

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'APPROBATION DU TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES ET DU
MÉCANISME DE TRAITEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT**

Ces questions s'adressent au Dr. Booth

COMPARAISON DU RISQUE D'AFFAIRES

- 1. Références :**
- (i) Pièce C-AQCIÉ-CIFQ-0023, p. 71;
 - (ii) Pièce B-0007, pièce JMC-4, annexe 1;
 - (ii) Pièce B-0007, pièce JMC-3, annexe 1;
 - (iii) Pièce B-0007, page A-2;
 - (iv) Pièce B-0064, fichier Excel.

Préambule :

(i) « *Utilities have invariably reverted to using US witnesses in Canada. I suspect that this is because allowed ROEs are generally higher in the US than in Canada and quite obviously the US and Canada (and the rest of the world for that matter) are more integrated today than even ten years ago.* »

(ii) Parmi l'échantillon de 15 entreprises de service public américaines comparables suggérées par Concentric, 11 d'entre elles généraient leur propre électricité à hauteur de 58 % à 92 % de leurs besoins, selon les rapports 10-K de 2012, alors que seules 4 entreprises n'étaient pas du tout ou très peu impliquées dans le secteur de la génération.

(iii) En examinant les TRCP autorisés selon les données fournies par Concentric, nous remarquons que la moyenne des taux de rendement sur les capitaux propres autorisés était de 9,72 % pour les entreprises sans ou avec très peu de capacité de génération, contre 10,75 % pour celles qui produisaient une large part de leur propre électricité, soit un écart de plus de 100 points de base.

(iv) « [...] *from 2004-2012, integrated electric utilities in the U.S. were awarded an ROE approximately 40 basis points higher than transmission and distribution utilities* ».

Demandes :

- 1.1 À partir de ces observations sur les TRCP autorisés aux États-Unis, tirées de l'échantillon d'entreprises américaines suggérées par Concentric, est-il raisonnable de conclure que le risque supplémentaire lié à la génération d'électricité peut mériter une prime allant jusqu'à 100 points de base au rendement sur capitaux propres? Sinon, à combien évaluez-vous un écart raisonnable entre le TRCP d'une entreprise intégrée par rapport à un distributeur ou un transporteur d'électricité?

1.2 Veuillez commenter la méthodologie et les données présentées à la pièce B-0064, fichier Excel. Êtes-vous d'accord avec la conclusion que M. Coyne tire de ces données, à l'effet que de 2004 à 2012, les entreprises intégrées ont reçu des TRCP d'environ 40 points de base supérieurs aux taux autorisés pour les distributeurs et transporteurs sans capacité de génération d'électricité?

- 2. Références :**
- (i) C-AQCIÉ-CIFQ-0023, p. 45;
 - (ii) Pièce B-0007, pièce JMC-11 annexes 4 à 6.

Préambule :

(i) « *Q. WHAT ARE YOUR DCF ESTIMATES?*

A. In appendix D I review the DCF model and apply the model to the market as a whole and highlight the problems in applying it to individual stocks ».

(ii) L'échantillon de comparables canadiens, fourni par Concentric, ne comprend que trois entreprises actives dans le secteur de l'électricité. À l'intérieur de ce sous-groupe d'entreprises, seules Canadian Utilities (CU) et Fortis inc (FTS) possèdent des filiales opérantes qui ne sont pas ou très peu présentes dans la production d'électricité, alors qu'Emera est une entreprise intégrée, à l'image de 5 des 6 holdings américains suggérés. Les deux premières seraient donc, de ce point de vue, davantage comparables à HQT.D.

Les résultats des modèles d'actualisation des flux monétaires pour l'échantillon canadien, présentés à la pièce JMC-11 annexes 4 à 6, sont sensés refléter les rendements attendus par les investisseurs pour chacune des entreprises de l'échantillon. Selon la théorie financière, ces rendements attendus seraient fonction du risque perçu pour chacune des entreprises.

Nous remarquons, à la pièce JMC-11 annexes 4 à 6, que le rendement attendu pour Emera est significativement plus élevé que ceux pour CU et FTS, avec un écart au-delà de 100 points de base. De plus, les entreprises de distribution de gaz naturel ainsi que les gazoducs et les oléoducs proposés dans cet échantillon canadien, ont également des taux de rendement attendus par les investisseurs plus élevés que ceux de CU et de FTS, d'au moins 75 points de base, et pouvant même atteindre plus de 300 points de base.

Demande :

2.1 Est-il raisonnable, selon vous, de considérer qu'une part significative des différences des rendements attendus par les investisseurs que l'on retrouve à la pièce JMC-11 annexes 4 à 6, témoigne de la perception, par ces derniers, du niveau de risque nettement inférieur des distributeurs et transporteurs d'électricité par rapport aux entreprises intégrées, d'une part, et par rapport aux distributeurs gaziers et aux pipelines, d'autre part?

ÉVOLUTION DU RISQUE D'AFFAIRES

3. Référence : C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 4.

Préambule :

(i) « *Mr. Olivier Charest, who has looked at this in detail in his separate testimony, is of the opinion that the overall risk of both HQT and HQD has declined since 2002/3, which I agree with since regulation for these companies is maturing* ».

Demandes :

- 3.1 Est-il pertinent, selon vous, d'examiner l'évolution du risque d'affaires d'HQTD depuis le dernier établissement du taux de rendement et de la structure de capital présumée de l'entreprise, en 2003, ou est-ce que seul l'examen du risque relatif aux entreprises comparables importe?
- 3.2 Étant donné que le nombre de comptes d'écarts a augmenté au fil des années entre 2003 et 2013, peut-on considérer que, de ce point de vue, le risque d'affaires d'HQTD a diminué depuis la fixation initiale des paramètres permettant d'établir les TRCP de HQT et HQD, en 2002-2003?

L'IMPACT DU RISQUE D'AFFAIRES SUR LES RATIOS ET LE RISQUE FINANCIER

- 4. Références :**
- (i) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0023, p. 77;
 - (ii) Pièce B-0026, p. 17, (Moody's rating methodology 2009);
 - (iii) Pièce B-0076, p. 13 et 14, (Moody's rating methodology 2005);
 - (iv) Pièce B-0076, p. 48, (Moody's request for comment - rating methodology 2013).

Préambule :

(i) « *What is clear is that despite their poorer financial ratios, Canadian utilities have higher bond ratings, which simply reflects the importance placed by the rating agencies on the differing regulatory approaches in the US and Canada. I understand that Moody's is reviewing this policy and it may be re-rating US utilities that are in jurisdictions that are more like Canada, but the historic record will reflect the historic risk* ».

