

## **Rendement des capitaux propres et mécanisme de traitement des écarts de rendement**



## Table des matières

1	Introduction.....	5
2	Contexte de la demande.....	6
3	Risques et rendement des capitaux propres .....	12
3.1	Généralités .....	12
3.2	Profil de risques du Transporteur .....	13
3.3	Profil de risques du Distributeur .....	14
3.4	Survol du témoignage de CEA sur les risques des divisions réglementées.....	16
3.5	Modèles d'évaluation du coût des capitaux propres .....	17
4	Mécanisme de traitement des écarts de rendement.....	21
4.1	Principes généraux .....	21
4.2	Proposition du Transporteur et du Distributeur.....	23
4.3	Modalités de disposition des comptes d'écarts relatifs aux écarts de rendement .....	25
5	Autres propositions.....	26
5.1	Proposition relative au coût de la dette .....	26
5.2	Proposition relative au coût du capital prospectif .....	27
6	Recommandations et conclusion.....	27

### Liste des figures

Figure 1	Évolution des taux de rendement autorisés des capitaux propres des entreprises de comparaison canadiennes d'électricité (2004-2012).....	7
Figure 2	Évolution des taux de rendement autorisés des capitaux propres des entreprises de comparaison américaines d'électricité (2004-2012).....	7
Figure 3	Mécanisme de traitement des écarts de rendement proposé.....	23



## 1 Introduction

1 La présente demande conjointe d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité  
2 (le « Transporteur ») et d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité  
3 (le « Distributeur ») a pour objet de présenter une proposition relative au redressement du  
4 taux de rendement des capitaux propres à un niveau comparable à celui d'entreprises de  
5 risques similaires ainsi que d'établir un mécanisme de traitement des écarts de rendement  
6 incitant à l'efficience.

7 De plus, afin de répondre à des attentes complémentaires de la Régie de l'énergie  
8 (la « Régie ») exprimées dans ses décisions D-2012-024<sup>1</sup> et D-2013-037<sup>2</sup>, la présente  
9 demande propose des modalités de mise à jour du coût de la dette et du coût du capital  
10 prospectif lors de la clôture des demandes tarifaires.

11 La section 2 présente le contexte de la demande en exposant, d'une part, les constats sur  
12 l'éloignement progressif des taux de rendement des capitaux propres autorisés pour le  
13 Transporteur et le Distributeur de ceux de leurs comparables. Elle résume, d'autre part, les  
14 circonstances réglementaires ayant mené au débat actuel concernant le traitement des  
15 écarts de rendement et démontre la pertinence et la cohérence de la présente demande  
16 avec les décisions émises par la Régie sur ces sujets.

17 La section 3 traite des profils de risques du Transporteur et du Distributeur et de l'analyse  
18 comparative de ces risques avec des entreprises de services publics d'électricité ainsi que  
19 de la proposition d'un taux de rendement raisonnable des capitaux propres pour le  
20 Transporteur et le Distributeur.

21 La section 4 traite des principes généraux d'un mécanisme de traitement des écarts de  
22 rendement (« MTÉR ») et mène à une proposition que le Transporteur et le Distributeur  
23 considèrent simple d'application et au bénéfice des clients et des deux divisions.

24 La section 5 présente la proposition de mise à jour du coût de la dette et du coût du capital  
25 prospectif du Transporteur et du Distributeur visant à répondre aux attentes de la Régie.

26 Finalement, la section 6 contient les conclusions de la présente demande.

---

<sup>1</sup> Demande tarifaire 2012-2013 du Distributeur (R-3776-2011).

<sup>2</sup> Demande tarifaire 2013-2014 du Distributeur (R-3814-2012).

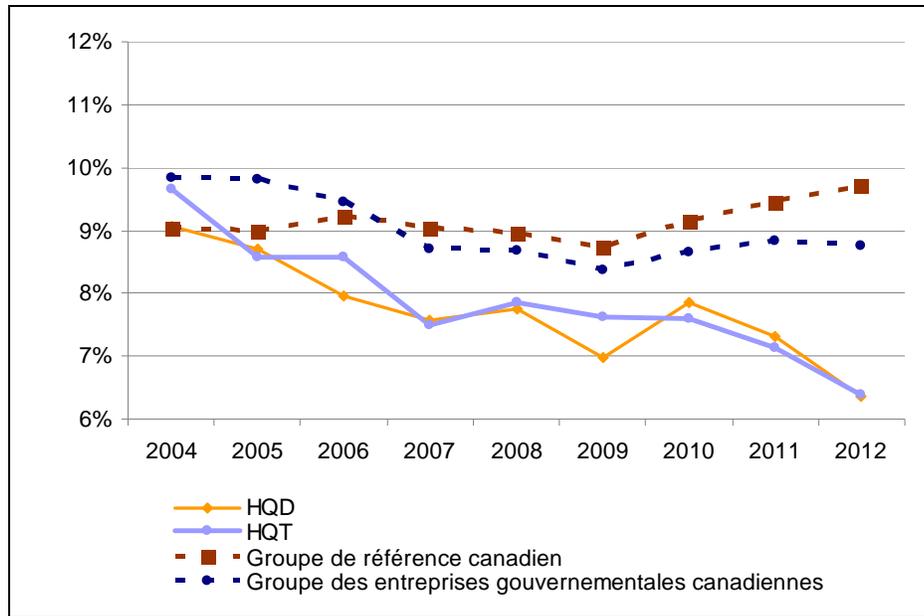
1 Le Transporteur et le Distributeur ont retenu les services d'experts de la firme  
2 Concentric Energy Advisors (« CEA »). Le témoignage de MM. James M. Coyne et  
3 John P. Trogonoski, présenté à la pièce HQTD-2, Document 1, porte principalement sur la  
4 détermination du taux de rendement des capitaux propres et sur l'analyse de risques. À la  
5 pièce HQTD-2, Document 2, le témoignage de M. Robert C. Yardley porte sur le MTÉR.

## **2 Contexte de la demande**

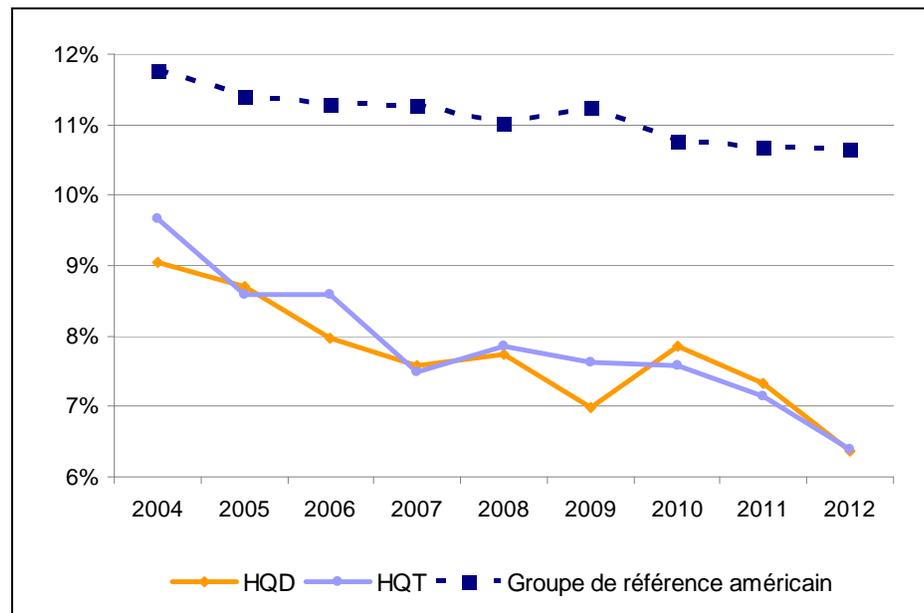
6 Depuis quelques années, le Transporteur et le Distributeur constatent que les taux de  
7 rendement autorisés de leurs capitaux propres se maintiennent non seulement au bas de la  
8 fourchette des taux accordés à des entreprises à tarifs réglementés œuvrant dans des  
9 secteurs d'activités similaires au Canada et aux États-Unis, mais que cet écart défavorable  
10 s'est accentué au fil du temps. En effet, tel que plus amplement décrit à la section 3, les  
11 taux de rendement autorisés des capitaux propres du Transporteur et du Distributeur sont  
12 déterminés aux fins réglementaires suivant un calcul établi depuis une dizaine d'années. Au  
13 cours de cette période, les taux de rendement des capitaux propres découlant de ce calcul  
14 se sont dégradés par rapport à ceux d'entreprises nord-américaines comparables.

