

**Réponses du Transporteur et du Distributeur  
à la demande de complément de preuve  
de la Régie de l'énergie (« Régie »)**



---

1 **DEMANDE DE COMPLÉMENT DE PREUVE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA**  
2 **DEMANDE D'APPROBATION DU TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES ET DU**  
3 **MÉCANISME DE TRAITEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT**

---

4 **TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES**

5 **1. Référence :** Pièce B-0007, pages 26-27.

6 **Préambule :**

7 *« Credit ratings are based on the utility's business risk profile (which includes an assessment of*  
8 *the regulatory environment in which the utility operates) and its financial risk profile. Companies*  
9 *with similar credit ratings have been determined by the rating agency to have similar levels of*  
10 *business and financial risk. This concept has been adopted by regulatory agencies, including the*  
11 *Federal Energy Regulatory Commission ("FERC"), which has found that "it is reasonable to use*  
12 *the proxy companies' corporate credit rating as a good measure of investment risk, since this*  
13 *rating considers both financial and business risk. »*

14 *« The basis for choosing proxy group companies with credit ratings of A- or higher is that absent*  
15 *the government debt guarantee, the credit rating for Hydro-Québec would be several notches*  
16 *lower.<sup>29</sup>*

17 <sup>29</sup> *In August 2012, Moody's Investors Service indicated that its Baseline Credit Assessment for*  
18 *Hydro-*  
19 *Quebec would be Baa1 (S&P equivalent BBB+) absent the government debt guarantee from the*  
20 *Province*  
21 *of Quebec. See Moody's credit report for Hydro-Québec, issued August 6, 2012, at page. 2. »*

22 **Demandes :**

23 1.1 Veuillez déposer copie du rapport de Moody's sur Hydro-Québec auquel il est fait  
24 référence à la page 27 du rapport de Concentric Energy Advisors (Concentric).

25 **R1.1**

26 **Please see Request 1.1 Attachment 1.**

27 1.2 Veuillez déposer le rapport de Moody's Investors Service datant d'août 2009 et intitulé  
28 « Regulated Electric and Gas Utilities » - Rating Methodology (34 pages).

29 **R1.2**

30 **Please see Request 1.2 Attachment 1.**

31 1.3 Veuillez fournir, sous forme de fichier Excel, l'historique des taux de rendement des  
32 25 dernières années, au minimum sur une base mensuelle, pour les obligations  
33 corporatives des entreprises de service public (*utilities*) cotées BBB, celles cotées A, ainsi  
34 que le taux des obligations de la province de Québec, des obligations du gouvernement du

1 Canada ainsi que des obligations du trésor américain, pour les échéances 10 et 30 ans.  
2 Veuillez fournir ces données tant pour le marché canadien que pour le marché américain.

3 **R1.3**

4 **Please see Request 1.3 Attachment 1.**

- 5 **2. Références :** (i) Pièce B-0007, page 51;  
6 (ii) Pièce B-0007, pièce JMC-5, annexe 1.

7 **Préambule :**

8 « *Based on the lower equity ratios and the weaker credit metrics of HQD and HQT, Concentric*  
9 *concludes that these companies have greater financial risk than either the Canadian proxy group*  
10 *or the U.S. electric utility proxy group. Specifically, the actual credit metrics for HQD and HQT*  
11 *(as shown on Exhibit JMC-5) are not consistent with Hydro-Québec's current S&P rating*  
12 *of A+.* »

13 **Demande :**

14 2.1 Veuillez fournir les données, la source de chaque donnée et le détail des calculs utilisés  
15 afin de compléter le tableau de la pièce JMC 5, annexe 1, de la pièce HQTD-2,  
16 Document 1.

17 **R2.1**

18 **Please see Request 2.1 Attachment 1.**

3. **Références :** (i) Pièce B-0007, pages 89-90;  
(ii) Pièce B-0007, pièces JMC-9 à JMC-11.

19 **Préambule :**

20 « *Yes, projected earnings growth rates are generally available. For example, analysts' five-year*  
21 *earnings growth rates are publicly available from Zacks' Investor Services for U.S. companies.*  
22 *Thomson First Call (as reported on Yahoo! Finance), which is a public source, and SNL*  
23 *Financial, a subscription-based service, publish earnings growth rates for both Canadian and*  
24 *U.S. companies. All of these services provide consensus estimates that compile projections of*  
25 *earnings growth from several analysts. Value Line, which is a subscription based publication,*  
26 *provides three-to-five-year projected earnings, dividend and book value growth rates based on*  
27 *the expectations of an individual analyst.* » [...]

28 « *SNL Financial began compiling consensus earnings growth estimates for Canadian utility*  
29 *companies in February of 2012. In addition, Thomson First Call also provides long-term growth*  
30 *estimates for Canadian utilities.* »

1 **Demandes :**

2 3.1 Pour les échantillons canadien et américain de comparables, veuillez fournir le détail des  
3 estimés de croissance utilisés notamment, pour chaque source (Zacks, First Call, SNL et  
4 Value Line) la moyenne et la médiane des estimés de croissance, sur un an et sur 5 ans, la  
5 valeur la plus haute et l'estimé le plus bas, ainsi que le nombre d'analystes qui ont fourni  
6 des estimés.

7 **R3.1**

8 **Please see Request 3.1 Attachment 1 for the work papers that support the**  
9 **growth rates reported by Zacks, First Call, SNL and Value Line. Exhibit JMC-9**  
10 **shows the five year growth rate estimates from each source, as well as the**  
11 **mean and median growth rates for the Canadian and U.S. proxy groups from**  
12 **each source. The work papers for First Call and SNL show the number of**  
13 **analysts surveyed to derive the consensus growth rate; Value Line's growth**  
14 **estimates are based on the projection of one analyst, and Zacks does not**  
15 **report the number of analysts that are surveyed in the consensus estimate.**

16 **The individual growth rate projections of each analyst that are included in the**  
17 **consensus growth rate for the company are not provided by Zacks, First Call,**  
18 **and SNL. Each of those three sources reports the consensus EPS growth rate**  
19 **for the company, but does not disclose analysts' individual growth rate**  
20 **projections. As noted above, Value Line's growth estimates are based on the**  
21 **projection of one analyst for a three-to-five year period.**

22 **In preparing this response, Concentric discovered that SNL discontinued**  
23 **coverage of Valener in July 2012. The SNL growth rate shown in the DCF**  
24 **calculation for Valener is for a different company (i.e., Vanguard Natural**  
25 **Resources) that has the same ticker (VNR) on the New York Stock Exchange**  
26 **as Valener has on the Toronto Stock Exchange. The growth rate estimate for**  
27 **VNR provided by SNL of 6.00% is not representative of Valener Inc., but rather**  
28 **Vanguard Natural Resources. The estimate provided by Yahoo of 8.00% is**  
29 **correct. Thus, the average growth rate used in the Constant Growth and Multi-**  
30 **Stage DCFs should be 8.00% instead of 7.00%. As a result of this change, the**  
31 **mean ROE results increase slightly :**

32 **Tableau R-3.1 – DCF Model Results**

	<u>Mean DCF Results</u>	
Constant Growth	Old	New
30-Day	11.66%	11.83%
90-Day	11.76%	11.93%
180-Day	11.82%	11.99%
Multi-Stage	Old	New
30-Day	8.97%	9.04%
90-Day	9.10%	9.17%
180-Day	9.17%	9.24%

1           **Concentric does not, however, change its recommended ROE, as we have**  
2           **placed principal reliance on the results of the U.S. proxy group, and this is a**  
3           **nominal change in the Canadian results.**

4    3.2    Veuillez fournir la pièce JMC-10, annexe 4, pour l'échantillon de comparables canadiens.

5    **R3.2**

6           **The calculation of the sustainable growth rate shown in Exhibit JMC-10,**  
7           **Schedule 4 is based on data from Value Line. It is not possible to perform this**  
8           **calculation for the companies in the Canadian proxy group because Value Line**  
9           **does not provide coverage of all of these companies.**

- 10   **4.    Références :**   (i)   Pièce B-0007, pages 27-28;  
11                           (ii)   Pièce B-0007, pièce JMC-1;  
12                           (iii)  Pièce B-0007, pièce JMC-3, annexe 1;  
13                           (iv)  Décision de l'ONE sur TransCanada Pipelines, RH-003-2011,  
14                                 pages 1, 3 et 16 ;  
15                           (v)  Rapport d'analyse de la Financière Banque Nationale sur Trans  
16                                 Canada Corporation, du 28 mars 2013.

17   **Préambule :**

18    (i)    Aux pages 27 -28, Concentric souligne : « *As shown on Exhibit JMC-1, in 2011, the*  
19    *average company in the Canadian utility proxy group derived approximately 61 percent of its*  
20    *operating income from regulated utility operations and 59 percent of its revenues from regulated*  
21    *utility service. Two companies, however, have substantial non-electric and/or unregulated*  
22    *operations, which have different business risks than the regulated electric transmission and*  
23    *distribution business.* »

24    Ces deux entreprises sont Enbridge et TransCanada Corporation.

25    (ii)   À la pièce JMC-1, il est indiqué au Tableau de Concentric que TransCanada n'a aucun  
26    revenu ni profit d'opération provenant de la transmission ou de la distribution d'électricité, ou  
27    d'autre énergie, sur une base de coût de service.

2011 % Regulated Operating Income and Revenues		
Utility	% Operating Income	% Revenues
Consolidated Edison	98%	88%
Northeast Utilities	101%	99%
NextEra Energy	64%	69%
Southern Co.	93%	95%
Wisconsin Energy	61%	99%
Xcel Energy	100%	99%
<b>U.S. Proxy Group Average</b>	<b>86%</b>	<b>92%</b>

  

Utility	% Operating Income	% Revenues
Canadian Utilities Ltd.	60%	56%
Emera, Inc.	94%	92%
Enbridge Inc. (1)	22%	13%
Fortis Inc.	91%	93%
TransCanada Corp. (2)	0%	0%
Valener	98%	97%
<b>Canadian Proxy Group Average</b>	<b>61%</b>	<b>59%</b>

Note: Percentage of operating income may exceed 100% due to losses at affiliates.  
 (1) Does not include operating income or revenues from gas transmission.  
 (2) TransCanada has no income or revenues from regulated utility service. Gas transmission income and revenue was not considered in our analysis.

1

2 (iii) Malgré ce fait, Concentric inclut TransCanada dans le groupe d'entreprises comparables  
 3 canadiennes. La Régie constate, à la pièce JMC-3, l'annexe 1, que TransCanada a le plus haut  
 4 rendement autorisé sur les capitaux propres (TRCP) du groupe, à 11,50 %, et sa seule présence  
 5 hausse le TRCP moyen de l'échantillon de 29 points de base, le faisant passer de 8,90 % à  
 6 9,19 %.

7 (iv) Dans sa décision de mars 2013 sur TransCanada PipeLines, l'ONE écrit : (page 1) « *La*  
 8 *situation dans laquelle se trouve le réseau principal est inédite. Aucun gazoduc d'envergure*  
 9 *relevant de la réglementation de l'Office n'a jamais subi les forces du marché avec autant de*  
 10 *vigueur que le réseau principal en ce moment. Les droits sur le réseau principal ont beaucoup*  
 11 *augmenté en très peu de temps en réaction à une diminution marquée du débit.*

12 *La façon dont TransCanada réagira aux changements qui s'opèrent dans son contexte*  
 13 *commercial déterminera l'avenir du réseau principal, aux prises avec une concurrence sans*  
 14 *cesse plus vive sur le plan de l'approvisionnement découlant de la demande intérieure de*  
 15 *l'Alberta, d'autres gazoducs qui partent du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et*  
 16 *des nouveaux marchés en quête du gaz du BSOC. De plus, le réseau principal doit concurrencer*  
 17 *les gazoducs transportant le gaz de schiste et le gaz de réservoir étanche des bassins situés aux*  
 18 *États-Unis d'Amérique jusqu'aux marchés de l'Est. Il est essentiel que le réseau principal*  
 19 *parvienne à s'ajuster à cette nouvelle conjoncture, car les consommateurs de l'Est pourraient ne*  
 20 *pas renouveler leurs contrats et une infrastructure de contournement pourrait s'ajouter.*

1 En outre, on ne peut pas continuer de compenser la diminution du débit du réseau principal en  
2 majorant les droits tous les ans. Les expéditeurs du service de transport garanti (SG) qui  
3 continuent d'utiliser le réseau principal ont dû assumer les coûts associés à la variation du débit,  
4 ainsi que les coûts et les risques de concurrence. Si cette situation persiste, le caractère  
5 concurrentiel du réseau principal pourrait être affaibli davantage, et la cause fondamentale de la  
6 baisse de débit, aggravée.

