeur faisait référence à l'impact sur les**
2 **charges d'exploitation qu'aurait la décision de la Régie de ne pas approuver le**
3 **budget d'une intervention en efficacité énergétique que le Distributeur**
4 **prévoyait réaliser.**

5 **Comme mentionné à la page 19 de la pièce HQD-3, document 4 révisée**
6 **(B-0175), la Régie pourrait, à la suite de son examen concomitant des IEÉ et**
7 **des budgets, approuver partiellement le budget d'une intervention, ce qui**
8 **pourrait avoir un impact sur la concrétisation de cette intervention, comme**
9 **par exemple sur le nombre de participants et les économies d'énergie prévus.**
10 **Cette décision de la Régie n'aurait pas seulement un impact sur les dépenses**
11 **capitalisables (notamment l'appui financier) de l'intervention visée mais**
12 **également sur les charges d'exploitation (commercialisation, publicité,**
13 **promotion et administration) nécessaires à l'atteinte des objectifs**
14 **(participation et efficacité énergétique). Dans ce contexte, si les charges**
15 **étaient incluses dans la formule d'indexation, le Distributeur aurait alors à sa**
16 **disposition des sommes qui n'auraient pas à être utilisées pour l'intervention**
17 **visée.**

18 **De plus, dans le contexte de l'approbation de la Régie d'un futur plan**
19 **directeur de Transition énergétique Québec (TEQ) en vertu de l'article 85.41,**
20 **l'impact de TEQ crée de l'incertitude sur la détermination des objectifs et des**
21 **budgets en efficacité énergétique du Distributeur.**

Facteur de neutralisation de la variation du CMPC du Distributeur

- 12. Références :** (i) Pièce [B-0177](#), p. 23;
(ii) Pièce [B-0177](#), p. 24.

Préambule :

(i) « Dans le cadre du MRI, tout comme dans le présent cadre réglementaire, la Régie fixera les intrants du CMPC que sont le taux de rendement des capitaux propres et le taux de capitalisation, alors que le coût de la dette continuera à être projeté par Hydro-Québec lors du dépôt de la demande tarifaire. Le Distributeur continuera également à effectuer la mise à jour de sa prévision des composantes du coût de la dette au cours du mois de décembre précédant la nouvelle année tarifaire.

Cette méthode rencontre l'objectif d'allègement réglementaire du MRI. Le calcul de la BT Indexée est simple à effectuer et le CMPC continue à être autorisé annuellement par la Régie selon la méthodologie présentement en vigueur.

Conformément à la proposition du Distributeur présentée à la section 1.4 de la pièce HQD-3 document 4 révisée d'adjoindre un CER à chacun des éléments de coûts récurrents traités en exclusion, le Distributeur est d'avis que le Facteur Ycc proposé devrait également être assorti d'un CER pour ce qui a trait au coût de la dette seulement. » [nous soulignons]

(ii)

TABEAU 6 :
EXEMPLE AVEC FACTEUR D'INDEXATION FIXE ET CMPC CROISSANT

Année en cours (t) =	1	2	3	4
Facteur d'indexation MRI =		102,0%	102,0%	102,0%
Calcul du Rendement sur la BT avec CMPC				
BT _t indexée =	10 000,0	10 200,0	10 404,0	10 612,1
CMPC _t =	5,00%	6,00%	7,00%	8,00%
(A) RendBT _t "cible" = CMPC _t * BT _t indexée =	500,0	612,0	728,3	849,0
Calcul du Rendement indexé sur la BT				
BT _t indexée =	10 000,0	10 200,0	10 404,0	10 612,1
CMPC _t =	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
(B) RendBT _t "indexé" = CMPC _t * BT _t indexée =	500,0	510,0	520,2	530,6
(C) Montant à neutraliser = (A) - (B) =	0,0	102,0	208,1	318,4
Calcul du facteur Y_{cc}				
CMPC _t =	5,00%	6,00%	7,00%	8,00%
CMPC ₁ =	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
(CMPC _t - CMPC ₁) =	0,00%	1,00%	2,00%	3,00%
BT _t indexée =	10 000,0	10 200,0	10 404,0	10 612,1
(D) Y _{cc,t} = (CMPC _t - CMPC ₁) * BT _t indexée =	0,0	102,0	208,1	318,4
(E) = (B) + (D) RendBT _t "neutralisé" = (CMPC _t * BT _t indexée) + Y _{cc,t} =	500,0	612,0	728,3	849,0