15 Ceci est d'ailleurs démontré aux figures 1 et 2, qui illustrent que l'écart de rendement du  
16 Transporteur et du Distributeur s'est creusé sur la période 2004-2012, par rapport aux  
17 entreprises de comparaison canadiennes et américaines.

**Figure 1**  
**Évolution des taux de rendement autorisés des capitaux propres des entreprises de comparaison canadiennes d'électricité (2004-2012)<sup>3</sup>**



**Figure 2**  
**Évolution des taux de rendement autorisés des capitaux propres des entreprises de comparaison américaines d'électricité (2004-2012)<sup>3</sup>**



<sup>3</sup> Source des données : Concentric Energy Advisors.

1 Par ailleurs, le Transporteur et le Distributeur ont dégagé au cours des dernières années  
2 des taux de rendement réels supérieurs à ceux autorisés par la Régie. Cela a fait l'objet de  
3 questionnements par la Régie et certains intervenants et a été identifié comme un aspect à  
4 examiner lors des plus récentes demandes tarifaires du Transporteur et du Distributeur.

5 Ainsi, le 8 mars 2012, dans le cadre du dossier R-3776-2011<sup>4</sup>, la Régie a rendu la décision  
6 D-2012-024, dans laquelle elle indiquait ce qui suit :

7 « [29] La Régie prend acte du fait que le Distributeur déposera une preuve, dans le  
8 cadre du dossier tarifaire 2013-2014, sur une proposition de mécanisme de partage,  
9 sur la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur  
10 et des mécanismes de gestion des écarts.

11 [...]

12 [63] Tel que mentionné précédemment, la Régie prend acte du fait que le  
13 Distributeur déposera une preuve, lors du prochain dossier tarifaire, sur la méthode  
14 permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur. »

15 De la même façon, le 24 mai 2012, dans le cadre du dossier R-3777-2011<sup>5</sup>, la Régie a  
16 rendu la décision D-2012-059, dans laquelle elle indiquait ce qui suit :

17 « [154] La Régie demande donc au Transporteur d'aborder la problématique  
18 d'excédents de rendement dans le cadre du prochain dossier tarifaire et de déposer  
19 une preuve spécifique à cet égard. »

20 Dans ce contexte, le Transporteur et le Distributeur ont proposé en 2012 une démarche  
21 conjointe visant, dans un premier temps, à redresser le taux de rendement des capitaux  
22 propres autorisés, afin de le ramener à un niveau comparable à celui de leurs pairs. La  
23 démarche visait également à adopter un MTÉR à partir de cette nouvelle base. Dans sa  
24 décision D-2012-097 rendue le 3 août 2012, dans le cadre du dossier R-3814-2012 précité,  
25 la Régie acceptait cette démarche et reconnaissait la nécessité de traiter les dossiers de  
26 révision des politiques financières du Transporteur et du Distributeur conjointement avec  
27 celui du MTÉR :

28 « [19] Par conséquent, le Distributeur avise la Régie qu'un document conjoint du  
29 Transporteur et du Distributeur sera déposé en septembre 2012 afin d'amorcer une  
30 démarche, laquelle conduira à la révision de la politique financière et à une proposition

---

<sup>4</sup> Demande tarifaire 2012-2013 du Distributeur.

<sup>5</sup> Demande tarifaire 2012 du Transporteur.

1 de traitement des écarts de rendement pour les deux divisions. Ce document  
2 présentera, notamment, un calendrier des travaux à réaliser et du processus  
3 d'information et de consultation auprès de la Régie et des intervenants, ainsi qu'un  
4 balisage des pratiques observées dans ce domaine.

5 *[20] La Régie accepte cette proposition du Distributeur. Ce faisant, elle précise que la*  
6 *proposition d'un mécanisme de partage des écarts de rendement et la révision de la*  
7 *méthode d'établissement d'un taux de rendement des capitaux propres du Distributeur*  
8 *seront examinées dans un dossier distinct et, par conséquent, ne font pas partie des*  
9 *enjeux examinés au présent dossier. » (Nous soulignons.)*

10 En outre, la Régie soulignait à nouveau dans sa décision D-2012-119<sup>6</sup> rendue le  
11 13 septembre 2012 dans le cadre du même dossier R-3814-2012, le besoin d'examiner de  
12 façon simultanée les sujets du traitement des écarts de rendement et de l'établissement du  
13 taux de rendement des capitaux propres :

14 « [13] La Régie est d'avis qu'il n'est pas approprié d'aborder l'application rétroactive  
15 d'un mécanisme de partage dont les modalités seront connues ultérieurement. De  
16 plus, un tel enjeu ne pourrait possiblement pas être traité sans aborder également  
17 l'application rétroactive de la politique financière. Elle rappelle que le Distributeur avait  
18 lié sa proposition d'un mécanisme de partage des écarts de rendement à une révision  
19 de la méthode d'établissement de son taux de rendement. » (Nous soulignons.)

20 Conséquemment, le 28 septembre 2012, le Transporteur et le Distributeur déposaient à la  
21 Régie une proposition dans ce sens qui indiquait :

22 « (...) les divisions prévoient soumettre leur demande conjointe relative aux sujets de  
23 la politique financière et d'un mécanisme de traitement des écarts au début du  
24 deuxième trimestre de 2013. Cette échéance devrait permettre de mettre en œuvre la  
25 décision de la Régie relative à ceux-ci dès l'année tarifaire 2014 du Transporteur et  
26 l'année tarifaire 2014-2015 du Distributeur, si celle-ci est rendue en temps opportun. »  
27 (Nous soulignons.)

28 Cet engagement s'accompagnait d'une proposition de mettre en place préalablement un  
29 processus informel d'information et de consultation avec les intervenants. L'échéancier  
30 proposé reposait sur la décision d'Hydro-Québec de ne pas déposer de demande de  
31 révision du taux de rendement dans le cadre de la demande tarifaire 2013-2014 du  
32 Distributeur et de ne pas présenter de demande tarifaire 2013 pour le Transporteur.

---

<sup>6</sup> Demande tarifaire 2013-2014 du Distributeur.