### 7 **Notre décision**

8 L'approche fondée sur des droits fixes pluriannuels que nous avons adoptée met fin aux  
9 majorations de droits. Notre décision fixe le droit pour le service garanti d'Empress, en Alberta,  
10 à Dawn, en Ontario, à 1,42 \$/gigajoule (GJ), plutôt qu'à 2,58 \$/GJ comme il l'aurait été en 2013  
11 suivant le scénario du statu quo. Nous prévoyons que ce droit sera maintenu jusqu'en 2017.  
12 Conscients du risque commercial accru avec lequel le réseau principal est aux prises, nous avons  
13 approuvé un rendement du capital-actions (RCA) de 11,5 % sur un ratio du capital-actions  
14 ordinaire de 40 %. Nous avons aussi autorisé une mesure incitative qui augmentera davantage  
15 les bénéfices du réseau principal si les produits nets annuels surpassent les prévisions. »

16 « Nous savons bien que les prévisions de débit, de coûts et de produits peuvent ne pas se  
17 matérialiser. Nous avons suppléé à cette possibilité en accordant au réseau principal un  
18 rendement plus élevé pour tenir compte du risque de variabilité accru auquel sera soumis son  
19 flux de trésorerie du fait qu'il sera davantage fonction de l'exactitude de la prévision de débit  
20 que par le passé. [...]

21 (page 3)

22 Si les reports de coûts devaient excéder la prévision, cela pourrait vouloir dire qu'un risque  
23 fondamental du réseau principal s'est matérialisé, et il serait possible de rejeter des coûts. Dans  
24 une telle éventualité, il ne faudrait pas conclure que TransCanada n'a pas eu une occasion  
25 raisonnable de recouvrer ses coûts, mais plutôt que les événements ont pris une tournure  
26 imprévue ou que TransCanada n'a pas su saisir l'occasion qui lui était offerte. Il serait alors  
27 possible que TransCanada encaisse une perte, risque auquel toutes les entreprises évoluant dans  
28 un marché compétitif s'exposent. » [Nous soulignons]

29 À la page 16 de la décision de l'ONE, le Tableau 2-1 montre clairement les réductions des droits  
30 décidées par le régulateur, réductions qui peuvent atteindre 49 % par rapport au scénario du statu  
31 quo.



**Tableau 2-1**  
**Comparaison des droits de 2013 établis suivant la proposition de**  
**restructuration et le scénario du statu quo (\$/GJ)**

<b>Parcours tarifaire</b>	<b>2013 PR</b>	<b>2013 SQ</b>
Frontière Saskatchewan-Manitoba jusqu'à Dawn (Ontario) – ZLSO d'Union	1,18	-
Frontière Saskatchewan-Manitoba jusqu'à Toronto (Ontario) – ZLC d'Enbridge	1,33	-
Réseau de l'Alberta jusqu'à Dawn – ZLSO d'Union	1,47	2,74
Réseau de l'Alberta jusqu'à Toronto – ZLC d'Enbridge	1,61	3,18
Frontière Alberta-Saskatchewan (Empress, en Alberta) jusqu'à Dawn – ZLSO d'Union	1,52	2,58
Frontière Alberta-Saskatchewan. (Empress) jusqu'à Toronto – ZLC d'Enbridge	1,67	3,03

1

2 (v) L'augmentation du profil de risque de TransCanada n'est pas passée inaperçue auprès des  
 3 analystes financiers, tel que le démontre le rapport de la Financière Banque Nationale, du  
 4 28 mars 2013, portant sur TransCanada Corporation et intitulé: « *NEB announces five-year Cnd*  
 5 *Mainline decision : Fixed tolls = cash flow risk profile bumps up.* »

6 **Demandes :**

7 4.1 Veuillez déposer le document de l'Office national de l'énergie : Motifs de décision,  
 8 TransCanada Pipelines Limited, Nova Gas Transmission Ltd. Et Foothills PipeLines Ltd.  
 9 RH-003-2011, publié en mars 2013.

10 **R4.1**

11 **Please see Request 4.1 Attachment 1.**

12 4.2 Veuillez déposer le rapport de recherche de la Financière Banque Nationale portant sur  
 13 TransCanada Corporation, daté du 28 mars 2013, et intitulé « *NEB announces five-year*  
 14 *Cnd Mainline decision : Fixed tolls = cash flow risk profile bumps up.* ».

15 **R4.2**

16 **Please see Request 4.2 Attachment 1.**

17 4.3 Compte tenu des observations qui précèdent, notamment la dernière décision de l'ONE,  
 18 veuillez préciser en quoi, selon vous, le niveau de risque de TransCanada Corporation peut  
 19 être comparable à celui de HQTd.

20 **R4.3**

21 **As explained on pages 27-28 of Exhibit HQTd-2, document 1 (B-0007), two**  
 22 **companies (Enbridge, Inc. and TransCanada Corporation) have substantial**  
 23 **non-electric and/or unregulated operations, which have different business**  
 24 **risks than the regulated electric transmission and distribution business. The**  
 25 **significance of non-electric utility activities and non-regulated activities at**

1 those two companies underscores the benefit of using a proxy group of U.S.  
2 electric utilities to estimate the cost of equity for the Transmission Provider  
3 and the Distributor, supplemented by the results of the Canadian proxy group.

4 Since the Régie has not previously found that it was appropriate to rely on U.S.  
5 regulated utilities to estimate the cost of equity for a Canadian company,  
6 Concentric selected a proxy group of Canadian utilities for analysis while  
7 noting the inherent concern that several of those companies are not  
8 comparable in terms of business risk to the Transmission Provider and the  
9 Distributor. For that reason, Concentric presented a similar analysis for a  
10 proxy group of U.S. electric utilities which were more risk comparable to the  
11 Transmission Provider and the Distributor.

12 4.4 De façon plus globale, veuillez justifier l'inclusion de TransCanada Corporation dans le  
13 groupe d'entreprises de service public canadiennes dans le domaine de l'électricité.

14 **R4.4**

15 **Please refer to the response to Question 4.3.**

- 16 **5. Références :** (i) Pièce B-0007, pages 103-104;  
17 (ii) Valener, Résultats financiers pour le deuxième trimestre de l'exercice  
18 2013, Allocution de la direction (Speakers' notes), page 3;  
19 (iii) Valener, Résultats financiers pour le deuxième trimestre de  
20 l'exercice 2013, diapositive 5;  
21 (iv) Valener, Rapport annuel 2012, pages 14, 168-169.

22 **Préambule :**

23 (i) « *Retention of earnings causes an increase in the book value per share and, other factors*  
24 *being equal, increases the amount of earnings that is generated per share of common stock. For*  
25 *example, a company that is expected to earn a return of 9 percent and retain 80 percent of its*  
26 *earnings might be expected to have a growth rate of 7.2 percent, computed as follows:*

27  $0.80 \times 9 \% = 7.2 \%$

28 *On the other hand, another company that is also expected to earn 9 percent but only retains 20*  
29 *percent of its earnings might be expected to have a growth rate of 1.8 percent, computed as*  
30 *follows:*

31  $0.20 \times 9 \% = 1.8 \% \gg$

32 (ii) « *Turning to dividends, during the second quarter, Valener paid dividends of \$9.4 million*  
33 *to its common shareholders, either in cash or in shares for those who elected to take advantage*  
34 *of the dividend reinvestment plan. For the current quarter, Valener's Board maintains a dividend*

1 of \$0.25 per common share, payable next July 15. As planned, Valener will have paid to its  
2 shareholders an annualized dividend of \$1.00 per share for fiscal 2013.

3 The distribution to be paid by Gaz Métro to Valener this coming July will be the last one to  
4 include the enhanced distribution established back in 2010, at the time of Gaz Métro's  
5 reorganization which saw the creation of Valener. The total amount of that enhanced distribution  
6 will have represented \$20 million over a three-year period ending next September 30th.

7 As communicated at the time of our reorganization, and as shown on page 5, the game plan is  
8 now to use the cash flows generated by phase I of the Seigneurie de Beaupré wind power projects  
9 to allow Valener to maintain its \$1 annual dividend over time. The 272 MW project is on time  
10 and on budget. The commissioning is expected to be in December 2013. Any timing difference  
11 would be covered by Valener's committed credit facility, which is currently largely unused. »

12 [nous soulignons]

13 Certaines observations paraissent difficilement conciliables avec les prévisions de croissance du  
14 dividende de 7 % par année utilisées par Concentric dans les pièces JMC-11 schedule 4 à 6 :

15 a) Valener n'a pas augmenté son dividende de 1,00 \$ depuis sa création. De plus, Société en  
16 commandite Gaz Métro n'a pas augmenté sa distribution déclarée par part depuis 2003,  
17 cette dernière a même été réduite, passant de 1,36 \$ en 2003 à 1,12 \$ en 2012.

18 b) Valener ne couvre pas son dividende depuis trois ans, tant au niveau du bénéfice net qu'au  
19 niveau du flux de trésorerie lié aux activités d'exploitation, et le manque à gagner depuis  
20 trois ans totalise 20 M\$. Par surcroît, la direction de Valener, dans sa communication aux  
21 analystes et investisseurs du 13 mai 2013 (comme dans ses communications précédentes),  
22 ne parle pas d'augmenter son dividende, mais de seulement le maintenir au même niveau  
23 de 1,00 \$ à l'avenir (« over time »).

24 c) À la diapositive 5 de la présentation trimestrielle des résultats de Valener, la direction de  
25 l'entreprise indique aux investisseurs que pour les prochaines années (2014 et les années  
26 suivantes) le dividende de 1,00 \$ devrait être tout juste couvert (taux de distribution  
27 d'environ 95 %).

28 d) Le rendement sur l'avoir des actionnaires réalisé par Valener en 2012 n'était que de  
29 4,4 %, et au mieux son taux de rétention des bénéfices prévu est de 5 % (1-95 %) en 2014  
30 ce qui donnerait un taux de croissance interne théorique de 0,2 % (4,4 % \* 5 %).

31 e) La seule inclusion de Valener au groupe d'entreprises canadiennes comparables, étant  
32 donné les hypothèses de croissance des dividendes utilisées par Concentric, a pour effet  
33 d'augmenter le rendement des capitaux propres moyen du groupe de plus de 50 points de

1 base. Par exemple, à la pièce JMC-11, l'annexe 5, le rendement moyen des capitaux  
2 propres passerait de 9,10 % lorsqu'on inclut Valener, à 8,57 % lorsqu'on exclut Valener.

3 **Demandes :**

4 5.1 Veuillez déposer la copie de l'allocation de la direction de Valener lors de l'appel  
5 conférence tenu le 13 mai 2013, suivant la publication de leurs résultats financiers pour le  
6 deuxième trimestre de l'exercice 2013 (disponible sur le site web de l'entreprise).

7 **R5.1**

8 **Please see Request 5.1 Attachment 1.**

9 5.2 Veuillez déposer la copie des diapositives présentées aux investisseurs lors de l'appel  
10 conférence tenu le 13 mai 2013, suivant la publication de leurs résultats financiers pour le  
11 deuxième trimestre de l'exercice 2013 (disponible sur le site web de l'entreprise).

12 **R5.2**

13 **Please see Request 5.2 Attachment 1.**

14 5.3 Veuillez déposer copie du rapport annuel 2012 de Valener.

15 **R5.3**

16 **Please see Request 5.3 Attachment 1.**

17 5.4 Considérant les observations qui précèdent, veuillez démontrer comment une croissance  
18 annuelle des dividendes de l'ordre de 7 % par année est possible pour chacune des  
19 5 prochaines années, tel qu'utilisé dans la pièce JMC-11, l'annexe 4 à 6?

20 **R5.4**

21 **The growth rate in the DCF model is based on analysts' expectations for future**  
22 **growth in earnings per share. In other words, the DCF model uses market-**  
23 **based data to measure investors' return expectations. Since dividends are a**  
24 **function of earnings growth, it is entirely reasonable to use earnings growth as**  
25 **a surrogate for dividend growth. In this particular instance, the estimated**  
26 **growth rate for Valener is 7.0 percent (or 8.00% as indicated in response to**  
27 **Question 3.1). This growth rate represents the markets' consensus**  
28 **expectations for earnings and dividend growth for Valener over the next five**  
29 **years. We assume the analysts preparing these forecasts are aware of**  
30 **management's presentations and factor these into their growth rate estimates.**  
31 **Concentric notes that, although we have reported DCF results for the**  
32 **Canadian proxy group, we have given more weight to the DCF results for the**  
33 **U.S. electric utility proxy group and have used the Canadian DCF results and**  
34 **the Reconciled CAPM results to corroborate the reasonableness of our**  
35 **recommendation.**

1 **6. Référence :** Pièce B-0007, pages 92-95.