(ii) « *The relative strength of a company's financial ratios must take into consideration the level of business risk associated with the more qualitative factors in the methodology. Companies with a lower business risk can have weaker credit metrics than those with higher business risk for the same rating category.* » [Nous soulignons]

(iii) « *Moody's uses financial ratio analysis as part of our quantitative analysis of all corporates, including electric utilities. Ratio analysis is a helpful way of comparing one company's performance to that of another and the performance in one year to that in another.*

However, the importance of ratio analysis can be overstated. No two companies look exactly alike from a qualitative assessment standpoint and each company we rate is constantly changing. It is impossible to assign an accurate credit rating on the basis of financial ratio analysis alone, even less so on the basis of any one ratio. Therefore, Moody's does not have any specific "hurdle rate" to explain which ratio will make the difference between any two rating categories ».

« *While other factors considered in this report may outweigh pure quantitative analysis, it is possible to provide broad guidance on the ratio ranges that may generally be seen at different rating levels ».*

« *Financial ratios are more useful for companies operating in a low business risk environment where there is a high degree of regulated activities and a supportive regulatory system. This might include the UK, US transmission and distribution utilities (T&Ds), Canada or many European countries. Medium-business-risk operating environments would include US integrated utilities ».* [Nous soulignons]

| Figure 5 | Aa | Aa | A | A | Baa | Baa | Ba | Ba |
|----------------------|---------------|------------|---------------|------------|---------------|------------|---------------|------------|
| Business risk | Medium | Low | Medium | Low | Medium | Low | Medium | Low |
| FFO int. cov. (X) | > 6 | >5 | 3.5-6.0 | 3.0-5.7 | 2.7-5.0 | 2-4.0 | <2.5 | <2 |
| FFO/Debt (%) | >30 | >22 | 22-30 | 12-22 | 13-25 | 5-13 | <13 | <5 |
| RCF/Debt (%) | >25 | >20 | 13-25 | 9-20 | 8-20 | 3-10 | <10 | <3 |
| Debt/Capital (%) | <40 | <50 | 40-60 | 50-75 | 50-70 | 60-75 | >60 | >70 |

(iv) « *The scoring grids, including the ranges for financial ratios, are primarily oriented toward vertically integrated utilities. We are contemplating lowering the financial ratio threshold ranges by approximately one category for certain utilities viewed as having lower business risk, for instance many US natural gaz local distribution companies (LDC's) and certain US electric transmission and distribution companies (T&D's, which lack generation but generally retain some procurement responsibilities for customers). The purpose would be to better align the grid-scoring to our view, reflected in current ratings, that utilities at the same rating category level with inherent lower business risk can have somewhat lower financial metrics ».* [Nous soulignons]

Selon Moody's, un transporteur et un distributeur sont moins risqués qu'une entreprise intégrée. Toujours selon Moody's, à risque total équivalent, c'est-à-dire pour obtenir une même notation de crédit, une entreprise à faible risque d'affaires peut avoir des ratios financiers moins favorables qu'une entreprise qui évolue avec un risque d'affaires moyen. Par exemple, à titre indicatif, dans la présentation de sa méthodologie en 2005, Moody's indiquait que pour obtenir une notation « A », donc à risque équivalent, le ratio Dette/Capitalisation devrait de situer entre

40 et 60 % pour une entreprise à risque moyen telle une entreprise intégrée américaine, alors qu'une entreprise à faible risque d'affaires peut avoir un ratio de Dette/Capitalisation entre 50 % et 75 %, tel qu'indiqué à la Figure 5 ci-dessus.

Demandes :

- 4.1 Moody's affirme avec constance, tant en 2005, en 2009 qu'en 2013, qu'une entreprise avec un risque d'affaires plus faible peut avoir des ratios financiers plus faibles que ceux avec un plus grand risque d'affaires pour une même notation de crédit. Partant du constat que le levier financier amplifie les variations des résultats découlant du risque d'affaires, d'une part, et que, dans un cas hypothétique, si le risque d'affaires était nul ou très faible, un levier financier plus élevé n'aurait que peu d'impact sur les résultats de l'entreprise, peut-on considérer que le risque d'affaires est plus important que le risque financier? Veuillez justifier.
- 4.2 Selon Moody's, le risque d'affaires des distributeurs et transporteurs est plus faible que celui des entreprises intégrées, comme c'est le cas de cinq des six compagnies publiques américaines suggérées par Concentric comme étant comparables à HQT. Êtes-vous d'accord pour dire qu'une portion significative des écarts dans les ratios financiers du Distributeur et du Transporteur, par rapport aux entreprises américaines suggérées, peut être justifiée par le risque d'affaires moindre chez HQT? Veuillez commenter.

**LE RISQUE FINANCIER ET LA GARANTIE DE PRÊT
DU GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**

5. **Références :**
- (i) Rapport annuel 2012 d'Hydro-Québec, p. 44;
 - (ii) Rapport annuel HQD 2012, HQD-8, document 1, p. 5;
 - (iii) Pièce B-0075, p. 35.

Préambule :

(i) Tableau

CONTRIBUTION D'HYDRO-QUÉBEC À L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE

| | 2012 | 2011 |
|--|------------------|--------|
| Dividende (M\$) ^a | 645 | 1 958 |
| Taxe sur les services publics (M\$) | 252 | 244 |
| Redevances hydrauliques (M\$) | 617 | 593 |
| Taxes municipales, scolaires et autres (M\$) | 124 ^b | 22 |
| Frais de garantie payés à l'actionnaire relativement aux titres d'emprunt (M\$) | 197 | 188 |
| Pourcentage en valeur des acquisitions effectuées auprès d'entreprises établies au Québec | 94 | 92,5 |
| Emplois directs soutenus par les acquisitions, y compris les achats hors Québec (années-personnes) | 12 900 | 12 800 |
| Contributions et engagements au titre du Programme de mise en valeur intégrée (M\$) ^c | 2,5 | 2,3 |

- a) En vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, le dividende ne peut excéder le surplus susceptible de distribution, équivalant à 75 % du résultat net.
 b) Soit notamment 33 M\$ en taxes municipales, 3 M\$ en taxes scolaires, 49 M\$ en vertu de la *Loi instituant le Fonds du Plan Nord* et 37 M\$ en vertu de la *Loi sur l'efficacité et l'innovation énergétiques*.
 c) Dans le cadre du Programme de mise en valeur intégrée, Hydro-Québec verse aux collectivités touchées par ses nouveaux projets de transport d'énergie l'équivalent de 1 % de la valeur initialement autorisée pour les installations visées par ce programme.