1 Toutefois, le Transporteur et le Distributeur ont dû reporter le processus informel  
2 d'information et de consultation en raison d'incertitudes liées au dépôt d'un dossier tarifaire  
3 2013 du Transporteur demandé par certains intervenants, ainsi qu'avec les enjeux soulevés  
4 par des demandes d'intervenants de mettre en place de multiples comptes d'écarts dans le  
5 cadre du dossier tarifaire 2013-2014 du Distributeur. Une lettre a été transmise à cet effet à  
6 la Régie et aux intéressés le 28 novembre 2012, évoquant l'impact de ces éléments sur la  
7 séquence de traitement des sujets devant être abordés dans le cadre du processus de  
8 consultation annoncé.

9 Les décisions D-2013-030, relative au dossier R-3826-2012<sup>7</sup>, et D-2013-034 portant sur le  
10 dossier R-3823-2012<sup>8</sup>, rendues respectivement les 22 et 27 février 2013, ont mis fin aux  
11 débats relatifs à la nécessité, pour le Transporteur, de déposer un dossier tarifaire pour  
12 l'année 2013.

13 De plus, le 12 mars 2013, la Régie s'est exprimée sur la pertinence de créer de multiples  
14 comptes d'écarts pour le Distributeur dans sa décision D-2013-037 précitée :

15 *« [56] La Régie prend en considération les préoccupations des intervenants et du*  
16 *Distributeur. Elle tient à s'assurer que les tarifs de l'année témoin 2013 soient justes et*  
17 *raisonnables mais elle estime qu'une prolifération de comptes d'écarts n'est pas*  
18 *souhaitable dans le cadre réglementaire actuel. »*

19 Les incertitudes ayant mené au report du processus de consultation étant levées, celui-ci  
20 pouvait être réamorcé par le Transporteur et le Distributeur. Toutefois, dans cette même  
21 décision, la Régie demandait également au Distributeur :

22 *« [58] (...) d'agir promptement afin que les conclusions sur la proposition d'un*  
23 *mécanisme de partage des écarts de rendement et la révision de la méthode*  
24 *d'établissement du taux de rendement des capitaux propres soient prises en compte*  
25 *dans le dossier tarifaire 2014-2015. En conséquence, elle lui demande de déposer un*  
26 *nouvel échéancier pour la suite de la démarche relative au processus de consultation*  
27 *dans les meilleurs délais. »*

28 Compte tenu de la demande de la Régie de lui revenir rapidement avec un nouvel  
29 échéancier et de ses attentes quant au moment de mise en œuvre des conclusions du  
30 dossier conjoint, le Transporteur et le Distributeur optent pour le respect de leur  
31 engagement de dépôt d'une demande au 2<sup>e</sup> trimestre de 2013 sans toutefois passer par le

---

<sup>7</sup> Demande de révision de la décision D-2012-126, déposée par le Transporteur.

<sup>8</sup> Demande de modification des tarifs de transport pour l'année 2013, déposée par un intervenant.

1 processus informel d'information et de consultation prévu. Ils sont en effet d'avis que la  
2 conduite d'un tel processus à ce stade-ci pourrait compromettre le moment souhaité par la  
3 Régie pour la mise en œuvre des conclusions apportées à la présente demande. Il est  
4 d'ailleurs utile de rappeler que le processus informel proposé par le Transporteur et le  
5 Distributeur avait pour but de faciliter l'examen de la demande conjointe et ne visait  
6 aucunement à se substituer au processus formel d'examen et de commentaires en  
7 audiences publiques.

8 Le projet de loi n° 25 du gouvernement du Québec<sup>9</sup> constitue un autre élément de contexte  
9 dans lequel s'inscrit l'un des volets de la proposition du Transporteur et du Distributeur, soit  
10 celui du MTÉR. Le Transporteur et le Distributeur sont d'avis que le mécanisme qu'ils  
11 proposent s'inscrit dans le cadre de ce projet de loi dont le but est la réalisation de gains  
12 d'efficacité profitables à la fois aux consommateurs et à l'entreprise.

13 Tel qu'il est démontré à la section 4, ce mécanisme répond concrètement à la  
14 problématique soulevée par la Régie et les intervenants et favorise la réalisation de gains  
15 d'efficacité soutenus à l'avantage des clients et des divisions. De plus, le mécanisme  
16 proposé est simple et peut être implanté rapidement sans alourdir de façon significative le  
17 processus réglementaire actuel.

18 Enfin, toujours dans la décision D-2013-037, la Régie indiquait, relativement à la mise à jour  
19 du coût de la dette et du coût du capital prospectif :

20       « [91] La Régie partage l'avis de cet intervenant et estime que la procédure de mise à  
21 jour proposée par le Distributeur est incomplète, puisqu'elle ne porte que sur le  
22 numérateur et non sur le dénominateur. Elle s'attend à ce que le Distributeur incorpore  
23 une preuve sur le coût de la dette et la mise à jour éventuelle de chacune de ses  
24 composantes avec la révision projetée de l'ensemble de sa politique financière.

25       [...]

26       [101] La Régie réitère sa demande au Distributeur de déposer une preuve sur la mise  
27 à jour du coût du capital prospectif lors de l'examen de la méthode permettant  
28 l'établissement d'un rendement raisonnable du Distributeur. »

29 Le présent dossier donne également suite à ces demandes de la Régie.

---

<sup>9</sup> Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012, projet de loi n° 25, présenté le 21 février 2013, 1<sup>re</sup> session, 40<sup>e</sup> législature.

### 3 Risques et rendement des capitaux propres

1 L'évaluation des risques est un intrant important dans la détermination des taux de  
2 rendement raisonnables des capitaux propres du Transporteur et du Distributeur. Cet  
3 exercice comporte une analyse comparative de leurs risques avec les pairs de l'industrie.

4 Afin d'évaluer dans quelle mesure les risques des divisions réglementées d'Hydro-Québec  
5 se comparent à ceux des entreprises de services publics, le Transporteur et le Distributeur  
6 ont fait appel à MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski, dont le témoignage se retrouve  
7 à la pièce HQTD-2, Document 1.

8 Pour cette évaluation, MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski ont pris en considération  
9 les profils de risques du Transporteur et du Distributeur, sommairement présentés aux  
10 sections 3.2 et 3.3. Leurs conclusions sont résumées à la section 3.4.

#### 3.1 Généralités

11 Le risque d'une entreprise exerçant des activités à tarifs réglementés se subdivise  
12 généralement en trois catégories aux fins de la détermination du taux de rendement des  
13 capitaux propres : le risque d'affaires, le risque réglementaire et le risque financier.

14 Pour une entreprise qui détermine ses revenus requis sur la base d'une année témoin  
15 projetée, le risque d'affaires correspond essentiellement aux risques associés à la variabilité  
16 des revenus et des coûts découlant de la nature de ses opérations, de sa structure de coûts  
17 et de l'évolution de son marché.

18 Le risque réglementaire, considéré comme faisant partie du risque d'affaires, découle quant  
19 à lui des incertitudes sur les décisions de l'organisme de réglementation économique en  
20 matière de fixation de tarifs et d'autorisation d'investissements qui peuvent avoir une  
21 incidence sur la récupération des coûts et le rendement des capitaux propres.

22 Les risques financiers existent dans la mesure où la variabilité des résultats financiers d'une  
23 entreprise est exacerbée par la présence de charges associées au service de la dette. Le  
24 paiement de ces charges a en effet priorité sur tout paiement de dividendes aux détenteurs  
25 d'actions ordinaires. Le risque financier est proportionnel à l'importance relative du  
26 financement par la dette dans le financement total.