2 **Préambule :**

3 **page 92 :**

4 « *Q. What is “optimism bias” in the earnings growth rate forecasts of security analysts, and how*

5 *would it affect an estimate of the ROE?*

6 *A. Optimism bias is related to the alleged tendency for analysts to forecast earnings growth*

7 *rates that are higher than are actually achieved. If optimism bias were present in analysts’*

8 *earnings forecasts, it could create an upward bias in the estimated cost of capital that results*

9 *from the DCF approach.*»

10 *Q. Is it reasonable to believe that analysts’ earnings growth estimates currently may be overly*

11 *optimistic or may represent a conflict of interest?*

12 *A. No. Several regulatory changes have been implemented that are designed to provide fair*

13 *disclosure and eliminate analysts’ bias. On August 15, 2000, the U.S. Securities and Exchange*

14 *Commission (“SEC”) adopted Regulation FD to address the selective disclosure of information*

15 *by publicly traded companies and other issuers. Regulation FD provides that when an issuer*

16 *discloses material information, the issuer must publicly disclose that information to all investors*

17 *at the same time. In this way, the new rule aims to promote full and fair disclosure. » [...]*

18 **page 94 :**

19 « *Q. Has any research been conducted to measure whether analyst forecast bias exists since the*

20 *Global Settlement was implemented?*

21 *A. Yes. A 2010 article in Financial Analyst Journal found that analyst forecast bias has declined*

22 *significantly or disappeared entirely since the Global Settlement:*

23 *Introduced in 2002, the Global Settlement and related regulations had an even bigger*

24 *impact than Reg FD on analyst behavior. After the Global Settlement, the mean forecast*

25 *bias declined significantly, whereas the median forecast bias essentially disappeared.*

26 *Although disentangling the impact of the Global Settlement from that of related rules and*

27 *regulations aimed at mitigating analysts’ conflicts of interest is impossible, forecast bias*

28 *clearly declined around the time the Global Settlement was announced. These results*

29 *suggest that the recent efforts of regulators have helped neutralize analysts’ conflicts of*

30 *interest.<sup>112</sup> »*

1 **Demande :**

2 6.1 Veuillez déposer l'article du Financial Analyst Journal cité en réponse à la page 95 du  
3 rapport de Concentric.

4 **R6.1**

5 **Please see Request 6.1 Attachment 1.**

6 **7. Référence :** Pièce B-0007, page 25.

7 **Préambule :**

8 « *Q. Did you also consider a third proxy group of government-owned electric utilities in*  
9 *Canada?*

10 *A. Yes. Since HQD and HQT are divisions of a government-owned crown corporation,*  
11 *Concentric also selected a group of municipal and provincial government-owned Canadian*  
12 *electric distribution and transmission utilities for purposes of comparing the authorized ROE of*  
13 *HQD and HQT to those entities.*

14 *That group consists of the following six companies:*

- 15 • *British Columbia Hydro*
- 16 • *ENMAX Corp.*
- 17 • *EPCOR Utilities, Inc.*
- 18 • *Hydro One Networks*
- 19 • *Manitoba Hydro*
- 20 • *Saskatchewan Power»*

21 **Demande :**

22 7.1 Veuillez fournir, pour ces six entreprises, le rendement autorisé sur les capitaux propres, la  
23 date à laquelle la décision du régulateur concernant ce rendement a été rendue, le  
24 rendement réalisé sur les capitaux propres, ainsi que la proportion de capitaux propres  
25 reconnue par le régulateur.

26 **R7.1**

27 **Please see Request 7.1 Attachment 1.**

28 **8. Référence :** Pièce B-0007, pages 25-26.

29 **Préambule :**

30 Afin d'établir son échantillon d'entreprises américaines comparable à HQT, Concentric a  
31 procédé de la façon suivante :

1 « As a starting point, Concentric utilized the 48 companies that Value Line classifies as Electric  
2 Utility Companies to ensure that the company is considered to be primarily engaged in electric  
3 utility operations. From that group, Concentric screened for companies that :

- 4 • Have credit ratings of at least A- from S&P;
- 5 • Pay dividends;
- 6 • Have earnings growth rates from at least two utility industry analysts;
- 7 • Derived at least 60 percent of their revenue from regulated operations in the period from  
8 2009-2011;
- 9 • Derived at least 60 percent of their regulated revenue from electric utility operations in  
10 the period from 2009-2011;
- 11 • Are not considered a small capitalization company; and,
- 12 • Are not involved in a merger or other transformative transaction that had a material  
13 effect on the company's stock price during the evaluation period.

14 Q. What companies met those screening criteria?

15 A. The following six companies met those criteria:

- 16 • Consolidated Edison Inc.
- 17 • Next Era Energy, Inc.
- 18 • Northeast Utilities.
- 19 • Southern Company.
- 20 • Wisconsin Energy Corp.
- 21 • Xcel Energy Inc. »

22 **Demandes :**

23 8.1 Veuillez déposer, sous forme de fichiers électroniques, les rapports Form 10-K déposés  
24 auprès de la United States Securities and Exchange Commission, pour la dernière année  
25 fiscale de chacune des entreprises sélectionnées.

26 **R8.1**

27 **Please see Request 8.1 Attachments 1 through 6.**

28 8.2 Veuillez déposer, sous forme de fichiers électroniques, pour chacune des filiales  
29 comprises dans l'échantillon suggéré, la dernière décision concernant le rendement des  
30 capitaux propres des entreprises comparables américaines qui a été rendue par leurs  
31 régulateurs respectifs.

32 **R8.2**

33 **Please see Request 8.2 Attachments 1 through 22.**

1

**COMPTES D'ÉCARTS**

- 2 **9. Références :** (i) Pièce B-0004, page 24;  
 3 (ii) Pièce B-0007, pages A-21 et A-22.

4 **Préambule :**

5 (i) « Par ailleurs, le Transporteur et le Distributeur maintiennent les comptes d'écart  
 6 suivants mis en place dans le but d'assurer un traitement équitable des parties et afin de couvrir  
 7 les éléments importants hors de leur contrôle. Ces comptes sont :

8 Transporteur

- 9 • compte d'écart des revenus des services de transport de point à point;  
 10 • compte d'écart du coût de retraite;

11 Distributeur

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

21 (ii) « [...] Table 13 summarizes the percentage of operating companies (based on number of  
 22 customers) in the Canadian and U.S. proxy groups that has some form of cost recovery  
 23 mechanism for each of these costs. »

Table 13: Cost Recovery Mechanisms

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

24

25 **Demandes :**

26 9.1 Veuillez compléter le balisage présenté au tableau 13 (référence (ii)) en lien avec tous les  
 27 comptes d'écart existants du Transporteur et du Distributeur (référence (i)).



**R9.1**

As discussed on pages A-3 through A-5 of Exhibit HQT D-2, document 1 (B-0007), and as shown on Exhibit JMC-4, Schedule 2, none of the companies in the Canadian or U.S. proxy group is at risk for variations in fuel or purchased power costs. As shown on Exhibit JMC-4, Schedule 3, Newfoundland Power and Gaz Metro have weather normalization adjustment mechanisms and Fortis BC Electric has a revenue decoupling mechanism that includes weather. Among the U.S. proxy group, Consolidated Edison of New York and Western Massachusetts Electric have weather normalization mechanisms and Alabama Power and Mississippi Power have formula rate plans that allow for annual rate adjustments for changes in volume/demand.

Concentric did not include other factors (i.e., variances in revenue from point-to-point transmission, variance account for native load transmission, and variance account for load retention rate) in our risk analysis. In our view, the cost recovery mechanisms shown on Table 13 pertain to the most important additional costs from the perspective of equity and debt investors. A discussion of our research and analysis of the risks associated with changes in demand/volume for electric transmission companies appears on pages A-7 through A-9 of Exhibit HQT D-2, document 1 (B-0007). Concentric's general conclusion, based on our research, is that the companies in the Canadian and U.S. proxy group are not exposed to meaningful cost recovery risk associated with changes in transmission demand/volume.

9.2 Considérant les trois premiers comptes d'écarts (*pass-on*, charge locale de transport et nivellement de la température) qui à eux seuls touchent environ 70 % des revenus requis du Distributeur, veuillez élaborer sur le niveau de risque du Distributeur.

**R9.2**

Concentric agrees that the Distributor has variance accounts that offer protection against risks associated with fuel supply, native load transmission, and changes in volume due to abnormal weather. For purposes of establishing a reasonable rate of return on equity, it is necessary to assess the relative business and financial risk of the Distributor (and the Transmission Provider) compared with the proxy groups of U.S. electric utility companies and Canadian utilities. As discussed on page 9 of Exhibit HQT D-2, document 1 (B-0007), both Canadian and U.S. regulators have provided the operating companies in the proxy groups with cost recovery and revenue stabilization mechanisms that mitigate many of the important business risks, such as fuel supply, fluctuations in volume/demand, capital investment costs, and operating costs that tend to fluctuate significantly from year to year.

Based on the business risks discussed in Exhibit HQT D-2, document 1 (B-0007), Concentric found that the only important difference is that a percentage of electric utilities in the U.S. proxy group (and in Canada) own some regulated generation, which suggests that those companies have somewhat more business risk than the Distributor (and the Transmission Provider). The ROE recommendation of 9.20 percent is at the low end of the DCF results for the U.S. proxy group, and is supported by the results of the reconciled CAPM. Our recommendation reflects our assessment that the

1           **Distributor has relatively lower business risk than the U.S. electric utilities.**  
2           **However, Concentric did not make an adjustment to the ROE recommendation**  
3           **to reflect the fact that the Distributor has relatively higher financial risk than**  
4           **the U.S. and Canadian proxy groups.**

5    9.3    Est-ce que la proposition relative au coût de la dette présentée à la pièce B-0004, page 26  
6           et la mise en place d'un compte d'écarts relatif au « *Interest Rate Change* » présenté au  
7           tableau 13 (référence (ii)), ont un impact similaire sur le niveau de risque du Transporteur  
8           et du Distributeur? Veuillez élaborer et quantifier.

9    **R9.3**

10           **The proposal to update the cost of debt forecasts in December or the**  
11           **introduction of a variance account for changes in interest related costs would**  
12           **have different impacts on the Transmission Provider and the Distributor risks.**  
13           **The introduction of a variance account for changes in interest related costs**  
14           **would eliminate the risks of under recovery of actual debt costs (other than the**  
15           **time required to clear the variance account), so it would be a nominally lower**  
16           **risk than the company proposal, which relies on a more current forecast. The**  
17           **company remains at risk for any differences between actual and forecast debt**  
18           **costs. However, neither of these mechanisms would have a material impact on**  
19           **the overall level of business or financial risk of the companies.**

20    9.4    Veuillez indiquer si la nouvelle méthode d'établissement de la dépense de mauvaises  
21           créances présentée au dossier tarifaire 2013 du Distributeur (dossier R-3814-2012,  
22           pièce B-0024, page 39, annexe E) et autorisée par la Régie (décision D-2013-037,  
23           page 81) a réduit le risque du Distributeur, par rapport à la méthode utilisée dans les  
24           dossiers tarifaires précédents.

25    **R9.4**

26           **La méthode d'établissement de la dépense de mauvaises créances (DMC)**  
27           **présentée dans le cadre du dossier R-3814-2012 du Distributeur et autorisée**  
28           **par la Régie dans sa décision D-2013-037 consiste à évaluer la DMC en**  
29           **fonction des ventes prévues. Auparavant, la DMC était évaluée selon des**  
30           **facteurs de croissance des charges (selon la formule paramétrique) et des**  
31           **éléments spécifiques.**

32           **Cette nouvelle méthode s'aligne davantage sur l'évolution du contexte**  
33           **économique dont le meilleur indicateur à la disposition du Distributeur est le**  
34           **volume des ventes prévues. Cet élément s'avère ainsi un meilleur inducteur**  
35           **pour la prévision de la DMC que l'évolution des charges d'exploitation, ce qui ,**  
36           **de l'avis du Distributeur, permettra d'obtenir une meilleure estimation de la**  
37           **DMC. Ceci étant, le fait d'obtenir une prévision plus juste du niveau de la**  
38           **mauvaise créance n'affecte pas le risque du Distributeur. Ce risque tient**  
39           **d'avantage aux multiples facteurs qui pourraient affecter à la hausse ou à la**  
40           **baisse le niveau réel de la DMC, tels que le nombre effectif de clients ayant**  
41           **déménagé sans laisser d'adresse, le vieillissement spécifique des comptes à**  
42           **recevoir, l'évolution du niveau d'endettement des ménages ou encore les**  
43           **faillites, et ces facteurs demeurent inchangés.**

1            **Cet exemple témoigne des efforts consacrés à raffiner les modèles de**  
2            **prévision en y intégrant les données et les connaissances les plus récentes et**  
3            **les plus pertinentes, de façon à obtenir les meilleures prévisions possibles.**

4            **MÉCANISME DE TRAITEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT (MTÉR)**

- 5    **10. Références :**    (i)    Pièce B-0004, page 22;  
6                            (ii)    Suivis-D-2012-024 et D-2012-059, Consultation sur la politique  
7                            financière et les mécanismes de traitement des écarts, page 10;  
8                            (iii)    Pièce B-0007, Exhibit JMC-4, Schedule 5.