Hydro-Québec a payé, en 2012, 197 millions \$ en « *frais de garantie payés à l'actionnaire relativement aux titres d'emprunts* », tels que présentés dans le rapport annuel 2012 d'Hydro-Québec. Cette somme entre dans le calcul des frais d'intérêt sur la dette assumée par le Distributeur et le Transporteur, et comme tel, une large portion se retrouve dans les tarifs et est payée par la clientèle.

(ii) et (iii) En 2012, les sommes chargées à la clientèle pour couvrir les frais de garantie ont été de 31,1 M\$ pour le Distributeur et de 57,3 M\$ pour le Transporteur. Si ces sommes avaient été ajoutées en bénéfice net additionnel plutôt que passées directement aux dépenses, elles se seraient traduites en hausse du TRCP de 90 points de base pour le Distributeur et de 113 points de base pour le Transporteur.

Demande :

5.1 Comment suggérez-vous que soit pris en compte les frais de garantie payés à l'actionnaire relativement aux titres d'emprunts dans l'établissement d'un TRCP qui tient compte à la fois du risque d'affaires et du risque financier d'HQTD?

COMPENSATION RAISONNABLE DU TRCP POUR UN RATIO DE CAPITAUX PROPRES PLUS FAIBLE

6. **Références :** (i) Pièce B-0007, p. 52-53 ;
 (ii) Pièce B-0076, p. 73 et 78.

Préambule :

(i) « Using commonly-accepted methodologies, Concentric estimates that an adjustment to ROE of between approximately 1.50 percent and 3.00 percent would be warranted to compensate for a 15 to 20 percent decline in the common equity ratio from the U.S. proxy group average. These estimates are consistent with the range reported by empirical and theoretical studies for public utilities. Those studies show increases in the required ROE from 0.34 to 2.37 percentage points to compensate for a 10 percent increase in the debt ratio.⁵⁹

⁵⁹ See, *New Regulatory Finance*, Dr. Roger Morin, *Public Utility Reports*, 2006, pp. 456 – 471 ».

(ii) M. Coyne tire son estimation de compensation de 150 à 300 pb supplémentaires sur le TRCP de tableaux présentés par le Dr. Morin (*New Regulatory Finance*, p.469). Les tableaux présentés par le Dr. Morin proviennent de la page 12 (Pièce B-0076, p.78) de la plus récente des études présentées par Dr. Morin, celle de Brigham, Gapenski et Aberwald et intitulée « Effects of Capital Structure on Utilities' Cost of Capital and Revenue Requirements ».

Les auteurs de cette dernière étude citent longuement l'adresse présidentielle du professeur Stewart Myer à l'American Finance Association en 1983, lequel affirmait :

« We know very little about capital structure. We do not know how firms choose the debt, equity, or hybrid securities they issue... There has been little if any research to test whether or not the relationships between financial leverage and investors required returns is what theory would predict. In general, we have inadequate understanding of corporate financing behavior, and of how that behavior affects security returns. »

Les auteurs de l'étude continuaient en résumant : « Myer's statement is absolutely true—finance theory can provide useful insights into the factors that determine an appropriate capital structure, but one cannot use finance theory either to specify the effect of leverage on the costs of debt or equity or to identify the optimal capital structure for a given company. Capital structure decisions must be made on the basis of informed judgment and market data, not by mathematical formulas. »

Demandes :

- 6.1 Êtes-vous en accord ou en désaccord avec l'affirmation que la théorie financière, notamment celle qui date des années 1950 aux années 1980, bien qu'elle fournisse des pistes, ne peut pas expliquer de façon complète et satisfaisante comment déterminer une structure de capital optimale, ni quel est l'effet précis du levier financier sur le coût de la dette et des capitaux propres? Veuillez commenter.
- 6.2 Êtes vous en accord avec l'affirmation que les études empiriques citées par le Dr. Morin, au nombre de 6 et produites entre 1968 et 1987, ont été essentiellement conduites durant une période où le risque d'affaires des entreprises de service public était en forte hausse en raison de l'inflation croissante des années 70 et du début des années 80, des délais dans la récupération des hausses des coûts causées par l'inflation (Regulatory lag), l'augmentation

du coût des combustibles, de l'escalade des coûts de construction des nouveaux projets, et de nombreux problèmes avec le nucléaire, entre autres, et que cela ait pu influencer l'aversion au risque des investisseurs face au secteur? Dans la négative, veuillez élaborer.

- 6.3 Avec l'inflation croissante des années 1970 et du début des années 1980, les taux d'intérêt ont fortement augmenté, atteignant plus de 16 % pour les entreprises de service public cotées « A » en 1981. Or, nous notons que selon les études empiriques auxquelles M. Coyne fait référence, soit celles proposées par le Dr. Morin, la bonification moyenne du coût des capitaux propres pour une hausse du levier financier de 40 % à 50 % de dette, a plus que triplé entre 1968 et 1987 passant de 34 points de base (Étude Brigham and Gordon, 1968) à 117 points de base (Étude Brigham, Gapenski, and Aberwald, 1987). La moyenne suggérée par les trois premières études, produites entre 1968 et 1974, est de 51 points de base, alors que la moyenne des trois dernières études, publiées entre 1980 et 1987 suggère une bonification de 99 points de base. Croyez-vous que l'augmentation de la bonification puisse être liée, en bonne partie, à la hausse générale du coût du capital et des taux d'intérêt? Sinon, veuillez justifier.
- 6.4 De façon générale, est-ce qu'un écart de rendement de 100 points de base lorsque les taux d'intérêt sont de 12 à 16 % (soit une prime de 6 à 8 %), peut être appliqué sans aucun ajustement dans un contexte de taux d'intérêt de 4 ou 5 % (une prime de 20 à 25 %) ? Sinon, comme les coûts de financement ont fortement diminué ces dernières années, quel ajustement suggérez-vous?
- 6.5 Un ajustement à la hausse du TRCP d'HQTD vous paraît-il nécessaire afin de tenir compte du niveau d'endettement plus élevé que ses comparables, et si oui, de quel ordre devrait être cet ajustement? Veuillez justifier.