La Régie a produit un tableau présentant des données relatives à la détermination du CPMC dans le cadre des dossiers tarifaires R-3905-2014, R-3933-2015 et R-3980-2016 couvrant les années témoins 2015, 2016 et 2017, de la décision D-2015-018, ainsi que dans les rapports annuels 2015 et 2016 du Distributeur. À titre d'hypothèse, afin d'estimer les données du rapport annuel 2017, la Régie utilise les données pour l'année de base présentées au dossier D-4011-2017, pièce B-0101.

Année en cours (t) =	1		2			3		
Année témoin	2015	2015	2016	2016	2016	2017	2017	2017
Coût moyen pondéré du capital	D-2015-018	rap. ann. 2015	au 30 juil 2015	au 7 déc 2015	rap. ann. 2016	au 28 juil 2016	au 30 nov 2016	Année de base *
1 Coût de la dette	6,478%	6,352%	6,410%	6,276%	6,183%	6,260%	6,198%	6,224%
2 Pondération de la dette	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
3 Taux de rendement des capitaux propres	8,200%	8,501%	8,200%	8,200%	7,318%	8,200%	8,200%	7,070%
4 Pondération des capitaux propres	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
5 Coût moyen pondéré du capital (CMPC)	7,081%	7,104%	7,037%	6,949%	6,580%	6,939%	6,899%	6,521%
* R-4011-2017, pièce B-0101, p. 4 (aux fins de l'exercice, nous posons l'hypothèse que les données du rapport annuel 2017 correspondent aux données de l'année de base)								
6 Facteur d'indexation			1,02			1,02		
7 Base de tarification théorique	10 000	10 000	10 200	10 200	10 200	10 404	10 404	10 404
Calcul du Rendement sur la BT avec CMPC								
8 CMPC _t (%)								
9 (A) Rendement BT _t cible (\$)								
Calcul du rendement indexé sur la BT								
10 CMPC _t (%)								
11 (B) Rendement BT _t indexé (\$)								
12 (C) Montant à neutraliser = Y _{cc,t}								

Demandes :

12.1 Pour fin de simulation, en faisant l'hypothèse de la mise en place d'un MRI à partir de l'année 2015 et qu'une formule d'indexation s'appliquait aux années 2016 et 2017, veuillez compléter les données du tableau de la Régie et calculer le Facteur Y_{cc} pour chacune des années.

Réponse :