9    **Préambule :**

10    (i)    « *Dans son témoignage produit à la pièce HQT D-2, Document 2, M. Robert C. Yardley*  
11    *présente les principes généraux de la structure des MTÉR et le cadre réglementaire dans lequel*  
12    *ils s'appliquent.*

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

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

28    *Si les seuils et les facteurs de partage résultent en un partage identique pour un écart négatif ou*  
29    *positif de même amplitude, le mécanisme est qualifié de symétrique ; dans le cas contraire, il est*  
30    *asymétrique. » [Nous soulignons]*

31    (ii)    « *Hydro-Québec est disposée à faciliter les discussions sur les MPÉ à l'aide d'une étude*  
32    *de balisage documentant les différentes variantes adoptées dans d'autres juridictions. Les parties*  
33    *intéressées seront invitées à commenter ces approches. Bien que le concept de MPÉ ne soit pas*  
34    *complexe en soi, les choix concernant les paramètres d'un MPÉ peuvent s'avérer complexes et*  
35    *faire l'objet de points de vue divergents. » [Nous soulignons]*

1 (iii) La preuve d'expert présente un tableau présentant, pour chacune des entreprises  
2 constituant les groupes canadien et américain (« Proxy group ») et pour le Distributeur et le  
3 Transporteur, un sommaire des caractéristiques de la réglementation tarifaire et du mode de  
4 partage du trop perçu. La Régie comprend que ce tableau découle d'une analyse plus exhaustive  
5 des MTÉR ou autres mécanismes prévalent dans les entreprises comparables.

6 **Demandes :**

7 **Les questions 10.1 à 10.3 s'adressent également à M. Robert C. Yardley**

8 10.1 Veuillez déposer l'étude de balisage concernant les MTÉR auprès des entreprises  
9 canadiennes et américaines comparables. Veuillez indiquer pour chacune de ces  
10 entreprises :

- 11 • La description du MTÉR autorisé;
- 12 • Indication du cadre réglementaire : Coût de service ou Mécanisme incitatif;
- 13 • Le taux de rendement autorisé;
- 14 • Si le MTÉR est conditionnel à l'atteinte de certains indices de performance, si oui  
15 lesquels;
- 16 • Si le MTÉR est associé à un processus de fermeture réglementaire des livres;
- 17 • Autres informations pertinentes.

18 **R10.1**

19 **Request 10.1, Attachment 1 presents a summary of rate plans for the Canadian**  
20 **and U.S. Proxy Groups. Request 10.1, Attachment 2 presents a summary of**  
21 **rate plans for selected electric utilities that have ESMs but are not part of the**  
22 **Proxy Groups. Rate plans do not always fit neatly into either the “cost of**  
23 **service” or “incentive mechanism” classifications so further information is**  
24 **provided under this category.**

25 **A few comments are appropriate with respect to the Proxy Group. Three of the**  
26 **utilities that have recently been subject to an incentive mechanism are now**  
27 **operating under alternative approaches. Gaz Métro is operating under cost of**  
28 **service-based regulation during a transition period and the plan includes an**  
29 **ESM. Both the prior plan and the current plan are summarized in the table. Two**  
30 **companies merged in 2012 (Northeast Utilities and NSTAR) and reached multi-**  
31 **year rate agreements as part of merger approvals in Connecticut and**  
32 **Massachusetts. These plans do not include ESMs.**

33 **Two general conclusions can be drawn from these two Attachments:**

- 34 • **Explicit tying of ESMs to performance metrics appears to be rare. Only**  
35 **two members of the Proxy Group (Gaz Métro and Mississippi Power)**  
36 **have such an arrangement.**
- 37 • **Some regulatory closing of the books (often called “Compliance**  
38 **Filings” in the U.S.) is required to document the calculation of earnings**  
39 **sharing, although efforts are made to minimize the potential regulatory**  
40 **burden on all parties. Stakeholders receive a copy of the compliance**  
41 **filing and have an opportunity to submit comments to the regulator on**  
42 **whether the calculations are consistent with the intent of the regulator’s**

1 decision. The regulator will formally acknowledge the final change in  
2 rates before they are implemented by the utility, but a formal regulatory  
3 proceeding is not required.

4 10.2 Veuillez préciser et commenter les mécanismes observés qui ne comportent pas de zone  
5 sans partage (référence (i)).

6 **R10.2**

7 **Only two utilities in the Proxy Groups have ESMs with sharing that begins with**  
8 **the first dollar of earnings above the allowed ROE (e.g., no upside deadband).**  
9 **These are Gaz Métro's former and current rate plans, and Public Service**  
10 **Company of Colorado. In the latter case, it is important to note that the ESM**  
11 **was one element of a comprehensive rate case settlement agreement reached**  
12 **among the parties. It is difficult to comment on the appropriateness of a single**  
13 **parameter in a comprehensive settlement that most likely involved trade-offs**  
14 **among several parameters by the parties.**

15 10.3 Considérant que le trop perçu peut s'expliquer par des erreurs de prévision et des gains  
16 d'efficacité, veuillez commenter sur la possibilité d'un mécanisme de partage du trop  
17 perçu à 50%/50% ne comportant pas de zone sans partage, pour le Transporteur et le  
18 Distributeur et leurs clients.

19 **R10.3**

20 **As stated in Mr. Yardley's testimony, the design of an ESM reflects (1) a desire**  
21 **to constrain earnings variability, and (2) a desire to pursue operating**  
22 **efficiencies. The Transmission Provider's and the Distributor's proposals each**  
23 **strike a proper balance between these two objectives and also balances the**  
24 **risk and return between the Transmission Provider and the Distributor and**  
25 **their respective customers. The deadband serves a critical role in achieving**  
26 **both objectives.**

27 **As implied by the question, earnings variations are caused by forecast**  
28 **differences (factors largely beyond the control of the Transmission Provider**  
29 **and the Distributor) and by efficiency improvements that are the result of**  
30 **management action. Rate case forecasts reflect four months of actual data and**  
31 **the remaining eight months are based on an analysis of historical data and the**  
32 **end result is also evaluated in some cases (e.g., net operating expenses) by**  
33 **the application of a parametric formula. They are also scrutinized by the Régie**  
34 **and by stakeholders through requests for information and cross-examination**  
35 **at hearings before a decision is ultimately made regarding the forecast values**  
36 **to be used to calculate rates. Despite these considerable efforts, forecasts of**  
37 **revenues and costs will differ from actual results and contribute to earnings**  
38 **volatility, to the extent that they are not addressed by variance accounts.**  
39 **These forecast differences are part of the normal ebb and flow of the utility**  
40 **business and are a source of risk. the Transmission Provider and the**  
41 **Distributor have experienced both positive and negative variances over the**  
42 **past decade.**

43 **The deadband recognizes forecast differences in three ways. First, it**  
44 **recognizes the fact that there is earnings volatility that merely reflects the**

1 normal ebb and flow of the business. Second, it provides an opportunity for  
2 the Transmission Provider and Distributor to retain a modest level of earnings  
3 above the authorized ROE to fairly balance and compensate the utility for  
4 absorbing all of the down-side risk, as is proposed by the Transmission  
5 Provider and the Distributor. They have proposed relatively narrow deadbands  
6 that are approximately one-half of the earnings variability that has been  
7 experienced by the Transmission Provider and Distributor. Third, the  
8 deadband provides a cushion within which it is not necessary to change  
9 customer rates, thus limiting the regulatory burden associated with rate  
10 changes.

11 In summary, the Transmission Provider's and the Distributor's ESMs address  
12 the concerns that created the interest in an ESM proposal (earnings  
13 variability), do so in a manner that fairly balances the risks that are assumed  
14 by the Transmission Provider and the Distributor, and maintain an adequate  
15 incentive to pursue operating efficiencies.

16 **11. Référence :** Pièce B-0004, page 24.

17 **Préambule :**

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

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

30 **Demande :**

31 11.1 Veuillez commenter sur le fait que la zone sans partage à l'intérieur de laquelle les écarts  
32 positifs sont entièrement conservés par le Transporteur et le Distributeur inclut également  
33 des écarts de prévision qui ne découlent pas de gains d'efficience.

34 **R11.1**

35 **The Transmission Provider's and the Distributor's ESM proposals are**  
36 **designed to address earnings variability that is attributable to either forecast**  
37 **differences or efficiency improvements.**

38 **This approach responds to the fact that actual earnings variances will reflect**  
39 **both efficiency gains that result from specific Transmission Provider and**  
40 **Distributor actions as well as the consequence of forecast differences that are**

1 beyond the control of the respective utility and that are not addressed by  
2 variance and deferral accounts. Mr. Yardley described some of these  
3 circumstances in his testimony, including the fact that sales levels and  
4 associated revenues may be higher or lower than reflected in the calculation of  
5 rates due to changing economic conditions. These unanticipated revenue and  
6 cost outcomes will impact earnings and contribute to the financial risks of the  
7 business.

8 To address these risks, the Transmission Provider and the Distributor have  
9 each proposed an asymmetric deadband for both the Transmission Provider  
10 and Distributor, under which they will continue to absorb 100 percent of the  
11 risks of negative variances. Under these circumstances, it is a reasonable  
12 balancing of risk for the Transmission Provider and Distributor to be allowed  
13 to retain positive variances up to a reasonable upper bound before beginning  
14 to share the benefits of positive variances (whether attributable to  
15 circumstances beyond their control or as a result of efficiencies) with  
16 customers.

17 **12. Référence :** Pièce B-0004, page 25.

18 **Préambule :**

19 « Par ailleurs, le Transporteur et le Distributeur proposent le maintien du processus d'examen  
20 actuel de leurs coûts de service et de leurs performances respectives. Ce processus d'examen  
21 régulier, mis en place par la Régie dans le cadre de leurs demandes tarifaires, permet de suivre,  
22 année après année, l'évolution des coûts ainsi que des indicateurs d'efficacité et de qualité de  
23 service de chacune des divisions sur un grand nombre de variables. » [Nous soulignons]

24 **Demandes :**

25 12.1 Veuillez commenter sur la possibilité que le MTÉR soit conditionnel à l'atteinte de  
26 certains indices de performance. Si oui, lesquels.

27 **R12.1**

28 It is possible to condition the realization of the utility portion of earnings  
29 sharing on the achievement of minimally acceptable (in contrast to stretch  
30 goals) performance standards, particularly if there is a legitimate concern that  
31 pursuit of efficiency gains could have an impact on certain performance  
32 indicators.

33 There is no evidence that it has been the case for both the Transmission  
34 Provider and the Distributor. Mr. Yardley has nevertheless identified several  
35 practical challenges that would need to be addressed before any formal linking  
36 of performance results to financial outcomes. Also, it is worth noting that only  
37 two of the companies among the Proxy Group explicitly tie the sharing under  
38 the ESM to the performance results.

39 Le Transporteur et le Distributeur souhaitent apporter les compléments  
40 d'information suivants.

1 Le régime réglementaire actuellement en place comprend déjà un ensemble  
2 d'indicateurs de performance et de qualité de service. Le suivi de ces  
3 indicateurs permet entre autres de s'assurer que la mise en place de ces  
4 mesures de performance ne se fait pas au détriment de la qualité de service.

5 À cet égard, les indicateurs de performance du Transporteur portent sur la  
6 satisfaction de la clientèle, la fiabilité du service, l'évolution des coûts et les  
7 indicateurs environnementaux.

8 Le Transporteur présente dans ses demandes tarifaires l'analyse des  
9 indicateurs retenus par la Régie, suivant les exigences exprimées par celle-ci  
10 dans ses décisions. Un historique des résultats est également présenté.

11 En ce qui a trait aux indicateurs de performance du Distributeur, ceux-ci ont  
12 trait à la satisfaction de la clientèle, la fiabilité du service électrique, la qualité  
13 du service et la sécurité.

14 À l'instar du Transporteur, le Distributeur effectue un suivi détaillé de chacun  
15 de ses indicateurs de performance dans ses rapports annuels et de leur  
16 évolution sur une période de cinq ans dans chacun de ses dossiers tarifaires.

17 Globalement, les résultats des dernières années pour le Transporteur et le  
18 Distributeur démontrent que la performance des deux divisions ne constitue  
19 pas un enjeu.

20 Par ailleurs, au cours de cette période, les divisions ont livré d'importants  
21 gains d'efficacité récurrents, pris en compte directement dans la  
22 détermination des revenus requis et ainsi transférés intégralement à la  
23 clientèle.

24 La préoccupation suivant laquelle la réalisation de tels gains puisse se faire au  
25 détriment de la qualité du service rendu, ne repose sur aucune donnée  
26 factuelle. Le Transporteur et le Distributeur réitèrent et soulignent que le MTÉR  
27 vise essentiellement à répondre à la demande de la Régie de traiter des écarts  
28 de rendement. Ainsi, de l'avis des divisions, il n'est pas justifié de rendre le  
29 MTÉR conditionnel à l'atteinte de cibles de performance.

30 Il est en effet acquis que la qualité du service et la recherche d'efficacité ne  
31 font pas l'objet d'arbitrage pour la société d'État qu'est Hydro-Québec. Pour le  
32 Transporteur et le Distributeur, l'atteinte de cibles de performance et  
33 d'efficacité qui bénéficient à l'ensemble de leurs clients est incontournable.  
34 Toutes les décisions sur les actions d'efficacité sont déjà prises dans cette  
35 perspective et elles visent à contenir la croissance annuelle moyenne des  
36 coûts tout en conservant globalement la même qualité et fiabilité de service.