### 3.2 Profil de risques du Transporteur

1 Le risque d'affaires du Transporteur résulte essentiellement d'évènements fortuits qui  
2 auraient un impact à la hausse sur ses coûts au cours d'une année tarifaire. En effet, bien  
3 que le Transporteur présente une structure de coûts relativement fixe, il demeure assujetti, à  
4 l'intérieur de la période pour laquelle ses revenus requis projetés ont été établis, à une  
5 variabilité de certains coûts pouvant entraîner des impacts défavorables notables sur sa  
6 performance financière. Le Transporteur n'encourt toutefois pas de risques associés aux  
7 revenus puisque les revenus du service de transport pour alimenter la charge locale sont  
8 fixes et la variabilité des revenus du service de transport de point à point est couverte par un  
9 compte d'écarts.

10 Les éléments suivants, propres au contexte opérationnel du Transporteur, sont de nature à  
11 favoriser l'occurrence de tels évènements.

12 Avec 33 639 km de lignes et 516 postes à la fin de 2012, le réseau du Transporteur se  
13 caractérise par son étendue, son degré d'automatisme et sa complexité. De fait, plusieurs  
14 particularités le distinguent des réseaux typiques du continent nord-américain. L'une d'elles  
15 consiste en la polarisation des charges et de la production aux extrémités sud et nord du  
16 réseau respectivement. La grande distance entre la production et les charges implique le  
17 recours à plusieurs paliers de conversion de tension, un plus grand nombre d'équipements  
18 et des conditions d'exploitation et de maintenance exigeantes. Ces caractéristiques  
19 exercent une pression élevée sur les probabilités de bris et de défaillances, dont les  
20 conséquences peuvent notamment être aggravées en raison d'autres particularités propres  
21 à l'utilisation du réseau, soit la pointe hivernale et le taux élevé d'utilisation du réseau.

22 De plus, le réseau du Transporteur traverse des zones aux conditions climatiques difficiles  
23 qui le rendent vulnérable à des évènements liés au climat tels que les inondations, la neige,  
24 le verglas et les vents. Ces conditions peuvent aussi rendre plus difficile et onéreux l'accès  
25 au réseau afin d'accomplir les activités de dépannage et de maintenance. Son réseau est  
26 également exposé aux phénomènes géomagnétiques. Le Transporteur ne possède aucun  
27 mécanisme réglementaire de protection à l'égard de coûts exceptionnels imprévisibles qu'il  
28 pourrait encourir à la suite d'évènements climatiques extrêmes, tel un verglas de l'envergure  
29 de celui de 1998 ou un autre phénomène naturel extrême de même envergure, qui peuvent  
30 causer une hausse significative des coûts inscrits aux charges.

1 Un autre facteur de risque opérationnel non négligeable, bien qu'il ne soit pas unique au  
2 Transporteur, résulte de la hausse de l'âge moyen de ses infrastructures, qui génère un  
3 risque accru de défaillance, et ce, malgré un ambitieux programme d'investissements en  
4 pérennité et une stratégie de maintenance ciblée. Cette situation augmente de façon  
5 significative les probabilités d'une sous-estimation de la prévision des coûts de maintenance  
6 ou de retraits d'actifs. Le Transporteur prévoit également effectuer des investissements en  
7 croissance significatifs au cours de la prochaine décennie. Le budget des investissements  
8 prévus connaît donc une importante hausse comparativement à la décennie précédente, ce  
9 qui entraînera une pression accrue sur les flux de trésorerie. Par ailleurs, compte tenu du  
10 fait que l'autorisation de la Régie est un des éléments importants sur le chemin critique de  
11 chaque projet, les démarches réglementaires y étant associées ajoutent une pression sur  
12 les échéanciers des projets à laquelle le Transporteur doit s'adapter.

13 Au plan des avancées technologiques, le réseau de transport a recours notamment à un  
14 vaste réseau de télécommunications en constante évolution, dont le degré de performance  
15 et d'intégration au réseau de transport est en hausse. Bien que les probabilités d'une  
16 défaillance majeure du réseau de télécommunications soient situées à l'intérieur d'une  
17 marge acceptable en raison des mesures d'atténuation existantes et futures, les impacts  
18 défavorables d'une telle défaillance pourraient être plus élevés en raison d'une dépendance  
19 accrue du réseau de transport à celui-ci. Or, le Transporteur ne possède aucun mécanisme  
20 réglementaire de protection à l'égard de coûts exceptionnels imprévisibles qu'il pourrait  
21 encourir à la suite d'une défaillance majeure du réseau de télécommunications. Un tel  
22 événement peut ainsi entraîner une hausse significative et inattendue des coûts inscrits aux  
23 charges.

### 3.3 Profil de risques du Distributeur

24 Le risque d'affaires du Distributeur prend diverses formes. Il est notamment associé à la  
25 prévision de la demande et à la gestion des approvisionnements, aux caractéristiques du  
26 réseau de distribution et aux mauvaises créances.

27 Le Distributeur fait face à un risque d'affaires important étant donné que ses ventes sont  
28 soumises à de grandes fluctuations. Ainsi, bien que la présence d'un compte d'écart pour  
29 les conditions climatiques le protège des variations de revenus pouvant découler des aléas  
30 climatiques, ses ventes sont très sensibles aux conditions économiques étant donné, entre  
31 autres, qu'il tire une part importante de ses revenus, soit 31 %, de ses clients industriels.

1 D'une part, ces derniers sont vulnérables à la situation économique internationale et d'autre  
2 part, des évènements de force majeure (incendies, conflits de travail) peuvent entraîner  
3 chez ceux-ci des arrêts de production subits. Il est également important de noter que ce  
4 risque n'est pas symétrique. En effet, alors que les augmentations de capacité de  
5 production des clients industriels sont généralement connues à l'avance, les fermetures  
6 d'usine et les conflits de travail sont difficiles à anticiper. Tous ces éléments font en sorte  
7 que les besoins réels de cette clientèle peuvent fluctuer de manière importante par rapport  
8 aux prévisions reconnues au dossier tarifaire. Enfin, le Distributeur fait face à un risque de  
9 marché compte tenu, notamment, des prix du gaz naturel qui sont devenus plus  
10 concurrentiels par rapport à ceux de l'électricité.

11 Par ailleurs, bien que le Distributeur puisse satisfaire ses besoins en énergie en ayant  
12 recours au contrat patrimonial, qui lui procure un approvisionnement de 165 TWh, il doit  
13 composer avec les incertitudes des contrats post-patrimoniaux qui prennent de plus en plus  
14 d'importance avec les années (possibilités de contestations, délais de réalisation).

15 Le Distributeur doit également composer avec les risques associés à l'étendue de son  
16 réseau. Celui-ci compte 113 525 km de lignes et cinq centres d'exploitation de distribution. Il  
17 a été mis en place pour desservir un territoire vaste et diversifié et répondre aux besoins de  
18 plus de quatre millions de clients qui se retrouvent principalement dans des régions à forte  
19 densité, mais également dans des régions rurales et des communautés éloignées. Ce  
20 réseau doit, de plus, être exploité et entretenu dans des conditions climatiques variées,  
21 changeantes et souvent extrêmes qui ont un impact sur la durabilité des équipements du  
22 réseau. Le cumul des risques associés à l'étendue du réseau du Distributeur fait en sorte  
23 que ce dernier se distingue de la majorité des entreprises de services publics d'électricité  
24 nord-américaines. Cette situation entraîne une variabilité de ses coûts d'exploitation,  
25 d'entretien et d'investissement.