1 **Le Distributeur présente au tableau R-12.1 les données demandées.**

**TABLEAU R-12.1 :
CALCUL DU FACTEUR Y_{cc} POUR LES ANNÉES 2015-2017
SELON LES HYPOTHÈSES DE LA RÉGIE**

Année en cours (t) =	1		2			3		
	2015	2015	2016	2016	2016	2017	2017	2017
Année témoin	2015	2015	2016	2016	2016	2017	2017	2017
Coût moyen pondéré du capital	D-2015-018	RA 2015	30-juil-15	07-déc-15	RA 2016	28-juil-16	30-nov-16	AB 2017
1 Coût de la dette	6,478%	6,352%	6,410%	6,276%	6,183%	6,260%	6,198%	6,224%
2 Pondération de la dette	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
3 Taux de rendement des capitaux propres	8,200%	8,200%	8,200%	8,200%	8,200%	8,200%	8,200%	8,200%
4 Pondération des capitaux propres	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
5 Coût moyen pondéré du capital (CMPC)	7,081%	6,999%	7,037%	6,949%	6,889%	6,939%	6,899%	6,916%
6 Facteur d'indexation			1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
7 Base de tarification théorique (M\$)	10 000	10 000	10 200	10 200	10 200	10 404	10 404	10 404
Calcul du Rendement sur la BT avec CMPC								
8 CMPC _t (%)	7,081%	6,999%	7,037%	6,949%	6,889%	6,939%	6,899%	6,916%
9 (A) Rendement BT _t cible (M\$)	708	700	718	709	703	722	718	720
Calcul du Rendement indexé sur la BT								
10 CMPC _t (%)	7,081%	7,081%	7,081%	7,081%	7,081%	7,081%	7,081%	7,081%
11 (B) Rendement BT _t indexé (M\$)	708	708	722	722	722	737	737	737
12 (C) Montant à neutraliser = Y _{cc,t}	0	-8	-4	-13	-20	-15	-19	-17
Calcul du Y_{cc}								
13 Y _{cc,t} = (CMPC _t - CMPC ₁) * BT _t (M\$)	0	-8	-4	-13	-20	-15	-19	-17
Montant à verser dans le CER		-8			-7			2

2 **Selon la procédure proposée, le calcul du rendement « cible » pour les années**
 3 **2016 et 2017 s'effectue avec les CMPC autorisés par la Régie pour chacune de**
 4 **ces années. Au moment du dépôt de la demande tarifaire à la fin de juillet, le**
 5 **rendement « cible » est estimé sur la base du CMPC alors disponible, puis est**
 6 **révisé en décembre, avec la mise à jour du CMPC, lequel devient le CMPC**
 7 **autorisé par la Régie.**

8 **Quant au rendement « indexé », il est calculé avec le CMPC autorisé pour**
 9 **l'année 2015, ce qui permet de dégager le montant à neutraliser à chaque**
 10 **année, soit la différence entre le rendement « cible » et le rendement**
 11 **« indexé ».**

12 **Ce sont donc les montants du tableau aux colonnes « Décision D-2015-018 »,**
 13 **« 7 décembre 2015 » et « 30 novembre 2016 » qui seraient inscrits comme**
 14 **facteur Y_{cc} pour les années 2015, 2016 et 2017, respectivement.**

1 **Pour ce qui est des montants à verser au compte d'écarts associé au facteur**
2 **Y_{CC} , le Distributeur ne prend en compte que l'effet de la variation du coût de la**
3 **dette (coût de la dette réel par rapport à celui autorisé à travers le CMPC).**
4 **L'écart de l'autre composante du CMPC, soit le taux de rendement des**
5 **capitaux propres (taux réel par rapport à celui autorisé) est encadré par le**
6 **MTÉR.**

7 **Pour ce faire, le Distributeur a fixé à 8,2 % le taux de rendement des capitaux**
8 **propres aux colonnes RA 2015, RA 2016 et RA 2017. La différence entre les**
9 **montants à neutraliser calculés pour ces colonnes et ceux des colonnes**
10 **autorisées sont versés au CER (voir dernière ligne du tableau).**

11 **Enfin, le Distributeur propose de déposer, pour approbation par la Régie, les**
12 **modalités de disposition du compte d'écarts sur le coût de la dette dans le**
13 **dossier tarifaire suivant l'autorisation de celui-ci par la Régie.**

12.2 Veuillez présenter et expliquer les modalités d'application du compte d'écart tel que
proposées par le Distributeur afin de refléter dans les tarifs les montants à neutraliser
pour chacune des années.