37 Pour l'ensemble de ces éléments, en plus de ceux évoqués à la pièce HQT-2,  
38 document 2 (B-0008), page 17, le Transporteur et le Distributeur n'estiment ni  
39 utile, ni appropriée, une application du MTÉR conditionnelle à l'atteinte de  
40 cibles de performance.

41 12.2 Veuillez commenter sur la possibilité, dans le cadre du processus annuel d'examen des  
42 coûts et de la performance respectives du Transporteur et du Distributeur, de considérer



1 l'utilisation de certains des indicateurs existants afin de déterminer la zone sans partage  
2 annuelle retenue dans le cadre du MTÉR.

3 **R12.2**

4 **The structure of the ESM (including the deadband and sharing percentages)**  
5 **should be based on a fair allocation of financial risks and the value of**  
6 **maintaining an adequate incentive for the Transmission Provider and**  
7 **Distributor to pursue efficiencies. Concerns regarding performance can be**  
8 **addressed outside of the ESM through a separate review.**

9 **Le Transporteur et le Distributeur souhaitent faire valoir les éléments**  
10 **complémentaires suivants.**

11 **Le MTÉR proposé par le Transporteur et le Distributeur, dont le but est de**  
12 **répondre à la demande de la Régie de traiter des écarts de rendement, répond**  
13 **entre autres à un objectif de simplicité d'application et d'allègement**  
14 **réglementaire pour le traitement de cette question. Sa structure, dont fait**  
15 **partie la zone sans partage, a été développée de façon à maintenir un juste**  
16 **équilibre au niveau du risque assumé par les divisions, tout en favorisant la**  
17 **poursuite de gains d'efficience.**

18 **Les divisions sont toutefois d'avis que la détermination, chaque année, de la**  
19 **zone sans partage en fonction de diverses variables, dont les résultats des**  
20 **indicateurs de performance, ne manquerait pas d'occasionner des débats qui**  
21 **iraient à l'encontre de la simplicité et de l'allègement réglementaire visés, en**  
22 **plus d'introduire un enjeu considérable de continuité quant à l'application du**  
23 **MTÉR d'une année à l'autre.**

24 **Conséquemment, le Transporteur et le Distributeur estiment non souhaitable**  
25 **de complexifier l'application du MTÉR par une réévaluation à chaque année de**  
26 **ses paramètres en fonction des résultats des indicateurs de performance.**

27 **Le Transporteur et le Distributeur réfèrent finalement la Régie à la réponse à la**  
28 **demande 12.1 sur l'à-propos et les difficultés de lier le mécanisme de partage**  
29 **aux indicateurs de performance.**

30 12.3 Veuillez indiquer dans quel cadre réglementaire, la Régie examinera le trop perçu et  
31 apportera des ajustements, le cas échéant, en vue du MTÉR.

32 **12.3**

33 **It is not necessary to create a new administrative burden in order to implement**  
34 **the ESM. This can be achieved using financial results of the prior year,**  
35 **including all supporting results and calculations in a format that can be easily**  
36 **reviewed by the Régie. The customer sharing can be scheduled to occur at the**  
37 **same time as the next change in base rates if this contributes to administrative**  
38 **efficiency and minimizes customer confusion. It is apparent from reviewing**  
39 **other ESMs that an effort is made to minimize any potential administrative**  
40 **burden from filings that reflect a regulatory closing of the books. In some**  
41 **cases, stakeholders are provided with copies of the filing and can ask**  
42 **questions but a formal regulatory proceeding is not required.**

43 **Le Transporteur et le Distributeur souhaitent faire valoir les éléments suivants.**

1 À la pièce HQTD-1, document 1 (B-0004), pages 25 et 26, les divisions  
2 proposent une gestion des écarts de rendement comme suit :

- 3 • la constatation de l'écart de rendement réel dans le cadre du rapport  
4 annuel à la suite de la fin de l'année ;
- 5 • Le versement de l'écart constaté dans un compte d'écarts hors base de  
6 tarification dans le dossier tarifaire ;
- 7 • La disposition dans la demande tarifaire d'une année subséquente.

8 Les rapports annuels du Transporteur et du Distributeur sont exigés  
9 annuellement depuis 2001 par la Régie en vertu de l'article 75 de *Loi sur la*  
10 *Régie de l'énergie*.

11 Les rapports annuels font déjà état des résultats détaillés des divisions  
12 réglementées, et ce, autant pour les résultats financiers et commerciaux que  
13 pour les indicateurs de performance, conformément à la décision D-2002-175,  
14 rendue par la Régie dans le dossier R-3482-2002, ainsi qu'aux décisions  
15 subséquentes précisant ses exigences au fil du temps. La Régie a de plus  
16 toute la latitude voulue pour adresser aux divisions toute demande de  
17 renseignements lui permettant d'évaluer la conformité de ces rapports afin de  
18 s'en déclarer satisfaite, au terme de son examen.

19 Les divisions sont d'avis que ce cadre réglementaire rigoureux qui a fait ses  
20 preuves est adapté pour faire le bilan annuel des écarts de rendement et  
21 déterminer les montants qui doivent être remis, ou non, à la clientèle en vertu  
22 du MTÉR qui sera approuvé.

23 L'ajout d'une nouvelle étape, telle qu'une fermeture réglementaire dans le  
24 cadre d'une audience publique, introduirait potentiellement de nouveaux  
25 délais et alourdirait le processus d'examen des résultats annuels tel qu'il  
26 s'effectue actuellement. De plus, le Transporteur et le Distributeur sont d'avis  
27 que l'application du MTÉR tel que proposé ne requiert pas l'ajout d'une telle  
28 étape.

29 Pour ces raisons le Transporteur et le Distributeur ne favorisent pas  
30 l'application d'une fermeture réglementaire pour analyser les écarts de  
31 rendements constatés à chaque année.

32 12.4 Outre l'allègement réglementaire, veuillez indiquer les avantages et inconvénients de la  
33 mise en place d'une fermeture réglementaire des livres associée au MTÉR.

#### 34 R12.4

35 Outre les avantages liés à l'allègement réglementaire, le Transporteur et le  
36 Distributeur soulignent l'absence de nécessité de prévoir une telle étape  
37 compte tenu du mécanisme simple de traitement des écarts proposé. Voir  
38 également la réponse à la demande 12.3.

39 12.5 Veuillez indiquer quelle serait la position du Transporteur et du Distributeur d'examiner le  
40 trop perçu relatif à un MTÉR dans le cadre d'une fermeture réglementaire.

1 **R12.5**

2 **Voir les réponses aux demandes 12.3 et 12.4.**

- 3 **13. Références :** (i) Rapports annuels 2007-2012 du Transporteur, pièce HQT-2,  
 4 document 1.1;  
 5 (ii) Rapports annuels 2007-2012 du Distributeur, pièce HQD-2,  
 6 document 3.

7 **Préambule :**

8 (i) Dans ses rapports annuels 2007-2012 déposés en vertu de l'article 75, le Transporteur  
 9 présente la comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus, et explique  
 10 les principaux écarts.

11 La Régie a préparé le tableau suivant à partir des données des rapports annuels 2007-2012 du  
 12 Transporteur.

13 **Tableau 13.1**  
 14 **Provenance des écarts de rendement 2007-2012 du Transporteur(en M\$)**

	RA 2012	RA 2011	RA 2010	RA 2009	RA 2008	RA2007
<b>REVENUS</b>						
Transport	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>CHARGES</b>						
Charges nettes d'exploitation	-46,6	-50,5	-58,1	-40,0	-21,5	22,3
Charges brutes directes	-46,0	-32,2	-46,6	-31,1		
Charges de services partagés	-11,4	-14,7	1,9	11,5		
Coûts capitalisés	10,7	-11,9	-24,3	-23,1		
Facturation interne émise	0,1	-2,9	0,9	2,7		
Décision de la Régie		11,2	10,0	0,0		
<b>Autres charges</b>	-49,0	7,3	-3,6	14,9	-2,4	7,3
Achat de transit d'électricité	-4,0	-4,3	-6,4	5,8	-1,0	-1,4
Amortissement	-45,2	14,9	13,6	15,1	-6,9	11,1
Taxes	-1,9	-4,1	-10,6	-7,2	4,3	-2,4
Autres revenus de facturation interne	2,1	0,8	-0,2	1,2	1,2	
<b>CÉ du coût de retraite</b>	-1,0	16,8				
<b>Facturation externe et autres</b>	-6,7	-10,9	-11,5	-10,2	-5,1	-0,8
<b>Charge de désactualisation</b>	0,3					
<b>Coûts des capitaux empruntés</b>	-49,1	-29,6	-14,7	-48,3	-2,7	34,6
<b>Total des charges</b>	-152,1	-66,9	-87,9	-83,6	-31,7	63,4
<b>Écarts de rendement</b>	152,0	66,9	87,9	83,6	31,7	-63,4

15  
 16 RA : Rapport annuel

1 (ii) Dans ses rapports annuels 2007-2012 déposés en vertu de l'article 75, le Distributeur  
 2 présente la comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus, et explique  
 3 les principaux écarts.

4 La Régie a préparé le tableau suivant à partir des données des rapports annuels 2007-2012 du  
 5 Distributeur.

6 **Tableau 13.2**  
 7 **Provenance des écarts de rendement 2007-2012 du Distributeur (en M\$)**

	RA 2012	RA 2011	RA 2010	RA 2009	RA 2008	RA2007
<b>REVENUS</b>						
Ventes d'électricité nettes des achats d'électricité	33,1	37,6	78,3	-4,1	-18,7	8,1
Revenus autres que ventes d'électricité	-7,1	-8,3	13,8	30,5	31,6	21,9
Facturation externe émise	-9,3	-11,3	9,9	18,8	21,3	21,0
Facturation interne émise	2,2	2,5	3,7	11,7	10,3	0,9
Crédit d'int. - remboursement gouv.	0,0	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0
<b>Total des revenus</b>	<b>26,0</b>	<b>29,3</b>	<b>92,1</b>	<b>26,4</b>	<b>12,9</b>	<b>30,0</b>
<b>CHARGES</b>						
Charges d'exploitation	-26,4	-22,8	-26,7	-38,9	-3,6	-11,5
Charges brutes directes	-22,6	-7,3	-85,2	-85,4	-1,2	-0,3
Charges de services partagés	-20,5	-7,2	54,1	40,9	-2,5	-1,9
Coûts capitalisés	42,9	6,9	11,5	10,1	11,2	-0,6
Revenus-Récupération de coûts (1)	-26,2	-15,2	-7,1	-4,5	-11,1	-8,7
<b>Frais corporatifs (1)</b>	<b>-3,5</b>	<b>-8,3</b>	<b>-12,5</b>	<b>-9,8</b>	<b>-4,6</b>	<b>-3,5</b>
<b>Autres charges</b>	<b>-31,9</b>	<b>-28,3</b>	<b>-24,8</b>	<b>-1,3</b>	<b>-6,6</b>	<b>8,3</b>
Amortissement	-24,9	-25,4	-19,7	2,3	0,1	18,1
CFR- projets majeurs	-5,6	-0,1				
Taxes	-1,4	-2,8	-5,1	-3,6	-1,4	-2,5
Achats de combustible	0,0	0,0	0,0	0,0	-5,3	-7,3
Charge de désactualisation	-0,1					
Coût des capitaux empruntés	-23,5	-12,5	-15,3	-29,3	1,1	27,3
<b>Total des charges</b>	<b>-85,4</b>	<b>-71,9</b>	<b>-79,3</b>	<b>-79,3</b>	<b>-13,7</b>	<b>20,6</b>
<b>Écarts de rendement</b>	<b>111,4</b>	<b>101,2</b>	<b>171,4</b>	<b>105,7</b>	<b>26,6</b>	<b>9,4</b>

Note 1: Reclassés selon la présentation demandée dans le dossier tarifaire 2013 (R-3814-2012) et autorisée dans la D-2013-037.

8  
 9 RA : Rapport annuel

10 **Demandes :**

11 13.1 Veuillez valider ou compléter le cas échéant les données sur les écarts de rendement de la  
 12 période 2007-2012 du Transporteur et du Distributeur, présentées aux références (i) et (ii).

1 **R13.1**

2 **Le Transporteur a validé le tableau 13.1 et confirme que les données sur les**  
3 **écarts de rendement de la période 2007-2012 sont exactes.**

4 **Le Distributeur a validé le tableau 13.2 et confirme que les données sur les**  
5 **écarts de rendement de la période 2007-2012 sont exactes.**

6 13.2 Veuillez indiquer si la provenance des écarts relatifs aux charges d'exploitation du  
7 Transporteur et du Distributeur est attribuable à des gains d'efficacité et/ou à des écarts de  
8 prévision. Veuillez quantifier.