26 Le Distributeur encourt aussi un risque important en raison de la hausse des comptes en  
27 souffrance et de la diminution des ententes de paiement avec sa clientèle résidentielle en  
28 période hivernale. L'incertitude économique qui perdure, l'obligation d'alimenter tous ses  
29 clients, la facturation émise après consommation et l'impossibilité d'interrompre le service  
30 électrique en période hivernale contribuent à la difficulté de rendre prioritaire le paiement de  
31 la facture d'électricité par certains clients résidentiels. Cette situation est exacerbée par la  
32 forte pénétration du chauffage électrique qui résulte en une facture moyenne élevée.

1 Enfin, il demeure que lors de l'établissement de ses tarifs, le Distributeur fait face au risque  
2 de ne pas se faire reconnaître l'ensemble de ses coûts, incluant un rendement raisonnable,  
3 et ce, malgré le fait qu'il bénéficie de comptes d'écarts qui lui assurent une protection contre  
4 les fluctuations importantes d'éléments qui sont hors de son contrôle.

### 3.4 Survol du témoignage de CEA sur les risques des divisions réglementées

5 Le témoignage de MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski, de la firme CEA, est  
6 présenté à la pièce HQTD-2, Document 1. Il compare, dans une optique d'investisseur, les  
7 risques d'affaires et financiers du Transporteur et du Distributeur à ceux d'entreprises  
8 réglementées de services publics canadiennes et américaines, et ce, au niveau de leurs  
9 opérations réglementées (*operating level*).

10 Dans un premier temps, cette analyse prend en considération les similitudes et les  
11 différences entre le Canada et les États-Unis quant à la situation économique et aux  
12 politiques gouvernementales et réglementaires ainsi que l'intégration des marchés  
13 financiers de ces deux pays. MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski sont d'avis que  
14 les investisseurs ne trouvent pas de différences significatives dans l'environnement  
15 économique, financier et réglementaire de ces deux pays, qui auraient pour effet d'établir un  
16 profil de risques différent et nécessiteraient une rémunération distincte du capital entre des  
17 entreprises canadiennes et américaines de risques comparables.

18 De plus, MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski sont d'avis qu'il est possible de  
19 développer des groupes d'entreprises canadiennes et américaines qui ont des risques  
20 comparables et qui peuvent servir de groupe de référence (*proxy group*) pour les  
21 entreprises réglementées de services publics de transport et de distribution à faibles  
22 risques, comme le Transporteur et le Distributeur.

23 Sur la base de leur analyse de risques, MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski tirent,  
24 notamment, les conclusions suivantes :

- 25 • Bien que les risques du Transporteur et du Distributeur soient comparables à ceux  
26 des entreprises du groupe de référence canadien à court terme, le risque à long  
27 terme est plus élevé que celui des entreprises du groupe de référence canadien ;
- 28 • Il n'y a pas de différences significatives entre le Transporteur et le Distributeur et les  
29 entreprises du groupe de référence américain, outre le fait que ces dernières  
30 possèdent des infrastructures réglementées de production. Cependant, le risque

1 induit par la propriété de ce type d'infrastructure est plus que compensé par des taux  
2 de capitalisation plus élevés chez ces dernières que chez le Transporteur et le  
3 Distributeur.

4 En ce qui a trait aux risques financiers, MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski  
5 démontrent que le Transporteur et le Distributeur ont légèrement plus de levier financier  
6 dans leur structure du capital que les entreprises du groupe de référence canadien et  
7 beaucoup plus de levier financier dans leur structure du capital que les entreprises du  
8 groupe de référence américain. Enfin, les ratios financiers pris en compte par les agences  
9 de crédit (*credit metrics*) sont plus faibles pour le Transporteur et le Distributeur que pour les  
10 entreprises du groupe de référence américain.

### 11 **Conclusion sur les risques des divisions réglementées**

12 En résumé, il n'existe aucune différence significative dans les risques d'affaires entre le  
13 Transporteur et le Distributeur et les entreprises des groupes de référence canadien et  
14 américain, autre que le risque relié à la propriété d'actifs de production réglementés par une  
15 portion des entreprises américaines de services publics d'électricité, risque qui est plus que  
16 compensé par les taux de capitalisation plus élevés chez les comparables américains.

17 Du point de vue de la détermination d'un taux de rendement raisonnable des capitaux  
18 propres pour le Transporteur et le Distributeur, MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski  
19 concluent que les entreprises du groupe de référence américain sont davantage  
20 comparables aux divisions réglementées d'Hydro-Québec que celles du groupe de  
21 référence canadien, étant donné que le groupe américain est composé d'entreprises qui  
22 tirent la majorité de leurs revenus d'exploitation des ventes d'électricité réglementées. De  
23 plus, il y a très peu d'entreprises canadiennes cotées en bourse, ce qui limite la possibilité  
24 de construire un groupe de référence canadien dont les entreprises sont comparables aux  
25 Transporteur et du Distributeur, quant à leurs opérations. Pour cette raison,  
26 MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski croient raisonnable et approprié de se fonder  
27 principalement sur les résultats du groupe de référence américain et d'utiliser le groupe de  
28 référence canadien pour corroborer le caractère raisonnable des résultats.

### 3.5 Modèles d'évaluation du coût des capitaux propres

29 L'évaluation du taux de rendement des capitaux propres du Transporteur et du Distributeur  
30 repose actuellement sur les méthodologies approuvées par la Régie dans deux importantes

1 décisions qu'elle a rendues en 2002 et en 2003. Les décisions D-2002-95<sup>10</sup> et D-2003-93<sup>11</sup>  
2 concernant les premières demandes tarifaires du Transporteur (R-3401-1998) et du  
3 Distributeur (R-3492-2002) ont fondé les assises réglementaires pour ceux-ci.

4 Ces décisions ont notamment déterminé que le taux de rendement des capitaux propres du  
5 Transporteur et du Distributeur est calculé, pour chacun d'eux, à partir d'une prévision du  
6 taux sans risque, à laquelle s'ajoute une prime de risque décidée par la Régie. Par la suite,  
7 au fil de leurs demandes tarifaires, le Transporteur et le Distributeur ont continué à effectuer  
8 le calcul du taux de rendement des capitaux propres à partir d'une mise à jour de la  
9 prévision du taux sans risque et de l'ajout d'une prime de risque fixe de 3,28 % pour le  
10 Transporteur et de 3,40 % pour le Distributeur. La mise à jour du taux sans risque provient  
11 de la prévision du taux moyen des obligations du Canada (10 ans), établi sur la base des  
12 données provenant de la publication du *Consensus Forecasts* d'un mois donné, auquel  
13 l'écart entre les taux observés des obligations 30 ans et 10 ans du mois précédent est  
14 ajouté.

15 Ainsi, avec les années, le Transporteur et le Distributeur ont de facto utilisé une formule  
16 implicite d'ajustement de leur rendement des capitaux propres dont le facteur d'élasticité  
17 pour la variation du taux sans risque était de 100 %, revenant ainsi à transmettre la totalité  
18 de toute variation du taux sans risque directement au taux de rendement des capitaux  
19 propres. Dans le contexte de la chute sans précédent des taux obligataires du  
20 gouvernement au cours des dernières années, cette approche s'est soldée par une chute  
21 correspondante des taux de rendement des capitaux propres du Transporteur et du  
22 Distributeur.