COMPARAISON DES STRUCTURES DE CAPITAL DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC CANADIENNES ET AMÉRICAINES ET IMPLICATIONS SUR LE RISQUE FINANCIER

- 7. Références :**
- (i) Pièce C-AQCIÉ-CIFQ-0023, p. 72;
 - (ii) Pièce B-0026, p. 807 à 3057, (Rapports 10-K);
 - (iii) Pièce B-0026, p. 894-895, (10-K, Consolidated Edison Inc);

Préambule :

(i) « *Dr. Coyne then refers to this as being supported by the estimates from other methods and Canadian utilities, but it is clear his recommendation is based on the DCF estimates for US electric utilities.*

I generally regard US estimates as biased high when applied to Canadian utilities for two reasons. First, US financial markets exhibit more risk than Canadian markets and have generated higher risk premia in the past. Second, although the principles of regulation are the same between the US and Canada, as is widely recognised the implementation is different. As a result, estimates from US utilities can only be used in Canada if significant adjustments are made ».

(ii) Les rapports financiers annuels 10-K constituent une source d'information très importante pour les analystes financiers et les investisseurs en général. L'examen des rapports 10-K des entreprises comparables américaines, que ce soient les holdings ou leurs filiales opérantes, au chapitre de leur bilan respectif, permet de constater des différences importantes avec les bilans des entreprises canadiennes de service public proposées comme étant comparables à HQTD, ou même avec le bilan consolidé présenté au rapport annuel 2012 d'Hydro-Québec.

(iii) La mesure principale du levier financier, telle que présentée dans le rapport de Concentric, considère le ratio des capitaux propres par rapport à la capitalisation totale, cette dernière étant définie comme étant la somme de la dette à long terme et des capitaux propres.

À titre d'exemple, dans le rapport 10-K de Consolidated Edison Inc, il est possible de consulter aux pages 894-895 le bilan de Consolidated Edison Company of New York inc. On y constate que le niveau de dette à long terme est de 9 145 M\$, le montant des capitaux propres est de 10 552 M\$, ce qui donne une capitalisation totale de 19 697 M\$ et un ratio des capitaux propres de 53,6 %.

En ne considérant que ces deux lignes du bilan, la dette à long terme et le total des capitaux propres, on laisse de côté 17 188 M\$ d'autres passifs et engagements, dont entre autres 4 220 M\$ de passif à titre de pensions et bénéficiaires aux retraités et 7 452 M\$ d'impôt différé. Vu autrement, la capitalisation totale de 19 697 M\$ ne représente que 53,4 % de l'actif total (36 885 M\$), et que 79,6 % des immobilisations corporelles nettes (*net utility plant*) de 24 739 M\$. Ainsi, les capitaux propres représentent 28,6 % de l'actif, l'ensemble des passifs et engagements (*liabilities*) 71,4 %.

Le tableau suivant présente un ensemble de ratios financiers calculés à partir des rapports 10-K:

| | A | B | C | F | G | H | I | J | K | L | M | N | O | P | Q | R | S | T | U | V | W | X |
|--------------------------------|---|-----|---------------|--|--|--|--|---|--|--|----------------|----------------|--------------------|--|---------------------------|---------------------------|-----------------------------|-------------------|----------------------|-------------------------|--------------------------|---|
| 1 | | | Nb. d'abonnés | Capitalisation (Dette LT+ Capitaux propres) en % Actif à la fin 2012 | Capitalisation en % des Immobilisations nettes à la fin 2012 | Capitaux propres en % des Immobilisations nettes à la fin 2012 | Impôt différé en % des Immobilisations nettes à la fin | Impôt différé en % de l'actif total à la fin 2012 | Capitaux propres en % de l'actif à la fin 2012 | Capitaux propres en % de la capitalisation à la fin 2012 | Actif fin 2012 | Actif fin 2011 | Actifs moyens 2012 | Immob. corporelles nettes - fin 2012 (Net Plant) | Capitaux propres fin 2012 | Capitaux propres fin 2011 | Capitaux propres moyen 2012 | Dette LT fin 2012 | Actions privilégiées | Capitalisation fin 2012 | Impôts différés fin 2012 | Bénéfices nets attribuables aux actionnaires 2012 |
| 2 | Hydro Québec - consolidé | | | 87,3% | 107,6% | 33,2% | | | 26,9% | 30,8% | 70517 | 69637 | 70077 | 57174 | 18982 | 18834 | 18908 | 42555 | | 61537 | 0 | 2736 |
| Comparables américains: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Florida Power & Light Company | FL | 4,5 M. | 59,8% | 75,7% | 45,5% | 20,3% | 16,0% | 36,0% | 60,1% | 34853 | 31816 | 33335 | 27551 | 12530 | 10850 | 11690 | 8329 | | 20859 | 5584 | 1240 |
| 4 | Nextera Energy Inc. (Holding consolidé) | | | 60,9% | 79,4% | 32,5% | 13,6% | 10,4% | 24,9% | 40,9% | 64439 | 57188 | 60814 | 49413 | 16068 | 14943 | 15506 | 23177 | | 39245 | 6703 | 1911 |
| 5 | Consolidated Edison Company of New York inc | NY | 3,3 M. | 53,4% | 79,6% | 42,7% | 30,1% | 20,2% | 28,6% | 53,6% | 36885 | 35218 | 36052 | 24739 | 10552 | 10431 | 10492 | 9145 | | 19697 | 7452 | 1014 |
| 6 | Consolidated Edison Inc. (Holding consolidé) | | | 53,2% | 83,4% | 45,1% | 31,8% | 20,3% | 28,8% | 54,1% | 41209 | 39214 | 40212 | 26301 | 11869 | 11649 | 11759 | 10062 | | 21931 | 8372 | 1138 |
| 7 | Georgia Power | GA | 2,4 M. | 60,9% | 78,0% | 41,3% | 21,6% | 16,9% | 32,2% | 52,9% | 28803 | 27151 | 27977 | 22466 | 9273 | 9023 | 9148 | 7994 | 266 | 17533 | 4861 | 1168 |
| 8 | Alabama Power | AL | 1,4 M. | 64,2% | 83,2% | 37,4% | 23,6% | 18,2% | 28,8% | 44,9% | 18712 | 18477 | 18595 | 14438 | 5398 | 5342 | 5370 | 5929 | 685 | 12012 | 3404 | 704 |
| 9 | Gulf Power | FL | 0,4 M. | 59,0% | 76,3% | 36,6% | 20,1% | 15,5% | 28,3% | 47,9% | 4177 | 3872 | 4025 | 3229 | 1181 | 1125 | 1153 | 1186 | 98 | 2465 | 649 | 126 |
| 10 | Mississippi Power | MS | 0,2 M. | 62,3% | 76,4% | 40,5% | 6,2% | 5,0% | 33,0% | 52,9% | 5452 | 3672 | 4562 | 4442 | 1797 | 1049 | 1423 | 1565 | 33 | 3395 | 275 | 148 |
| 11 | Southern Co. (Holding consolidé) | | | 61,2% | 79,9% | 39,3% | 20,5% | 15,7% | 30,1% | 49,2% | 63149 | 59267 | 61208 | 48390 | 19004 | 18285 | 18644,5 | 19274 | 375 | 38653 | 9938 | 2350 |
| 12 | Connecticut Light & Power | CT | 1,2 M. | 59,0% | 87,6% | 41,3% | 21,7% | 14,6% | 27,8% | 47,1% | 9142 | 8791 | 8967 | 6153 | 2538 | 2408 | 2473 | 2738 | 116 | 5392 | 1336 | 210 |
| 13 | NSTAR Electric | MA | 1,1 M. | 54,5% | 81,2% | 46,5% | 27,9% | 18,7% | 31,2% | 57,3% | 7060 | 7240 | 7150 | 4735 | 2203 | 2232 | 2217 | 1601 | 43 | 3847 | 1321 | 190 |
| 14 | Public Service of New Hampshire | NH | 0,4 M. | 66,9% | 88,6% | 46,2% | 18,8% | 14,2% | 34,9% | 52,1% | 3115 | 3117 | 3116 | 2353 | 1087 | 1078 | 1082 | 998 | | 2084 | 442 | 97 |
| 15 | Western Massachusetts Electric Company | MA | 0,2 M. | 64,3% | 85,9% | 43,2% | 23,5% | 17,6% | 32,4% | 50,3% | 1723 | 1503 | 1613 | 1291 | 558 | 462 | 510 | 550 | | 1108 | 303 | 55 |
| 16 | Northeast Utilities | | | 58,6% | 99,9% | 55,6% | 20,9% | 12,2% | 32,6% | 55,7% | 28303 | 15647 | 21975 | 16605 | 9237 | 4016 | 6626 | 7200 | 156 | 16593 | 3463 | 526 |
| 17 | Wisconsin Electric | WI | 1,1 M. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 18 | Wisconsin Energy Corp. | WI | | 60,3% | 81,5% | 39,1% | 20,0% | 14,8% | 28,9% | 48,0% | 14285 | 13862 | 14074 | 10572 | 4135 | 3963 | 4049 | 4454 | 30 | 8619 | 2117 | 546 |
| 19 | Northern States Power - Minnesota | MN | 1,4 M. | 56,2% | 78,8% | 42,3% | 20,4% | 14,5% | 30,1% | 53,6% | 13401 | 12555 | 12978 | 9547 | 4036 | 3725 | 3881 | 3489 | | 7525 | 1945 | 340 |
| 20 | Northern States Power - Wisconsin | WI | 0,25 M. | | | | | | | | ND | | | | | | | | | | | |
| 21 | Public Service Company of Colorado | CO | 1,4 M. | | | | | | | 55,0% | ND | | | | | | | | | | | |
| 22 | Southwestern Public Service | TX | 0,4 M. | 64,8% | 79,7% | 41,1% | 23,1% | 18,8% | 33,5% | 51,6% | 3518 | 3224 | 3371 | 2862 | 1177 | 1077 | 1127 | 1104 | | 2281 | 662 | 106 |
| 23 | Xcel Energy Inc | | | 61,1% | 79,9% | 37,3% | 18,6% | 14,2% | 28,5% | 46,7% | 31141 | 29497 | 30319 | 23809 | 8874 | 8482 | 8678 | 10144 | | 19018 | 4435 | 905 |
| 24 | Moyenne des Holdings consolidés | | | 59,2% | 84,0% | 41,5% | 20,9% | 14,6% | 29,0% | 49,1% | | | | | | | | | | | | |
| Comparables canadiens: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | Atco Electric Distribution | AB | 0,2 M. | | | | | | | | 9871 | 7903 | 8887 | 8033 | | | | | | | | |
| 26 | Atco Electric Transmission | AB | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 27 | Canadian Utilities | | | 72,0% | 85,9% | 29,4% | 4,2% | 3,5% | 24,7% | 34,2% | 13398 | 11696 | 12547 | 11237 | 3303 | 3119 | 3211 | 5284 | 1066 | 9653 | 470 | 561 |
| 28 | Nova Scotia Power inc | NS | 0,5 M. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 134 |
| 29 | Emera Corp. | | | 72,8% | 122,0% | 42,0% | 6,9% | 4,1% | 25,1% | 34,4% | 7527 | 6924 | 7225 | 4491 | 1886 | 1677 | 1782 | 3201 | 392 | 5479 | 312 | 221 |
| 30 | Enbridge Gas Distribution inc | ON | 2,0 M. | | | | | | | | 7416 | 7189 | 7303 | 5852 | | | | | | | | 207 |
| 31 | Enbridge Inc | | | 74,1% | 104,9% | 30,2% | 7,8% | 5,5% | 21,3% | 28,7% | 47172 | 41494 | 44333 | 33318 | 10051 | 9559 | 9805 | 20203 | 4707 | 34961 | 2601 | 610 |
| 32 | Fortis Alberta | AB | 0,5 M. | | | | | | | | 3003 | 2710 | 2857 | | | | | | | | | 96 |
| 33 | Fortis BC Electric | BC | 0,2 M. | | | | | | | | 1926 | 1886 | 1906 | | | | | | | | | 50 |
| 34 | Newfoundland Power | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 35 | Fortis inc | | | 74,9% | 116,3% | 44,7% | 7,5% | 4,8% | 28,8% | 38,4% | 14950 | 14214 | 14582 | 9623 | 4302 | 4031 | 4167 | 5783 | 1108 | 11193 | 718 | 324 |
| 36 | TransCanada Corp | NEB | n/a | 77,3% | 110,8% | 50,8% | 11,7% | 8,2% | 35,4% | 45,8% | 48333 | 47338 | 47836 | 33713 | 17112 | 17035 | 17074 | 19013 | 1224 | 37349 | 3953 | 1299 |
| 37 | Gaz Métro | QC | 0,2 M. | 70,9% | 112,1% | 41,1% | 8,5% | 5,4% | 26,0% | 36,7% | 5118 | 3727 | 4423 | 3235 | 1331 | 1015 | 1173 | 2296 | | 3627 | 275 | 144 |
| 38 | Valener | | | 95,0% | | | #DIV/0! | 3,3% | 88,3% | 92,9% | 766 | 673 | 719 | 676 | 603 | 639 | 51 | 0 | 0 | 727 | 25 | 28 |
| 39 | Moyenne des Holdings consolidés - avec Gaz Métro plutôt que | | | 73,7% | 108,7% | 39,7% | 7,8% | 5,3% | 26,9% | 36,4% | | | | | | | | | | | | |