9 **R13.2**

10 **Les écarts relatifs aux charges d'exploitation proviennent dans tous les cas**  
11 **d'écarts entre les prévisions et les coûts réels constatés pour une année**  
12 **donnée. Toutefois, certains de ces écarts proviennent de gains d'efficacité**  
13 **non anticipés, mais sont difficiles, voire impossibles dans certains cas, à**  
14 **distinguer des écarts de prévision.**

15 **En effet, le Transporteur et le Distributeur prennent au quotidien des décisions**  
16 **et effectuent une gestion globale et dynamique de leurs charges tout en visant**  
17 **à respecter l'enveloppe établie selon une méthode paramétrique et reconnue**  
18 **par la Régie. Dans ce contexte, des dépenses supérieures au montant reconnu**  
19 **pour certains postes budgétaires doivent être compensées par des réductions**  
20 **de coûts à d'autres postes budgétaires.**

21 **Le Transporteur et le Distributeur présentent une analyse de variation globale**  
22 **de leurs charges d'exploitation à leurs rapports annuels respectifs des années**  
23 **2007 à 2012<sup>1</sup>.**

24 13.3 Veuillez indiquer si les écarts relatifs aux amortissements pour le Transporteur et le  
25 Distributeur proviennent principalement des délais de mise en service, et dans ce cas, si  
26 elles sont attribuables non pas à des gains d'efficacité mais plutôt à des écarts de  
27 prévision. Veuillez justifier.

28 **R13.3**

29 **Les écarts relatifs aux amortissements sont principalement attribuables aux**  
30 **éléments suivants:**

- 31 • **Valeur des investissements mis en service ;**
- 32 • **Délais de mise en service ;**
- 33 • **Révision des durées d'utilité ;**
- 34 • **Valeur des coûts nets liés aux sorties d'immobilisation corporelles et**  
35 **d'actifs incorporels.**

36 **La variation de la valeur des investissements mis en service peut s'expliquer**  
37 **par des gains d'efficacité et des écarts de prévision. Le Transporteur et le**

---

<sup>1</sup> Voir HQT-2, Document 1.1 et HQD-2, Document 3.

1 Distributeur ne peuvent toutefois distinguer ces deux types d'écarts au prix  
2 d'un effort raisonnable.

3 Les écarts dus aux délais de mise en service, à la révision des durées d'utilité  
4 et à la valeur des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et  
5 d'actifs incorporels sont attribuables à des écarts de prévision.

6 Une analyse de la variation de la dépense d'amortissement est présentée à la  
7 pièce HQD-2, document 3 et à la pièce HQT-2, document 1.1 des rapports  
8 annuels des années 2007 à 2012 du Distributeur et du Transporteur.

9 13.4 Veuillez indiquer si les écarts relatifs aux coûts des capitaux empruntés pour le  
10 Transporteur et le Distributeur seraient réduits dans l'éventualité où la Régie accepte la  
11 mise à jour en cours de dossier tarifaire telle que proposé par les demandeurs.

#### 12 **R13.4**

13 **Le but visé par cette proposition est effectivement de réduire les écarts relatifs**  
14 **aux coûts des capitaux empruntés. Cette mise à jour se veut une réévaluation**  
15 **du coût de dette projeté en tenant compte de la dette existante à une date plus**  
16 **récente et en actualisant les hypothèses quant aux emprunts prévus et aux**  
17 **taux d'intérêt. En outre, cette mise à jour permettrait d'intégrer les plus récents**  
18 **financements réalisés au cours de l'année de base. Cette nouvelle évaluation**  
19 **tiendrait compte des variations de taux et de volume tant sur le numérateur**  
20 **que sur le dénominateur du coût de la dette.**

21 **Bien qu'établi dans le but de réduire les écarts relatifs aux coûts des capitaux**  
22 **empruntés, le nouveau coût obtenu demeurerait une prévision et n'éliminerait**  
23 **pas tous les écarts avec le coût de dette réel.**

24 **Actuellement, au moment du dépôt de la politique financière, l'évaluation du**  
25 **coût de la dette tient compte de la dette existante au 30 avril de l'année de**  
26 **base, des nouveaux emprunts prévus, tels qu'établis à cette même date, et des**  
27 **variables économiques obtenues à partir du Consensus Forecasts publié en**  
28 **mai.**

29 **La proposition de mise à jour du coût de la dette tiendrait compte de la dette**  
30 **existante au 31 octobre de l'année de base, intégrant ainsi les nouveaux**  
31 **financements réalisés au cours des mois de mai à octobre. De même, toute**  
32 **autre transaction financière effectuée durant cette période, dans le cadre de la**  
33 **gestion de la dette, serait considérée. Aussi, considérant ces récentes**  
34 **transactions ainsi que l'évolution des marchés, une nouvelle prévision des**  
35 **emprunts serait établie et utilisée dans le calcul révisé du coût de la dette.**  
36 **Enfin, les taux seraient établis à partir du Consensus Forecasts de novembre.**  
37 **Pour les prévisions de taux applicables à Hydro-Québec, la méthodologie en**  
38 **vigueur dans les dossiers tarifaires antérieurs serait appliquée.**

39 **Cette proposition s'inscrit dans un contexte où la mise à jour devrait être**  
40 **soumise à la Régie de l'énergie et aux intervenants. Aussi, comme la période**  
41 **des demandes de renseignements serait terminée au moment de son dépôt, le**  
42 **Transporteur et le Distributeur proposent que le sujet soit discuté lors de**  
43 **l'audience la plus tardive, soit celle du Distributeur, tenue habituellement en**  
44 **décembre. Une mise à jour ultérieure ne permettrait pas à la Régie et aux**  
45 **intervenants de questionner le Distributeur et le Transporteur sur cette**

1 révision du coût des capitaux empruntés. Enfin, une mise à jour simultanée  
2 permettrait au Transporteur et Distributeur de présenter le même coût des  
3 capitaux empruntés révisé sachant qu'ils obtiendront le même coût de dette  
4 réel. De plus, effectuer une mise à jour à une seule date rendrait son  
5 processus plus simple.

6 13.5 Veuillez commenter sur les causes des écarts relatifs aux ventes d'électricité nettes des  
7 achats d'électricité du Distributeur, en particulier sur la croissance du nombre  
8 d'abonnement résultant de mises en chantier non prévues, l'augmentation du nombre de  
9 clients en chauffage électrique, et les augmentations de production des clients industriels.  
10 Veuillez indiquer dans quelle mesure elles sont attribuables à des gains d'efficacité ou  
11 plutôt à des écarts de prévision.

### 12 R13.5

13 Les écarts de volume des ventes d'électricité à la clientèle résidentielle  
14 (tarif D) sont dus, entre autres, à une croissance non prévue du nombre  
15 d'abonnements, incluant l'augmentation du nombre de clients résidentiels en  
16 chauffage électrique. Elle résulte notamment des écarts entre les mises en  
17 chantier réelles et prévues qui ont varié entre 5 400 et 16 400 par année sur la  
18 période 2007-2012.

19 Les écarts de ventes relatifs à la clientèle grandes entreprises (tarif L) sont  
20 causés par les diminutions de production des clients industriels en 2007, 2008  
21 et 2009. Une demande mondiale faible, une concurrence plus importante des  
22 économies émergentes et le ralentissement économique en 2008 suivi de la  
23 récession en 2009 expliquent la baisse des ventes plus importante que prévu,  
24 notamment dans le secteur des pâtes et papiers. Par ailleurs, la reprise  
25 économique en 2010 ainsi que le contrat temporaire au tarif L accordé au  
26 client Rio Tinto Alcan sur la période 2010-2011, pour combler la faible  
27 hydraulicité dans ses réservoirs, expliquent essentiellement les écarts positifs  
28 de prévision malgré les rationalisations dans le secteur des pâtes et papiers.

29 Comme le Distributeur l'a mentionné dans le dossier tarifaire R-3814-2012 à la  
30 pièce HQD-13, document 7, en réponse à la question 1 de la FCEI, des outils  
31 additionnels de prévision consistant en des modèles de régression linéaire  
32 multiple ont été développés pour chacun des secteurs de consommation dans  
33 le but d'améliorer la précision des prévisions. Ces modèles intègrent  
34 directement les variables économiques et démographiques comme les mises  
35 en chantier, la rémunération des salariés ou les statistiques économiques  
36 relatives aux secteurs industriels comme les pâtes et papiers, les mines, la  
37 transformation des métaux et autres secteurs manufacturiers.

1                   **TÉMOIGNAGE DE M. ROBERT C. YARDLEY DE CEA SUR LE MTÉR**

2   **Les questions qui suivent s'adresse à M. Robert C. Yardley.**

3   **14. Référence :**     Pièce B-0008, pages 5 et 6.

4   **Préambule :**

5   « *Q. What are the key parameters of an ESM?*

6   *A. The ESM begins with the calculation of realized earnings for a preceding twelve-month period*  
7   *and this calculation is typically performed for each year of a multi-year rate plan. Some*  
8   *adjustments could be necessary (such as the 1 exclusion of revenue, cost, or plant items) to*  
9   *ensure a valid comparison between the authorized and realized ROE.*

10   *Using this comparison as a starting point, ESMs are defined by two key parameters (1) the size of*  
11   *a “deadband” around the authorized ROE, and (2) the “customer sharing percentage” or the*  
12   *sharing of earnings with customers that applies when realized earnings fall outside of the*  
13   *deadband. »*

14   **Demande :**

15   14.1   Veuillez indiquer quelles sont les exclusions qui pourraient être nécessaires à la  
16           comparaison des taux de rendement (*ROE*) autorisé et réalisé comme point de départ au  
17           MTÉR (*ESM*) du Transporteur et du Distributeur.

18   **R14.1**

19           **The earnings sharing mechanism is intended to reflect earnings from**  
20           **regulated utility operations in a manner that is consistent with the**  
21           **establishment of revenue requirements in the rate decision. The need for**  
22           **exclusions will depend on the income statement that is used to calculate ROE**  
23           **for earnings sharing purposes. Thus, it should include impact on utility**  
24           **earnings of forecast differences and efficiency gains. However, any revenues**  
25           **and expenses that are not associated with regulated utility service should be**  
26           **excluded from the calculation if they were also excluded from the calculation**  
27           **of the revenue requirement used to establish rates in the rate case. There may**  
28           **be revenues and/or expenses that are associated with one or more**  
29           **unregulated services that are provided by the utility but are excluded from the**  
30           **rate case revenue requirement. These are sometimes referred to as “below-**  
31           **the-line” items. For consistency purposes, they should also be excluded from**  
32           **the calculation of the actual ROE that will be compared to the allowed ROE for**  
33           **purposes of calculating earnings sharing.**

34           **A second example of an expense that would be excluded from the earnings**  
35           **sharing calculation is a specific expense item that had been reviewed by the**  
36           **regulator and excluded from the revenue requirements used to establish rates.**  
37           **It would be inconsistent with the rate case determination to include that same**  
38           **expense item in the calculation of the actual ROE for earnings sharing**  
39           **purposes.**



1 **15. Référence :** Pièce B-0008, page 6.

2 **Préambule :**

3 « *One of the purposes of having a deadband is to reflect the normal ebb and flow of the business*  
4 *and provide an incentive for the utility to manage costs throughout its operations. A second, but*  
5 *related purpose, is to provide an incentive for the utility to implement initiatives that are*  
6 *designed to achieve operating efficiencies. These factors contribute to the evaluation of the size*  
7 *of the deadband.* »

8 **Demandes :**

9 15.1 Veuillez préciser et discuter quels seraient les facteurs à prendre en compte pour la zone  
10 sans partage (« *deadband* ») afin de refléter les aléas du processus d'affaire (« *normal ebb*  
11 *and flow of the business* ») tant du Distributeur que du Transporteur.

12 **R15.1**

13 **There are many factors beyond the control of the utility that will affect either**  
14 **revenues (e.g., sales levels) or costs (e.g., costs of major inputs) and therefore**  
15 **affect earnings. When there is no ESM, the utility absorbs the risk that**  
16 **earnings will be higher or lower than the authorized return due in part to these**  
17 **factors. These circumstances are what Mr. Yardley refers to as the “normal**  
18 **ebb and flow of the business.” They include forecast differences that are**  
19 **attributable to the differences between the volume of sales included in the**  
20 **design of rates and the actual sales that occur during the rate year. They also**  
21 **include the differences between the level of costs reflected in the design of**  
22 **rates and actual cost levels for cost items that are not addressed through**  
23 **variance and deferral accounts. The imposition of an ESM with a deadband**  
24 **preserves this allocation of risk attributable to the normal ebb and flow to the**  
25 **utility just as that faced by the utility before the implementation of an ESM.**

26 15.2 Veuillez préciser la nature et la forme de l'incitatif que présente, pour le Transporteur et le  
27 Distributeur distinctement, l'existence d'une zone sans partage dans le MTER. Veuillez  
28 préciser en quoi cette zone sans partage inciterait le Transporteur et le Distributeur à  
29 initier des projets orientés vers la réalisation de gains d'efficacité supérieurs ou  
30 additionnels.