23 Compte tenu du niveau historiquement bas des taux d'intérêt sans risque, Hydro-Québec  
24 est arrivée au constat, à l'instar de plusieurs autres entreprises canadiennes de services  
25 publics, que les taux de rendement des capitaux propres de ses divisions réglementées ne  
26 rencontrent pas la norme du rendement raisonnable (*Fair Return Standard*). Selon cette  
27 norme, le coût raisonnable des capitaux propres doit correspondre à l'exigence de  
28 rendement qu'un investisseur serait en droit d'exiger s'il plaçait ses fonds dans une  
29 entreprise de risque comparable. Dans le cas du Transporteur et du Distributeur, cette  
30 situation s'est par surcroît trouvée exacerbée par l'application, dans la formule d'ajustement  
31 du rendement, d'un facteur d'élasticité de 100 % par rapport aux variations du taux sans

---

<sup>10</sup> Demande tarifaire 2001 du Transporteur (R-3401-98).

<sup>11</sup> Demande tarifaire 2004-2005 du Distributeur (R-3492-2002).

1 risque comparativement à des facteurs variant entre 50 % et 75 % appliqués aux taux de  
2 rendement des entreprises réglementées comparables au Canada.

3 De nombreux transporteurs et distributeurs électriques et gaziers canadiens et leurs experts  
4 ont invoqué ces arguments et ont demandé à leur organisme réglementaire (Régie de  
5 l'énergie, Office national de l'énergie, *Ontario Energy Board*, *Alberta Utilities Commission*)  
6 des ajustements à la hausse de leurs primes de risque. Les actions prises par les  
7 régulateurs ont notamment été les suivantes :

- 8 • Suspension des formules d'ajustement automatiques des taux de rendement des  
9 capitaux propres ou modification de celles-ci pour prendre en compte les écarts de  
10 crédit et pour ajuster les facteurs d'élasticité ;
- 11 • Ajustement de la prime de risque du marché en situation de crise financière ;
- 12 • Hausse des ajustements pour frais d'émission et marge pour flexibilité financière ;
- 13 • Ajustement de la prime de risque implicite pour perception de risque accrue ;
- 14 • Ajustement pour tenir compte des faiblesses du modèle d'évaluation des actifs  
15 financiers en situation de bas taux obligataires ;
- 16 • Hausse des taux de capitalisation.

17 Partant de ce constat, le Transporteur et le Distributeur ont fait appel à l'expertise de  
18 MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski pour que ces derniers leur proposent des taux  
19 de rendement des capitaux propres raisonnables. À partir du groupe d'entreprises  
20 comparables qu'ils ont retenu, les experts ont pu établir des taux de rendement des  
21 capitaux propres pour le Transporteur et le Distributeur qui rencontrent la norme de  
22 rendement raisonnable en s'appuyant sur les modèles financiers généralement reconnus  
23 par les organismes réglementaires canadiens et américains.

24 De plus, MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski réitèrent le principe d'indépendance  
25 de l'entreprise réglementée (*Stand-alone principle*), principe selon lequel une entreprise  
26 réglementée doit être traitée comme si elle cherchait à se procurer des capitaux sur les  
27 marchés financiers, indépendamment du reste de l'entreprise à laquelle elle appartient. Ce  
28 principe a été reconnu dans les décisions D-2002-95 et D-2003-93 de la Régie.

1 L'utilisation de modèles bien établis dans les domaines financiers et réglementaires est  
2 favorisée afin de cerner les exigences de rendement de marché, particulièrement dans le  
3 contexte financier actuel qui se démarque de l'expérience historique, soit :

- 4 • le modèle d'évaluation des actifs financiers (« CAPM » pour *Capital Asset Pricing*  
5 *Model*) ;
- 6 • le modèle d'actualisation des flux monétaires (« DCF » pour *Discounted Cash Flow*).

7 Ces modèles formalisent l'évaluation de la relation entre le rendement et le risque en  
8 s'appuyant sur des données empiriques. Leur point de départ consiste à identifier des  
9 entreprises de risques comparables à ceux du Transporteur et du Distributeur pour  
10 lesquelles des données de marché sont disponibles.

11 À partir du modèle DCF et des données des entreprises comparables canadiennes et  
12 américaines, MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski établissent premièrement une  
13 fourchette de taux de rendement des capitaux propres allant de 9,2 % à 12,1 %, incluant un  
14 ajustement pour les frais d'émission et de flexibilité financière de 30 points de base. Cette  
15 fourchette est ensuite comparée au résultat du modèle CAPM ajusté (*Reconciled CAPM*)  
16 pour en arriver à leur recommandation. Ainsi, MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski  
17 sont d'avis qu'un taux de rendement des capitaux propres de 9,2 % est approprié pour le  
18 Transporteur et le Distributeur. Ils justifient ce taux de 9,2 % en préconisant de mettre  
19 davantage de poids sur les résultats du modèle DCF provenant des données du groupe de  
20 référence américain et de sélectionner la partie basse de la fourchette de ces résultats afin  
21 de prendre en compte l'absence de risques liés à la production d'électricité pour le  
22 Transporteur et le Distributeur sans toutefois inclure un ajustement pour refléter leur risque  
23 financier plus important.

24 Afin de valider leur recommandation, MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski ont  
25 analysé les résultats d'un groupe de sociétés d'état canadiennes de services publics de  
26 transport et de distribution d'électricité, donc sans données de marché, afin de s'assurer que  
27 les taux de rendement recommandés pour le Transporteur et le Distributeur soient  
28 compatibles avec les taux de celles-ci.

29 Partant du fait que la recommandation de taux de rendement des capitaux propres de  
30 MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski repose sur des modèles généralement  
31 reconnus par les organismes réglementaires, que les résultats de ces modèles sont calculés

1 à partir de groupes d'entreprises canadiennes et américaines dont la comparabilité est  
2 appuyée par une analyse de risques étayée, le Transporteur et le Distributeur endossent et  
3 font leurs les recommandations de MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski et  
4 demandent à la Régie d'approuver leur proposition de réviser à 9,2 % le taux de rendement  
5 de leurs capitaux propres.

6 Le Transporteur et le Distributeur jugent que cette proposition est conservatrice compte tenu  
7 que ce taux se situe dans le bas de la fourchette des résultats de MM. James M. Coyne et  
8 John P. Trogonoski. En effet, leurs risques financiers sont beaucoup plus importants que  
9 ceux des comparables étant donné la faible capitalisation du Transporteur et du Distributeur.  
10 Ces derniers estiment que cette proposition conservatrice est de nature à faciliter le  
11 traitement du dossier.

12 En ce qui concerne les structures du capital, le Transporteur et le Distributeur maintiennent  
13 celles-ci au niveau actuel, soit :

- 14 • 30 % de capitaux propres et 70 % de dette pour le Transporteur tel qu'approuvé par  
15 la Régie dans sa décision D-2002-95 ;
- 16 • 35 % de capitaux propres et 65 % de dette pour le Distributeur tel qu'approuvé par  
17 la Régie dans sa décision D-2003-93.