Lorsque l'on compile, à partir des rapports financiers 10-K de 2012, ces mêmes ratios pour l'ensemble des holdings, soient les 6 entreprises publiques américaines proposées par Concentric comme comparables, nous obtenons les moyennes de ratios suivantes :

| | |
|---|--------|
| Ratio des capitaux propres en pourcentage de la capitalisation : | 49,1 % |
| Capitalisation totale en pourcentage de l'actif : | 59,2 % |
| Capitalisation totale en pourcentage des immobilisations corporelles nettes : | 84,0 % |
| Capitaux propres en pourcentage de l'actif : | 29,0 % |
| Capitaux propres en pourcentage des immobilisations corporelles nettes : | 41,5 % |

Lorsque l'on compile ces mêmes ratios pour l'échantillon des holdings canadiens suggérés par Concentric, en remplaçant toutefois Valener, qui a un bilan atypique pour le secteur, par Gaz Métro, nous obtenons les résultats suivants :

| | |
|---|---------|
| Ratio des capitaux propres en pourcentage de la capitalisation : | 36,4 % |
| Capitalisation totale en pourcentage de l'actif : | 73,7 % |
| Capitalisation totale en pourcentage des immobilisations corporelles nettes : | 108,7 % |
| Capitaux propres en pourcentage de l'actif : | 26,9 % |
| Capitaux propres en pourcentage des immobilisations corporelles nettes : | 39,7 % |

L'examen de ces données permet de constater qu'il y a une différence notable dans la constitution des bilans entre les entreprises canadiennes et américaines. Entre autres, la base de capitalisation (dette + capitaux propres) est beaucoup plus faible, chez les entreprises américaines, en proportion des immobilisations corporelles (84,0 % contre 108,7 %) ou en proportion de l'actif total (59,2 % contre 73,7 %) que chez les entreprises canadiennes.

Aussi, même si le ratio des capitaux propres par rapport à la capitalisation est beaucoup plus élevé dans l'échantillon américain que dans le canadien (une différence de 1 270 points de base, soit 49,1 % vs 36,4 %), la différence semble beaucoup plus faible, soit de 210 points de base lorsque l'on considère le pourcentage des capitaux propres par rapport à l'actif total (29,0 % vs 26,9 %). Autrement dit, les entreprises américaines ont beaucoup plus de capitaux propres en proportion de leur capitalisation, mais leur capitalisation totale en proportion de l'actif total est moindre que les entreprises canadiennes, ce qui complique les comparaisons.

Demandes :

- 7.1 Étant donné qu'afin de trouver 6 entreprises publiques américaines au risque comparable à celui d'HQTD, Concentric a effectué un tri sélectif parmi 48 holdings opérants dans le domaine de l'électricité aux États-Unis, et étant donné que pour déterminer le rendement exigé par les investisseurs pour investir dans des titres de risque comparable à HQTD, Concentric suggère d'utiliser le rendement attendu par les investisseurs dans ces 6 holdings américains du domaine de l'électricité ainsi que 6 holdings canadiens, peut-on considérer utile et pertinent d'effectuer un examen comparatif des états financiers de ces 6 holdings américains par rapport aux 6 holdings canadiens afin de mieux juger du risque respectif de ces holdings?

7.2 Veuillez identifier et expliquer les principales raisons pouvant entraîner ces différences importantes dans la constitution des bilans des entreprises de service public américaines par rapport aux entreprises canadiennes.

8. Référence : Pièce B-0076, p. 326.

Préambule :

« Rate Base Components Income Taxes Accumulated Deferred Income Taxes - represents the deferred federal income taxes resulting from tax normalisation and is considered a source of interest-free funds (i.e., cost-free capital) provided by the U.S. Treasury to the utility*

- *Accumulated deferred income taxes balance deducted from rate base, or*
- *Accumulated deferred income taxes balance included in the capital structure of the utility at zero cost when computing the rate of return*

**Referred to as Deferred Tax Liabilities under SFAS No. 109 and ASC 740 and also includes deferred state income taxes ».*

Demande :

8.1 Selon la firme Deloitte Touche, il y a, en réglementation aux États-Unis, deux méthodes pour tenir compte des impôts différés : les déduire de la base de tarification ou les inclure dans la structure de capital, à coût zéro, dans le calcul du taux de rendement de la base de tarification, et ces deux méthodes sont équivalentes. Est-ce également le cas au Canada, ou est-ce qu'une des deux méthodes y est prévalente?

- 9. Références :**
- (i) Pièce B-0026, p. 4275, (Décision de la *Florida Public Service Commission*);
 - (ii) Pièce B-0026, p. 4255, (Décision de la *Florida Public Service Commission*);
 - (iii) Pièce B-0026, p. 4275, (Décision de la *Florida Public Service Commission*);
 - (iv) Pièce B-0026, p. 4362, (Décision de la *Florida Public Service Commission*);
 - (v) Pièce B-0026, p. 1183, (10-K, Nextera Energy inc);
 - (vi) Pièce B-0007, pièce JMC-3 annexe 1.

Préambule :

(i) *« Based on our review of the record, we find that an authorized ROE of 10.25 percent with a range of plus or minus 100 basis points, is appropriate. In arriving at this return, we have identified and weighed the strengths and weaknesses associated with the respective witnesses' analyses and also taken into account Gulfs need to continue to access the capital markets under*

reasonable terms. Moreover, we find that, at an equity ratio of 46 percent, an authorized ROE of 10.25 percent is supported by competent, substantial evidence in the record and satisfies the standards set forth in the Hope and Bluefield decisions of the U.S. Supreme Court regarding a fair and reasonable return for the provision of regulated service ». [Nous soulignons]

(ii) « VII. COST OF CAPITAL

Accumulated Deferred Taxes

In its MFRs [minimum filing requirements], Gulf recorded a balance of jurisdictional Accumulated Deferred Income Taxes (ADITs) to include in the Company's capital structure for the test year of \$257,098,000 ».

« ADITs represent a cost-free source of funds resulting from timing differences associated with depreciation for book purposes versus depreciation allowed for tax purposes. As the deferred taxes are included in the capital structure at zero cost, the increase in the percentage of the capital structure associated with deferred taxes is a benefit to ratepayers as it reduces the overall required rate of return ». [Nous soulignons]

(iii) « As discussed above, the appropriate balance of ADITs is \$256,674,530. We find that the appropriate amount and cost rate of unamortized ITCs are \$2,924,176 and 7.66 percent, respectively. We further find that the appropriate cost rate rates for long-term debt at 5.26 percent, short-term debt at 0.13 percent, and preferred stock at 6.39 percent. As discussed supra, 10.25 percent as the appropriate mid-point return on common equity.