31 **R15.2**

32 **The utility retains 100% of efficiency gains as long as earnings fall within the**  
33 **deadband. The ability to retain 100% of efficiency gains, even if capped,**  
34 **provides management with the incentive to aggressively pursue opportunities**  
35 **to operate more efficiently. This will increase the likelihood and amount of**  
36 **customer sharing under the formula, and contribute to efficiencies that**  
37 **continue after rates are rebased. Management will not know until after the**  
38 **year is complete whether they are within the deadband or not and will maintain**  
39 **a persistent focus on achieving efficiency gains.**

1 15.3 Veuillez préciser la relation entre les facteurs discutés en 15.1 et l'amplitude des zones  
2 sans partage allouées au Transporteur (50 points de base) et au Distributeur (100 points de  
3 base) dans la proposition conjointe présentée.

4 **R15.3**

5 **Mr. Yardley recommended a wider deadband for the Distributor than the**  
6 **Transmission Provider to reflect the greater sensitivity of the Distributor's**  
7 **earnings to variations in revenues and operating expenses. This greater**  
8 **earnings sensitivity is attributable to the fundamental differences in cost**  
9 **structures between the two businesses. Using the most recent year for which**  
10 **data is available, the Distributor had operating expenses of \$1,270.9 million**  
11 **(excluding electricity purchases and transmission services) and a rate base of**  
12 **\$9,895.7 million. This contrasts with the Transmission Provider that had**  
13 **operating expenses that were nearly half as large (\$633.2 million) and a rate**  
14 **base that was approximately 70% higher (\$16,894.1). A 2.5% increase in**  
15 **operating expenses excluding "specific elements" will result in a 0.80%**  
16 **decrease in the ROE for the Distributor compared to a 0.31% decrease in the**  
17 **ROE for the Transmission Provider. The sensitivity of ROE to variations in**  
18 **operating expenses is the same irrespective of whether they result from**  
19 **forecast differences or efficiency programs. These calculations are shown in**  
20 **Table R-15.3A.**

21 **Table R-15.3A**

	HQ - Distribution		HQ - Transmission			
	2012	Sensitivity	2012	Sensitivity		
<b>Revenues</b>						
Electricity sales	10 366,8	10 366,8		2 991,5	2 991,5	
Other revenues	17 3,9	17 3,9				
	10 540,7	10 540,7				
<b>Expenses</b>						
<b>Supply:</b>						
Electricity Purchases	4 895,9					
Transmission Services	2 58 3,9					
Subtotal Supply	7 479,8	7 479,8				
<b>Distribution Operating Expenses:</b>						
OpEx - Excluding Specific Elements	1 101,9	1 129,4		633,2	649,0	
OpEx - Specific Elements	169,0	169,0		0,0	0,0	
Subtotal OpEx	1 270,9	1 298,4		633,2	649,0	
<b>Other Dist Charges</b>	1 016,6	1 016,6				
Subtotal Distribution OpEx	2 287,5	2 315,0				
<b>Total Expenses</b>	9 767,3	9 794,8				
<b>Financing Costs</b>	437,9	437,9		802,0	802,0	
<b>Total Expenses</b>	10 205,2	10 232,7		2 508,1	2 523,9	
<b>Total Returns</b>	335,5	306,0		483,4	467,6	
<b>Earned Return on Rate Base</b>	77 3,4	745,9		1 285,4	1 269,6	
<b>Rate Base (13-months average)</b>	9 895,7	9 895,7		16 894,1	16 894,1	
<b>Earned Return on Rate Base - %</b>	7,80%	7,52%		7,61%	7,51%	
<b>Earned ROE</b>	9,69%	8,89%	0,80%	9,54%	9,23%	0,31%
<b>Based On:</b>						
<b>Capital Structure:</b>						
Debt	65,0%	65,0%		70,0%	70,0%	
Equity	35,0%	35,0%		30,0%	30,0%	
<b>Cost of Debt:</b>	6,78%	6,78%		6,779%	6,779%	

22

1 Considered in this light, it should not be surprising that the Distributor has  
2 experienced greater earnings variances in recent years as the normal ebb and  
3 flow of the business includes variations in operating expenses as well as in  
4 sales revenues, which also tend to experience greater variations for the  
5 Distributor than for the Transmission Provider. One measure of the risks  
6 inherent in the “normal ebb and flow of business” is the average of the  
7 absolute ROE variances. However, it is necessary to first correct the data for  
8 changes in variance and deferral accounts to produce a consistent measure of  
9 earnings volatility over the historical period as these accounts affect earnings  
10 volatility. This has been accomplished by assuming that the variance accounts  
11 in place in 2012, have been in place throughout the historical period. Over the  
12 five-year 2008-2012 period, this average absolute ROE variance is 2.4% for the  
13 Distributor as compared to 1.5% for the Transmission Provider. The difference  
14 for the 2007-2011 period is 1.8% vs. 1.2%, the period for which data was  
15 available when Mr. Yardley prepared his testimony. A period of five years is  
16 more appropriate for this purpose than focusing on a single year.

17 A second measure of the risks inherent in the business is the standard  
18 deviation of observed ROE values. Applying this measure to the 2007-2011  
19 period, the Distributor has a standard deviation of ROE variances of 1.6% as  
20 compared to 1.2% for the Transmission Provider, again supporting a larger  
21 deadband for the Distributor. This relationship is similar when considering the  
22 2008-2012 period, as the Distributor has a standard deviation of ROE variances  
23 of 1.4% and Transmission Provider has a standard deviations of 1.0%. These  
24 calculations are presented in Table R-15.3B.

1

Table R-15.3B

HQ Distribution - Revenue Requirements, Expenses and Return						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ROE Variance M\$	9.4	26.6	105.7	171.4	101.2	111.4
ROE variance %	0.31%	0.90%	3.16%	4.94%	2.86%	3.32%
Adjustments for retroactive application of all Variance Accounts since 2004+ yearly allowance for major breakdowns						
Patrimonial and Post-Patrimonial E	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Transmission Services	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Weather Normalization Account	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Fuel Purchases	-7.3	-5.3	n/a	n/a	n/a	n/a
Load Support Tariff Account	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Pension Costs	0.7	-3.2	-3.15	-37.2	n/a	n/a
Major Breakdowns	0	5.7	n/a	n/a	n/a	n/a
Allowance for major breakdowns	8	8	n/a	n/a	n/a	n/a
Total Variance Accounts	1.4	-29.6	-31.5	-37.2	0	0
Adjusted ROE Variance M\$	10.8	3.0	74.2	134.2	101.2	111.4
Adjusted ROE Variance %	0.3%	0.1%	2.2%	3.8%	2.8%	3.2%
Absolute Value ROE Variance %	0.3%	0.1%	2.2%	3.8%	2.8%	3.2%
Standard deviation of adjusted ROE Variance						
2007-2011	1.6%					
2008-2012	1.4%					

5-Year Mean Values	
2007-2011	1.8%
2008-2012	2.4%

HQ Transmission - Revenue Requirements, Expenses and Return						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ROE Variance M\$	-63.4	31.7	83.6	88.0	66.9	152.0
ROE variance %	-1.28%	0.85%	1.77%	1.69%	1.44%	3.15%
Adjustment for retroactive application before 2011 of pension cost variance account						
Pension Costs account M\$	-2.6	-16.9	-14.2	-19.2	n/a	n/a
Adjusted ROE Variance M\$	-66.0	14.8	69.4	68.8	66.9	152.0
Adjusted ROE Variance %	-1.5%	0.3%	1.4%	1.4%	1.3%	3.0%
Absolute Value ROE Variance %	1.5%	0.3%	1.4%	1.4%	1.3%	3.0%
Standard deviation of adjusted ROE Variance						
2007-2011	1.2%					
2008-2012	1.0%					

5-Year Mean Values	
2007-2011	1.2%
2008-2012	1.5%

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

Mr. Yardley's recommendation fairly reflects all of these factors, as well as the fact that the Transmission Provider and the Distributor have each proposed to accept all of the downside risk. The size of the deadband, in particular, incorporates a proposed upper bound for both the Distributor (1.0%) and Transmission Provider (0.5%) that is considerably lower than the historical experience. This reflects an effort to balance the concerns of the Régie regarding earning variances, and the importance of pursuing operating efficiencies for management because these efficiency gains benefit customers in subsequent years.

1 15.4 Veuillez commenter sur le fait que la zone sans partage à l'intérieur de laquelle les écarts  
2 positifs sont entièrement conservés par le Transporteur et le Distributeur inclut également  
3 des écarts de prévision qui ne découlent pas de gains d'efficacité.

4 **R15.4**

5 **As described in the response to 10.3, the deadband addresses both forecast**  
6 **differences and the need to promote efficiency gains. The deadband**  
7 **recognizes the fact that there is earnings volatility from forecast differences**  
8 **that merely reflects the normal ebb and flow of the business. The deadband**  
9 **provides an opportunity for the Transmission Provider and Distributor to**  
10 **retain a modest level of earnings above the authorized ROE to fairly balance**  
11 **and compensate the utility for absorbing all of the down-side risk, as is**  
12 **proposed by the Transmission Provider and the Distributor.**

13 **It is worth noting that ESMs do not distinguish among the sources of**  
14 **variances, whether they are attributable to circumstances within or beyond the**  
15 **company's control, or whether they are attributable to forecast differences.**  
16 **The ESM proposal is responsive to the expressed concern of the Régie that**  
17 **the Transmission Provider and the Distributor have been experiencing**  
18 **earnings variances. It would be extremely challenging to design such an**  
19 **approach, costly to prepare and review such an analysis and the results would**  
20 **still likely be subject to controversy.**

21 **16. Référence :** Pièce B-0008, page 11.

22 **Préambule :**

23 *« Q. Are there any circumstances that are unique to either HQD or HQT (or both) that might*  
24 *affect the design of an ESM?*

25 *A. There are several circumstances that are relevant for purposes of designing an ESM for HQD*  
26 *and HQT. These include:*

- 27 • *the recent earnings experience;;*
- 28 • *the practice of filing annual rate cases based on cost-of-service principles; and*
- 29 • *the presence of variance and deferral accounts. »*

30 **Demandes :**

31 16.1 Veuillez expliquer si la récurrence d'écarts de prévision dus à des prévisions  
32 conservatrices font partie des circonstances particulières au Transporteur et au  
33 Distributeur (*« circumstances that are unique »*). Veuillez discuter si de tels écarts sont  
34 inclus dans la conception du MTÉR du Transporteur et du Distributeur tel que proposé.

35 **R16.1**

36 **Mr. Yardley has not reviewed the Transmission Provider's and the Distributor's**  
37 **forecast methodology other than to note that the forecast values that relied on**  
38 **to calculate rates are subject to considerable scrutiny by the Régie and other**  
39 **stakeholders before a final decision is reached. Thus, in preparing his ESM**

1 recommendation, Mr. Yardley assumed that the revenue requirements  
2 forecast, including a compensatory return on equity, are objective, unbiased,  
3 and reflect the best available information when they are approved. The  
4 recommendation is designed to specifically address (1) the concerns of the  
5 Régie regarding historical earnings variances by proposing a deadband that is  
6 relatively small (approximately one-half the size) compared to the average of  
7 recent variances and (2) the importance of pursuing operating efficiencies for  
8 management because these efficiency gains benefit customers in subsequent  
9 years.

10 16.2 Pour les autres entreprises réglementées des groupes de référence canadien et américain,  
11 veuillez discuter du traitement qui leur est accordé par leurs autorités de réglementation  
12 respectives en regard des écarts de prévisions observés dans le cadre de leur MTER  
13 respectifs.

14 **R16.2**

15 **Mr. Yardley has reviewed the relevant orders and did not see any discussion of**  
16 **the impact of forecast differences on the design of an ESM. Thus, the impact**  
17 **of forecast differences is not distinguished from the impact of efficiency gains**  
18 **for purposes of designing the ESM. However, it is apparent from the recent**  
19 **Gaz Métro rate decision that this is an area of particular concern to the Régie.**

20 **17. Référence :** Pièce B-0008, pages 11 et 12.

21 **Préambule :**

22 « *As presented in Table 1, HQT and HQT have each been able to earn in excess of their*  
23 *authorized ROE over the past five years, with the exception of HQT in 2007.*»

Table 1  
Realized vs. Authorized ROE

	HQT	HQD
2007	-1.28%	+0.31%
2008	+0.85%	+0.90%
2009	+1.77%	+3.16%
2010	+1.69%	+4.94%
2011	+1.44%	+2.86%

24

25 **Demandes :**

26 17.1 À titre d'illustration, veuillez compléter le tableau 1 du préambule en indiquant les  
27 données du rapport annuel 2012 déposé récemment par le Transporteur et le Distributeur  
28 et le détail du MTÉR proposé par les demandeurs, applicables dès 2007, pour chacune des

1 années (point de base du manque à gagner, de la zone sans partage, du 50 % alloué aux  
2 demandeurs et du 50 % alloué aux clients).