18 L'utilisation d'un même taux de rendement des capitaux propres pour les deux divisions  
19 réglementées est justifiable du point de vue d'Hydro-Québec par le fait que l'utilisation de  
20 structures du capital différentes prend en compte la différenciation du risque des deux  
21 divisions réglementées. Cette façon de procéder n'est pas nouvelle et est utilisée  
22 notamment par l'*Alberta Utilities Commission*.

## 4 Mécanisme de traitement des écarts de rendement

### 4.1 Principes généraux

23 Un MTÉR est un instrument réglementaire généralement associé à la réglementation  
24 incitative permettant, à partir d'un seuil de rendement raisonnable, le partage entre  
25 l'entreprise réglementée et ses clients de certains écarts entre le rendement des capitaux  
26 propres réalisé et celui autorisé. Lorsque les résultats de l'entreprise réglementée sont  
27 connus, un calcul des écarts de rendement et du montant à partager avec les clients est  
28 effectué selon une formule établie.

1 Dans son témoignage produit à la pièce HQTD-2, Document 2, M. Robert C. Yardley  
2 présente les principes généraux de la structure des MTÉR et le cadre réglementaire dans  
3 lequel ils s'appliquent.

4 Les MTÉR les plus courants peuvent comprendre certains ou l'ensemble des éléments  
5 suivants :

- 6 • Une définition du calcul du rendement des capitaux propres, exprimé en  
7 pourcentage, réalisé pour les fins d'application de la formule de partage et,  
8 notamment, la période sur laquelle le calcul s'applique (habituellement 12 mois) ;
- 9 • Des seuils exprimés en pourcentage définissant une zone sans partage à l'intérieur  
10 de laquelle les écarts sont entièrement à la charge ou au bénéfice de l'entreprise  
11 réglementée ; certains mécanismes observés ne comportent pas de zone sans  
12 partage ;
- 13 • Pour la portion des écarts de rendement située à l'extérieur de la zone sans partage,  
14 un facteur établit la part qui revient à l'entreprise réglementée et celle qui revient aux  
15 clients ;
- 16 • Des variantes plus complexes peuvent comporter plus d'une zone de partage définie  
17 par plusieurs seuils et des facteurs de partage différents, par exemple, une première  
18 zone de partage peut comporter une portion de 75 % pour l'entreprise réglementée,  
19 une deuxième zone, une portion de 50 % et une troisième zone, de 25 % ou de 0 % ;
- 20 • Des modalités de transfert aux clients des écarts au cours des années  
21 subséquentes.

22 Si les seuils et les facteurs de partage résultent en un partage identique pour un écart  
23 négatif ou positif de même amplitude, le mécanisme est qualifié de symétrique ; dans le cas  
24 contraire, il est asymétrique.

## 4.2 Proposition du Transporteur et du Distributeur

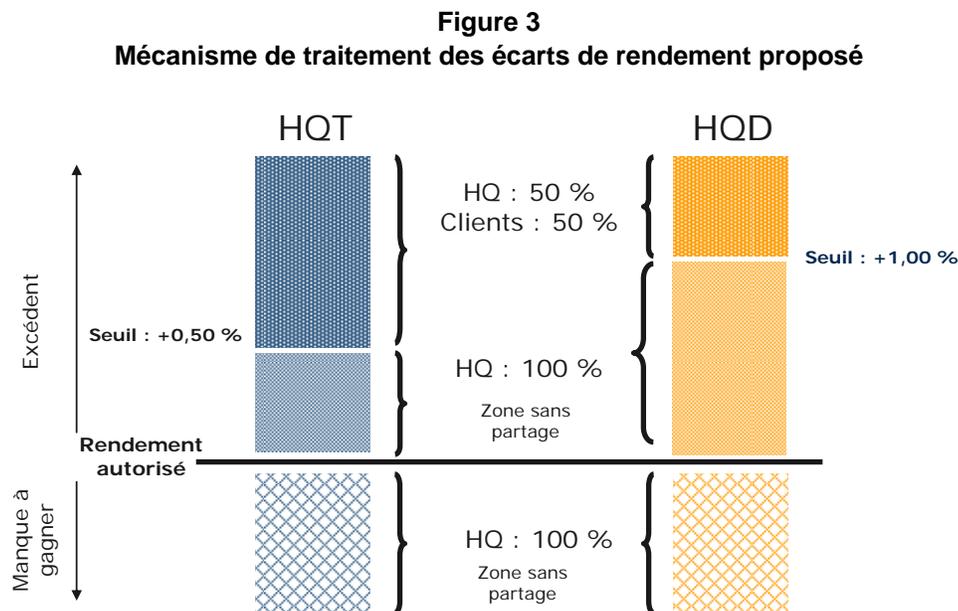
1 Le Transporteur et le Distributeur considèrent que tout MTÉR doit être conçu et administré  
2 de façon à :

- 3 • Assurer un traitement équitable des parties prenantes ;
- 4 • Inciter les divisions réglementées à améliorer leur efficacité ;
- 5 • Faire profiter les clients des gains d'efficacité des divisions ;
- 6 • Favoriser l'allégement réglementaire.

7 Dans cette optique, ils proposent le mécanisme suivant, tel que recommandé par M. Robert  
8 C. Yardley :

- 9 • Zone sans partage : jusqu'à 50 points de base au-delà du taux de rendement  
10 autorisé pour le Transporteur et jusqu'à 100 points de base au-delà du taux de  
11 rendement autorisé pour le Distributeur ;
- 12 • Écart supérieur à la zone sans partage : partage à parts égales avec leurs clients ;
- 13 • Écart inférieur au taux de rendement autorisé : à la charge du Transporteur et du  
14 Distributeur.

15 Le mécanisme proposé est illustré à la figure 3 :



1 Par ailleurs, le Transporteur et le Distributeur maintiennent les comptes d'écarts suivants  
2 mis en place dans le but d'assurer un traitement équitable des parties et afin de couvrir les  
3 éléments importants hors de leur contrôle. Ces comptes sont :

4 Transporteur

- 5 • compte d'écart des revenus des services de transport de point à point ;
- 6 • compte d'écarts du coût de retraite ;

7 Distributeur

- 8 • compte de « pass-on » pour l'achat d'électricité ;
- 9 • compte d'écarts de la charge locale de transport ;
- 10 • compte de nivellement des revenus de transport et de distribution pour aléas  
11 climatiques ;
- 12 • compte d'écarts du coût du combustible ;
- 13 • compte d'écarts de tarif de maintien de la charge ;
- 14 • compte d'écarts du coût de retraite ;
- 15 • compte d'écarts pour les coûts des pannes majeures ;
- 16 • compte d'écarts des coûts reliés au Bureau de l'efficacité et de l'innovation  
17 énergétiques.

18 La présence d'une zone sans partage, à l'intérieur de laquelle les écarts positifs sont  
19 entièrement conservés par le Transporteur et le Distributeur, constitue un élément  
20 fondamental pour ces derniers afin de maintenir un incitatif adéquat aux gains d'efficacité.  
21 En ce qui a trait au facteur de partage de 50 % pour tout écart supérieur, le Transporteur et  
22 le Distributeur sont d'avis qu'il s'agit d'un partage raisonnable afin de répondre à des  
23 objectifs d'équité, de maintien des incitatifs à l'efficacité et de simplicité d'application. Il tient  
24 compte également du fait que les écarts négatifs sont entièrement à leur charge.