Réponse :

14 **Voir la réponse à la question 12.1.**

ANNEXE A

DECISION AND ORDER

EB-2014-0116

TORONTO HYDRO-ELECTRIC SYSTEM LIMITED

RÉPONSE À LA QUESTION 7.2



**Ontario Energy Board
Commission de l'énergie de l'Ontario**

DECISION AND ORDER

EB-2014-0116

**TORONTO HYDRO-ELECTRIC SYSTEM
LIMITED**

Application for electricity distribution rates effective from May 1, 2015 and for each following year effective January 1 through to December 31, 2019

BEFORE: Christine Long
Presiding Member

Ken Quesnelle
Vice Chair and Member

Cathy Spoel
Member

December 29, 2015

operating and capital expenses as the basis for the calculation. Toronto Hydro is proposing to return 100% of the estimated savings.

OEB staff pointed out that 50% rather than 100% of the savings are supposed to be returned to ratepayers, but suggested the OEB approve Toronto Hydro's proposal as it is in the ratepayer's favour.

As the amount involved does not meet Toronto Hydro's materiality threshold, the OEB will approve Toronto Hydro's proposal. However, the OEB notes that OEB policies should be followed when material amounts are involved, regardless of whether shareholders or ratepayers benefit,

Account 1575

Toronto Hydro proposed to dispose of a debit of \$30.5 million (composed of an account balance of \$25.8 million and \$4.7 million return) in Account 1575 IFRS-CGAAP Transitional PP&E Amounts over a four year period. Of this amount, approximately \$25.7 million is due to derecognition losses.

Findings

The OEB approves the disposition of the balances in this account. The only objections raised by OEB staff concerned the accounting treatment of items below the materiality threshold.

Other Post Employment Benefits (OPEB)

Account 1508 – USGAAP Deferral Account.

OEB staff noted that the OEB approved Account 1508-USGAAP Deferral Account in an accounting order application (EB-2012-0079) to capture the post-employment benefit difference arising from Toronto Hydro's transition from CGAAP to USGAAP. As at December 31, 2013, the account had a balance of \$38.8 million.

Toronto Hydro has indicated that as a result of its transition to IFRS, there is a transitional difference from USGAAP to IFRS and the estimated balance in the account as at December 31, 2014 is expected to be \$36 million.

Toronto Hydro requested approval to continue to use this deferral account to capture ongoing differences in OPEBs as a result of its transition from USGAAP to IFRS. In this application, Toronto Hydro is not seeking recovery for the account. Toronto Hydro indicated that it projects interest rates are more likely to increase over the Custom IR period, which would reduce the amount recorded in the account.

Toronto Hydro's view is that there is a reasonable probability that the current balance in the account will be substantially reduced without the necessity of funding from ratepayers and hence, it is not requesting disposition of the account at this time.³²

There were no objections to Toronto Hydro's request not to dispose of this account at this time.

The OEB accepts Toronto Hydro's request.

LRAMVA

Background

The total amount claimed by Toronto Hydro for CDM activities in 2011, 2012 and 2013 is \$3,452,615, plus carrying charges of \$99,759 for which recovery was requested through a 12-month rate rider. Toronto Hydro stated that an application for the 2014 LRAMVA amount would be submitted at a later date.

Toronto Hydro confirmed that it would not be submitting an application to recover LRAM amounts related to 2008, 2009 and 2010 consistent with the OEB's CDM Guidelines.

Toronto Hydro noted that its load forecast for 2011 did not include an explicit amount for CDM savings as CDM was accounted for through the trend variables in the customer class regression. Therefore, in order to determine the amount of CDM implicitly embedded in the trend variables used in the 2011 load forecast, which is the basis for the LRAMVA calculations, Toronto Hydro estimated a relationship between the actual historical CDM savings and the trend variables used in the forecast models for each rate class.

With respect to the actual CDM savings for 2011, 2012 and 2013, Toronto Hydro relied on the most recent evaluation report from the Ontario Power Authority (OPA) – the 2013 OPA draft verified results report - in support of its LRAMVA calculations.

OEB staff commented that Toronto Hydro's approach to its LRAMVA calculations is a more precise approach than the standard one but is not inconsistent with it, so the results should be accepted.

The OEB agrees and will approve Toronto Hydro's proposal.

³²EB-2014-0116 IRR 9-OEBStaff-86