3 **R17.1**

4 **Tableau R-17.1A**  
5 **Detail of the ESM for HQT (in %)**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Authorized Earnings	7,50%	7,85%	7,63%	7,59%	7,14%	6,39%
Realized Earnings - No Sharing	6,22%	8,69%	9,40%	9,28%	8,58%	9,54%
Earning Variances - No Sharing	-1,28%	0,85%	1,77%	1,69%	1,44%	3,15%
Amount - Under-earnings	-1,28%	-	-	-	-	-
Amount - Deadband	-	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
Amount - 50% HQT	-	0,17%	0,64%	0,59%	0,47%	1,32%
Amount - 50% Customers	-	0,17%	0,64%	0,59%	0,47%	1,32%
Realized Earnings - With Sharing	6,22%	8,52%	8,77%	8,68%	8,11%	8,21%
Earning Variances - With Sharing	-1,28%	0,67%	1,14%	1,09%	0,97%	1,82%

6  
7

8 **Tableau R-17.1B**  
9 **Detail of the ESM for HQD (in %)**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Authorized Earnings	7,57%	7,74%	6,99%	7,85%	7,32%	6,37%
Realized Earnings - No Sharing	7,88%	8,64%	10,15%	12,79%	10,18%	9,69%
Earning Variances - No Sharing	0,31%	0,90%	3,16%	4,94%	2,86%	3,32%
Amount - Under-earnings	-	-	-	-	-	-
Amount - Deadband	0,31%	0,90%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Amount - 50% HQD	-	-	1,08%	1,97%	0,93%	1,16%
Amount - 50% Customers	-	-	1,08%	1,97%	0,93%	1,16%
Realized Earnings - With Sharing	7,88%	8,64%	9,07%	10,82%	9,25%	8,53%
Earning Variances - With Sharing	0,31%	0,90%	2,08%	2,97%	1,93%	2,16%

10

11 17.2 À titre d'illustration, veuillez fournir un tableau en M\$ pour le Transporteur et le  
12 Distributeur pour chacune des années 2007-2012, en indiquant les données suivantes :

- 13
- 14 • Bénéfice réglementé autorisé;
  - 15 • Bénéfice réglementé réalisé (tel que présenté au rapport annuel);
  - 16 • Écart de rendement en M\$;
  - 17 • Détail du MTÉR proposé par les demandeurs, applicables dès 2007, pour chacune des  
18 années (montant du manque à gagner, de la zone sans partage, du 50 % alloué aux  
demandeurs et du 50 % alloué aux clients).

1 **R17.2**

2  
3

**Tableau R-17.2A  
Detail of the ESM for HQT (in M\$)**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Authorized Earnings	337,1	369,0	367,3	379,3	361,3	323,9
Realized Earnings - No Sharing	279,7	408,8	452,5	463,7	434,2	483,4
Earning Variances - No Sharing	(57,4)	39,8	85,2	84,4	72,9	159,5
Amount - Under-earnings	(57,4)	-	-	-	-	-
Amount - Deadband	-	23,5	24,1	25,0	25,3	25,3
Amount - 50% HQT	-	8,1	30,6	29,7	23,8	67,1
Amount - 50% Customers	-	8,1	30,6	29,7	23,8	67,1
Realized Earnings - With Sharing	279,7	400,6	421,9	434,1	410,4	416,3
Earning Variances - With Sharing	(57,4)	31,7	54,6	54,7	49,1	92,4

4  
5  
6

**Tableau R-17.2B  
Detail of the ESM for HQD (in M\$)**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Authorized Earnings	249,6	267,1	238,2	274,5	264,0	220,6
Realized Earnings - No Sharing	259,7	298,2	345,9	447,3	367,3	335,5
Earning Variances - No Sharing	10,1	31,1	107,7	172,8	103,3	114,9
Amount - Under-earnings	-	-	-	-	-	-
Amount - Deadband	10,1	31,1	34,1	35,0	36,1	34,6
Amount - 50% HQD	-	-	36,8	68,9	33,6	40,1
Amount - 50% Customers	-	-	36,8	68,9	33,6	40,1
Realized Earnings - With Sharing	259,7	298,2	309,1	378,4	333,7	295,4
Earning Variances - With Sharing	10,1	31,1	70,9	103,9	69,7	74,8

7  
8  
9  
10

**Note: For purposes of the hypothetical demonstration of how the ESM formula would have been applied historically in these tables, we are calculating the earnings under the authorized ROE based on the realized rate base.**

- 11 **18. Références :** (i) Pièce B-0008, page 16;  
 12 (ii) Pièce B-0008, pages 12 et 13;  
 13 (iii) Tableaux 13.1 et 13.2 présentés à la question 13 de la Régie.

14 **Préambule :**

15 (i) « *Third, I recommend that the ESMs for HQD and HQT each have a deadband before*  
 16 *upside sharing begins. Specifically, I recommend a +100 basis point deadband for HQD and a*  
 17 *+50 basis point deadband for HQT. The wider deadband for HQD reflects the greater sensitivity*  
 18 *of HQD's earnings to variations in revenues and Operating Expenses. I believe that a meaningful*



1 upside deadband is appropriate in recognition that HQD and HQT will be absorbing all of the  
 2 downside risk. At the same time, my proposed deadband is responsive to the earnings variability  
 3 concerns expressed by the Régie and interested parties while maintaining an adequate incentive  
 4 to achieve efficiency gains that will benefit customers in the future. »

5 (ii) « Q. Are there any reasons why HQD might have experienced greater earnings variability  
 6 than HQT?

7 A. There are at least two reasons why HQD has experienced greater earnings variability than  
 8 HQT over the past five years.

9 First, HQT is relatively insulated from variations in revenues. Approximately 90% of HQT's  
 10 revenues are provided by HQD (native load transmission service) and are fixed on an annual  
 11 basis. The remaining 10 % of HQT revenues (point-to-point transmission services) are subject to  
 12 a variance account. HQD experiences variances from sales levels that are either higher or lower  
 13 than the sales levels relied upon to calculate rates.

14 Second, a much larger proportion of HQD's net revenues (i.e., net of supply costs) derive from  
 15 Operating Expenses. As a result, HQD's earnings are more sensitive to percentage changes in  
 16 Operating Expenses. »

17 (iii) La Régie a préparé le tableau suivant à partir des données des rapports annuels 2007-2012  
 18 du Distributeur et du Transporteur.

19 **Tableau 18.1**  
 20 **Écarts de rendement 2007-2012 du Distributeur et du Transporteur**  
 21 **excluant les écarts de revenus (en M\$)**

	RA 2012	RA 2011	RA 2010	RA 2009	RA 2008	RA2007	Moyenne 2007-2012
<b>Excédents de rendement de HQD</b>	111,4	101,2	171,4	105,7	26,6	9,4	87,6
Écarts reliés aux ventes d'électricité nettes des achats d'électricité	33,1	37,6	78,3	-4,0	-18,8	8,1	22,4
	78,3	63,6	93,1	109,7	45,4	1,3	65,2
<b>Excédents de rendement de HQT</b>	152,0	66,9	87,9	83,6	31,7	-63,4	59,8
Écarts reliés aux Revenus de transport	-1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2
	153,0	66,9	87,9	83,6	31,7	-63,4	60,0

22  
 23 RA: Rapport annuel

24 La Régie note que n'eut été des écarts de rendement provenant des revenus, les excédents de  
 25 rendement du Distributeur et du Transporteur sont comparables, sauf pour l'année 2012.

1 **Demandes :**

2 18.1 Veuillez confirmer que 100 points de base pour le Transporteur représentent environ  
3 50 M\$ et pour le Distributeur, environ 35 M\$.

4 **R18.1**

5 **This statement is confirmed. Based on the Transmission Provider 2012 rate**  
6 **base of \$16,894.1 million, each 100 basis points in ROE represents \$50.7**  
7 **million in earnings. Based on the Distributor 2012 rate base of \$9,895.7 million,**  
8 **each 100 basis points in ROE represents \$34.6 million in earnings.**

9 18.2 Considérant l'excédent de rendement 2012 du Transporteur et du Distributeur, veuillez  
10 expliquer si la zone sans partage différente pour le Transporteur et le Distributeur, soit  
11 respectivement de 50 points de base et de 100 points de base, demeure pertinente.

12 **R18.2**

13 **Please refer to the response to 15.3. As noted in that response, the 2012**  
14 **experience does not affect Mr. Yardley's recommendation. While it might**  
15 **support a deadband for the Transmission Provider that is closer to the size of**  
16 **the Distributor, Mr. Yardley believes that the overall evidence supports**  
17 **maintaining a distinction between the two businesses to reflect the relative**  
18 **sensitivity of ROE to variations in operating expenses and revenues.**

19 18.3 Considérant les données présentées à la référence (iii), veuillez justifier une zone sans  
20 partage différente pour le Transporteur et le Distributeur, soit respectivement de 50 points  
21 de base et de 100 points de base.

22 **R18.3**

23 **Please refer to the response to Question 15.3.**

- 24 **19. Références :** (i) Pièce B-0008, page 17;  
25 (ii) Rapport annuel 2012 du Transporteur, pièce HQT-2, document 11;  
26 (iii) Rapport annuel 2012 du Distributeur, pièce HQD-9, document 2;  
27 (iv) Dossier R-3777-2012, pièce B-0010;  
28 (v) Dossier R-3814-2012, pièce B-0025.

29 **Préambule :**

30 (i) « *Q. Have you considered whether it is appropriate to implement a more formalized set of*  
31 *operational performance measures or “service quality plan” to accompany the implementation*  
32 *of an ESM for HQD and HQT?*

33 *A. Operational performance measures serve a critical role for utilities in identifying potential*  
34 *areas of improvement and in driving internal performance. They also serve as indicators to*  
35 *regulators that there may be an area of the utility business that merits further scrutiny. However,*  
36 *taking the next step by formally linking performance to financial results by including a set of*  
37 *penalties and rewards requires careful consideration. Establishing such a linkage is not a trivial*

1 *exercise. They require agreement on the performance to be measured, development of a penalty*  
2 *and/or reward structure and reporting requirements, and the specific measurement calculation to*  
3 *be applied to each measure. For new measures, the utility will have to implement new business*  
4 *and information processes to capture the necessary data, at a cost to ratepayers. Establishing the*  
5 *proper benchmark is perhaps the most challenging aspect as it often depends on utility-specific*  
6 *circumstances. Establishing a benchmark that is too rigorous may unfairly penalize the utility or*  
7 *provide an incentive to over-invest to meet the benchmark and then recover these costs from*  
8 *customers.*

9 *This effort may be justified for multi-year rate plans where the regulator may not have an*  
10 *opportunity to raise service quality concerns in an annual rate case, as is possible with respect to*  
11 *HQD and HQT. » [Nous soulignons]*

12 (ii) Dans son rapport annuel 2012 déposé en vertu de l'article 75, le Transporteur présente le  
13 résultat d'indicateurs de performance.

14 (iii) Dans son rapport annuel 2012 déposé en vertu de l'article 75, le Distributeur présente le  
15 résultat d'indicateurs de performance.

16 (iv) Dans son dossier tarifaire 2012, le Transporteur présente l'évolution des indicateurs de  
17 performance.

18 (v) Dans son dossier tarifaire 2013, le Distributeur présente l'évolution des indicateurs  
19 d'efficience et de performance.

## 20 Demandes :

21 19.1 Considérant que le Transporteur et le Distributeur présentent déjà l'évolution d'indicateurs  
22 de performance par le biais de leur rapport annuel et leur dossier tarifaire, et hormis les  
23 difficultés qu'un tel exercice puisse présenter tant sur le plan des indicateurs que des  
24 objectifs poursuivis, veuillez indiquer en quoi le MTÉR des demandeurs ne pourraient pas  
25 être conditionnel à l'atteinte de certains indicateurs de performance.

### 26 R19.1

27 **As noted in the response to question 12.1, it is possible to condition the**  
28 **realization of the utility portion of earnings sharing on the achievement of**  
29 **minimally acceptable (in contrast to stretch goals) performance standards,**  
30 **particularly if there is a legitimate concern that pursuit of efficiency gains**  
31 **could have an impact on certain performance indicators. As implied by the**  
32 **content of the question, Mr. Yardley has identified several implementation**  
33 **challenges. These challenges and the administrative burden of conditioning**  
34 **ESM sharing on achieving performance indicators should be balanced against**  
35 **the fact that there has been little or no indication that this has been a concern,**  
36 **as both the Transmission Provider and Distributor have demonstrated that**  
37 **significant efficiency gains that each has realized in prior years have been**  
38 **achieved without compromising quality performance. To the contrary,**  
39 **performance has either been maintained or improved over the past years while**  
40 **simultaneously realizing efficiency gains that are passed on to customers.**

1 19.2 Veuillez indiquer quels indicateurs de performance existants ou nouveaux, le Transporteur  
2 et le Distributeur pourraient retenir dans le cadre d'un MTÉR.

3 **R19.2**

4 **Without commenting on the specific measures to be included, a question**  
5 **which Mr. Yardley has not studied, Mr. Yardley believes that they should**  
6 **reflect only the most important measures of service quality that can be**  
7 **objectively measured (e.g., reliability of service) and avoid reliance on metrics**  
8 **that rely on judgment and perceptions (e.g., customer satisfaction surveys).**

9 **Please refer to the response to Questions 12.1 and 19.1. As also indicated in**  
10 **the response to Question 10.1, an explicit tying of ESMs to performance**  
11 **metrics is rare.**