25 Le mécanisme asymétrique proposé favorise l'allégement réglementaire en évitant des  
26 contestations de décisions de gestion lors de l'application du mécanisme dans les situations  
27 où les écarts sont négatifs. Le fait de traiter les écarts positifs globalement sans distinguer  
28 les facteurs qui ont contribué à ces écarts, qu'ils soient ou non sous le contrôle des divisions  
29 réglementées, favorise également l'allégement du processus.

1 Par ailleurs, le Transporteur et le Distributeur proposent le maintien du processus d'examen  
2 actuel de leurs coûts de service et de leurs performances respectives. Ce processus  
3 d'examen régulier, mis en place par la Régie dans le cadre de leurs demandes tarifaires,  
4 permet de suivre, année après année, l'évolution des coûts ainsi que des indicateurs  
5 d'efficacité et de qualité de service de chacune des divisions sur un grand nombre de  
6 variables.

7 En conclusion, le Transporteur et le Distributeur proposent l'adoption de ce MTÉR pour les  
8 raisons suivantes. Ce mécanisme :

- 9 • Est simple et peut être mis en place rapidement ;
- 10 • Répond concrètement aux préoccupations de la Régie et des intervenants quant aux  
11 écarts de rendement favorables réalisés par le Transporteur et le Distributeur ;
- 12 • Encourage la réalisation de gains d'efficacité profitant autant aux divisions qu'à leurs  
13 clients en raison de l'asymétrie du mécanisme, de sa zone sans partage et d'une  
14 participation aux gains additionnels ;

15 En outre, il s'inscrit dans le cadre du projet de loi n° 25 précité.

#### 16 **4.3 Modalités de disposition des comptes d'écarts relatifs aux écarts de 17 rendement**

18 Afin de transférer aux clients l'écart de rendement qui leur est attribué en vertu du MTÉR  
19 proposé, le Transporteur et le Distributeur suggèrent pour chacun la création d'un compte  
20 d'écarts permettant d'y comptabiliser l'écart de rendement à partager. De plus, ils proposent  
21 d'assortir ce compte des modalités de disposition suivantes :

22 Pour une année historique donnée, l'année 2014 à titre d'exemple :

- 23 • Constatation de l'écart de rendement réel à la clôture de l'exercice financier de  
24 l'année historique (2014) ;
- 25 • Présentation du résultat du calcul de l'écart à remettre aux clients dans le rapport  
26 annuel de l'année historique (2014) déposé à la Régie ;
- Prise en compte de l'écart à remettre aux clients dans le cadre de l'année témoin  
projetée (2016) ;

- 1       • Application jusqu'à sa disposition d'un rendement, au taux autorisé de la base de  
2       tarification, à l'écart comptabilisé au compte.

3 Les modalités proposées ont, d'une part, l'avantage d'être simples dans leur application, en  
4 constatant, une fois définitif, l'écart de rendement réel à remettre aux clients puisqu'il s'agit  
5 de son objectif fondamental. Elles permettent, d'autre part, de minimiser le délai de  
6 disposition et par conséquent l'impact sur les tarifs des clients. Toutefois, dans une  
7 perspective de stabilité tarifaire, il pourrait s'avérer pertinent de réévaluer ces modalités  
8 selon l'ampleur des écarts de rendement à partager.

## 5 Autres propositions

### 5.1 Proposition relative au coût de la dette

9 Au paragraphe 58 de sa décision D-2012-024, la Régie indiquait que les prévisions des  
10 composantes du taux de rendement de la base de tarification et du coût du capital prospectif  
11 devaient s'appuyer sur les données les plus récentes. Aussi concluait-elle que les taux  
12 relatifs à la dette devaient être mis à jour en cours de dossier tarifaire.

13 Pour répondre à cette demande et à celle formulée au paragraphe 91 de la décision  
14 D-2013-037, le Transporteur et le Distributeur proposent d'effectuer une mise à jour des  
15 composantes du coût moyen de la dette en reflétant les impacts des variations de taux et de  
16 volume sur le numérateur et le dénominateur.

17 Comme Hydro-Québec réalise son financement et gère sa dette de façon intégrée, ce qui  
18 procure un coût moyen de la dette identique pour les deux divisions règlementées, le  
19 Transporteur et le Distributeur proposent que leurs mises à jour du coût de la dette soient  
20 établies au même moment, soit en décembre. Ainsi, une mise à jour simultanée permettrait  
21 au Transporteur et au Distributeur de présenter le même coût révisé, sachant qu'ils  
22 obtiendront par la suite le même coût de dette réel. De plus, effectuer la mise à jour à une  
23 seule date rendrait son processus plus simple.

24 Les transactions de financement réalisées ainsi que les nouvelles prévisions des volumes  
25 de financement, établies à partir des données disponibles à la date de mise à jour, seraient  
26 alors prises en compte. La mise à jour intégrerait aussi la révision des taux applicables à la  
27 dette à taux variables ainsi qu'aux nouveaux emprunts à taux fixes prévus. À cet effet, les  
28 prévisions les plus récentes des taux du *Consensus Forecasts* seraient utilisées pour établir  
29 la prévision des taux d'intérêt sur un horizon annuel. Pour les prévisions de taux applicables

1 à Hydro-Québec, la méthodologie en vigueur dans les dossiers tarifaires antérieurs serait  
2 appliquée.

## 5.2 Proposition relative au coût du capital prospectif

3 Dans le même ordre d'idées, afin de répondre à la demande de la Régie au Distributeur de  
4 déposer une preuve sur la mise à jour du coût du capital prospectif lors de l'examen de la  
5 méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable, le Transporteur et le  
6 Distributeur proposent ce qui suit : étant satisfaits de la méthodologie actuelle de  
7 détermination du coût en capital prospectif, ils proposent simplement à la Régie de mettre à  
8 jour en décembre les taux de financement à court et long terme pour le calcul du taux  
9 prospectif de la dette. Selon eux, cette proposition répond adéquatement à la demande de  
10 la Régie.

11 Ainsi, les prévisions révisées des taux d'intérêt pour les émissions de dette à taux fixes et  
12 de dette à taux variables seraient également utilisées pour mettre à jour le coût du capital  
13 prospectif.

## 6 Recommandations et conclusion

14 Les évaluations effectuées par MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski à partir du  
15 groupe d'entreprises de référence canadiennes et américaines, selon les modèles CAPM  
16 ajusté et DCF, donnent comme résultat une fourchette de taux de rendement des capitaux  
17 propres allant de 9,2 % à 12,1 %, incluant un ajustement pour les frais d'émission et de  
18 flexibilité financière.

19 Quant à la détermination d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement, M. Robert  
20 C. Yardley recommande un mécanisme asymétrique comprenant une zone sans partage de  
21 50 points de base et de 100 points de base au-delà du taux de rendement autorisé,  
22 respectivement pour le Transporteur et le Distributeur, avec un partage à parts égales avec  
23 leurs clients pour tout écart supérieur à la zone sans partage.

24 Pour conclure, le Transporteur et le Distributeur adoptent et font leurs les recommandations  
25 des experts de CEA et demandent à la Régie d'approuver leur proposition de réviser à  
26 9,2 % le taux de rendement de leurs capitaux propres, leur proposition de mécanisme de  
27 traitement des écarts de rendement ainsi que les modalités proposées de mise à jour du  
28 coût de la dette et du coût du capital prospectif.