The net effect of these adjustments is a decrease in the overall cost of capital from the 7.05 percent return requested by Gulf to a return of 6.39 percent as discussed herein. Schedule 2 shows the test year capital structure. Based upon the proper components, amounts, and cost rates associated with the capital structure for the test year ending December 31, 2012, we find that the appropriate weighted average cost of capital for Gulf for purposes of setting rates in this proceeding is 6.39 percent ».

(iv)

ORDER NO. PSC-12-0179-F0F-EI
DOCKET NO. 110138-EI
PAGE 139

| GULF POWER COMPANY DOCKET NO. 110138-EI 13-MONTH AVERAGE CAPITAL STRUCTURE DECEMBER 2012 TEST YEAR | | | | | | | | | | SCHEDULE 2 |
|---|----------------------|----------------------|----------------------|----------------|----------------------|----------------------|----------------|-----------|---------------|------------|
| Company As Filed | | | | | | | | | | |
| | (\$) | | | | | | | | | |
| | Amount | Ratio | Cost Rate | Weighted Cost | | | | | | |
| Common Equity | 645,222,000 | 38.50% | 11.70% | 4.50% | | | | | | |
| Long-term Debt | 658,459,000 | 39.29% | 5.48% | 2.15% | | | | | | |
| Short-term Debt | 17,955,000 | 1.07% | 2.12% | 0.02% | | | | | | |
| Preferred Stock | 73,077,000 | 4.36% | 6.65% | 0.29% | | | | | | |
| Customer Deposits | 21,264,000 | 1.27% | 6.00% | 0.08% | | | | | | |
| Deferred Income Taxes | 257,098,000 | 15.34% | 0.00% | 0.00% | | | | | | |
| Tax Credits - Weighted Cost | 2,929,000 | 0.17% | 8.45% | 0.01% | | | | | | |
| Total | 1,676,004,000 | 100.00% | | 7.05% | | | | | | |
| Equity Ratio | 46.26% | | | | | | | | | |
| Commission Adjusted | | | | | | | | | | |
| | (\$) | (\$) | (\$) | (\$) | (\$) | (\$) | (\$) | (\$) | (\$) | |
| | Amount | Specific Adjustments | Adjusted Total | Ratio | Pro Rata Adjustments | Staff Adjusted | Ratio | Cost Rate | Weighted Cost | |
| Common Equity | 645,222,000 | 0 | 645,222,000 | 38.50% | (1,062,755) | 644,159,245 | 38.50% | 10.25% | 3.95% | |
| Long-term Debt | 658,459,000 | 0 | 658,459,000 | 39.29% | (1,084,558) | 657,374,442 | 39.29% | 5.26% | 2.07% | |
| Short-term Debt | 17,955,000 | 0 | 17,955,000 | 1.07% | (28,574) | 17,926,426 | 1.07% | 0.13% | 0.00% | |
| Preferred Stock | 73,077,000 | 0 | 73,077,000 | 4.36% | (120,386) | 72,956,614 | 4.36% | 6.39% | 0.28% | |
| Customer Deposits | 21,264,000 | 0 | 21,264,000 | 1.27% | (35,024) | 21,228,976 | 1.27% | 6.00% | 0.08% | |
| Deferred Income Taxes | 257,098,000 | 0 | 257,098,000 | 15.34% | (423,470) | 256,674,530 | 15.34% | 0.00% | 0.00% | |
| Tax Credits - Weighted Cost | 2,929,000 | 0 | 2,929,000 | 0.17% | (4,824) | 2,924,176 | 0.17% | 7.66% | 0.01% | |
| Total | 1,676,004,000 | 0 | 1,676,004,000 | 100.00% | (2,760,572) | 1,673,243,428 | 100.00% | | 6.39% | |
| Equity Ratio | 46.26% | | | | | | | | | |
| Interest Synchronization | | | | | | | | | | |
| | (\$) | | (\$) | | (\$) | | (\$) | | | |
| | Adjustment | | Effect on | | Effect on | | | | | |
| | Amount | Cost Rate | Interest Exp. | Tax Rate | Income Tax | | | | | |
| Dollar Amount Change | (1,084,558) | 5.26% | (57,048) | 38.575% | 22,006 | | | | | |
| Long-term Debt | (1,084,558) | 5.26% | (57,048) | 38.575% | 22,006 | | | | | |
| Short-term Debt | (28,574) | 0.13% | (38) | 38.575% | 15 | | | | | |
| Customer Deposits | (35,024) | 6.00% | (2,101) | 38.575% | 811 | | | | | |
| Tax Credits - Weighted Cost | (4,824) | 7.66% | (369) | 38.575% | 143 | | | | | |
| | | | | | 22,632 | | | | | |
| Cost Rate Change | | | | | | | | | | |
| Long-term Debt | 658,459,000 | -0.22% | (1,448,610) | 38.575% | 558,801 | | | | | |
| Short-term Debt | 17,955,000 | -1.99% | (357,305) | 38.575% | 137,830 | | | | | |
| Tax Credits - Weighted Cost | 2,929,000 | -0.79% | (23,181) | 38.575% | 8,942 | | | | | |
| | | | | | 705,574 | | | | | |
| TOTAL | | | | | 728,405 | | | | | |

[Nous surlignons]

Dans sa décision du 3 avril 2012 concernant Gulf Power Company, la Florida Public Service Commission (FPSC), considérant un ratio de capitaux propres de 46 %, autorise un TRCP de 10,25 %. Malgré cela, le TRCP de 10,25 % ne s'applique qu'à 38,50 % de la base tarifaire, tandis qu'une tranche représentant 15,34 % de la base tarifaire, l'impôt différé accumulé, entre dans le calcul du coût moyen pondéré à coût zéro. Ainsi, la Florida Public Service Commission utilise la deuxième méthode décrite par Deloitte.

Demandes :

9.1 Est-ce que la part des impôts différés dans le financement de la base tarifaire, à plus de 15% dans le cas de Gulf Power, est aussi importante au Canada qu'aux États-Unis? Veuillez préciser et quantifier.

- 10. Références :**
- (i) Pièce B-0026, p. 3598, (Décision du *Department of Public Utility Control* de l'État du Connecticut);
 - (ii) Pièce B-0026, p. 3679, (Décision du *Department of Public Utility Control* de l'État du Connecticut);
 - (iii) Pièce B-0007, pièce JMC-3 annexe 1.

Préambule :

(i) Dans sa décision du 30 juin 2010 concernant Connecticut Light & Power (CL&P), le Department of Public Utility Control of Connecticut (DPUC) accepta la structure de capital proposée par l'entreprise, soit 49,2 % de capitaux propres, et fixe le TRCP à 9,40 %, comme présenté ci-dessous

| Summary of Department Analysis Cost of Equity Allowed | | |
|--|--------------------|--------------|
| Method | Range | ROE |
| DCF | 9.45% - 9.95% | 9.7% |
| CAPM | 7.38% - 8.57% | 7.4% |
| Flotation Costs | N/A | 0% |
| Department Allowed | 7.4% - 9.7% | 9.40% |

h. Weighted Cost of Capital

After study and deliberation of all cost of capital issues presented in this proceeding, the Department finds that 7.68% is a fair rate of return, reflecting a return on equity of 9.40%. The approved capital structure and capital costs on the rate-making basis are as followed:

| <u>Allowed Weighted Cost of Capital</u> | | | |
|--|---------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| <u>Capital</u> | <u>Ratio</u> | <u>Embedded Cost</u> | <u>Weighted Cost</u> |
| Long-Term Debt | 48.35% | 6.09% | 2.94% |
| Preferred Stock | 2.45% | 4.81% | 0.12% |
| Common Equity | <u>49.20%</u> | <u>9.40%</u> | <u>4.62%</u> |
| Total | 100.00% | | <u>7.68%</u> |

(ii) Le DPUC et l'entreprise utilisent la première méthode présentée par Deloitte dans le traitement des impôts différés accumulés. Ceux-ci sont soustraits de la base de tarification. Ainsi, de la base de tarification de 3 330,230 M\$, on soustrait les impôts différés accumulés de 711 010 \$ (455,419 M\$ + 255,591 M\$), représentant 21 % de la base de tarification, pour obtenir une base nette des impôts différés accumulés de 2 619,220 M\$ (voir tableau ci-dessous).

Comme dans ce cas-ci on a réduit la base tarifaire de 21 % afin de tenir compte des impôts différés accumulés, le coût moyen pondéré du capital appliqué à cette base est calculé en appliquant le plein ratio de capitaux propres au TRCP autorisé.

Si le 49,2 % de capitaux propres affichés à la pièce JMC-3 annexe 1 paraît être celui auquel s'applique le TRCP autorisé, ce ne serait qu'une question de présentation. On applique ainsi un taux de rendement moyen pondéré plus élevé (7,68 %), mais il est appliqué sur une base de tarification réduite de 21 %.

Exhibit – Rate Base - RY1

| CONNECTICUT LIGHT AND POWER COMPANY DN 09-12-05 | | | |
|---|---------------------|--------------------------|------------------|
| RATE BASE | | | |
| RATE YEAR ENDING 6/30/2011 (RATE YEAR ONE) | | | |
| | REVISED PROFORMA | AUTHORITY ADJUSTMENTS | TABLE I |
| UTILITY PLANT IN SERVICE | \$4,167,837 | (\$4,256) | \$4,163,581 |
| PENSION CAPITALIZATION ADJS | 0 | (2,467) | (2,467) |
| LESS: CONS. WORK IN PROGRESS | 0 | 0 | 0 |
| LESS: ACCUM DEP AND AMORT | 1,152,355 | (326) | 1,152,029 |
| NET PLANT | 3,015,482 | (6,397) | 3,009,085 |
| PLUS: | | | |
| MATERIALS AND SUPPLIES | \$54,591 | 0 | 54,591 |
| REGULATORY ASSET - FAS 109 | 255,591 | | 255,591 |
| WORKING CAPITAL | 29,989 | (3,535) | 26,454 |
| PREPAYMENTS | 3,564 | 0 | 3,564 |
| MISCELLANEOUS | 0 | | 0 |
| DEFERRED TAXES ON CAC NET OF GROSS | 14,206 | 0 | 14,206 |
| MBBS UNAMORTIZED DEFERRAL, NET OF TAX | 0 | 0 | 0 |
| DEFERRED ASSETS, NET OF TAXES | 11,089 | (887) | 10,203 |
| LESS: | | | |
| ACCUM PROV DEFERRED INCOME TAXES | \$452,472 | 2,947 | 455,419 |
| CUSTOMER ADVANCES FOR CONSTRUCTION | 0 | 0 | 0 |
| CUSTOMER DEPOSITS | 14,783 | 0 | 14,783 |
| RESERVES, NET OF TAXES | 47,394 | 0 | 47,394 |
| ACCUM PROV DEF INCOME TAXES - FAS 109 | 255,591 | 0 | 255,591 |
| REGULATORY LIABILITY - FAS 109 | 0 | 0 | 0 |
| SERP 401K | 0 | 0 | 0 |
| PENSION LIABILITY - DEFERRED TAXES | 0 | 0 | 0 |
| MISCELLANEOUS DEP RESERVE) | 0 | (18,714) | (18,714) |
| RATE BASE | 2,614,272 | 4,948 | 2,619,220 |
| RETURN ON RATE BASE | 8.23% | 7.69% | 7.69% |
| OPERATING INCOME | 215,113 | (13,768) | 201,345 |

Si le DPUC avait opté pour la deuxième méthode de présentation de Deloitte, on aurait obtenu le même bénéfice d'opération comme on peut le voir ci-dessous :

| Connecticut Light & Power Company (en milliers de dollars) | CL&P | Base tarifaire | Taux rendement | Bénéfices d'opération |
|---|----------------|---------------------|----------------|-----------------------|
| Base tarifaire avant déduction des impôts différés | \$ 3 330 230 | | | |
| - Réserve pour Impôts reportés accumulés (p. 3679) | \$ 711 010 | | | |
| = Base tarifaire après déduction des impôts différés (p. 3679) | \$ 2 619 220 | | | |
| Première méthode : | | | | |
| Dettes à long terme (p. 3598) | 48,35% | \$ 1 266 393 | 6,09% | \$ 77 123 |
| Actions privilégiées (p. 3598) | 2,45% | \$ 64 171 | 4,81% | \$ 3 087 |
| Capitaux propres (p. 3598) | 49,20% | \$ 1 288 656 | 9,40% | \$ 121 134 |
| Capitalisation / base de tarification | 100,00% | \$ 2 619 220 | | |
| Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération | | | 7,69% | \$ 201 344 |
| Deuxième méthode : | | | | |
| Dettes à long terme | 38,0% | \$ 1 266 393 | 6,09% | \$ 77 123 |
| Actions privilégiées | 1,9% | \$ 64 171 | 4,81% | \$ 3 087 |
| Capitaux propres | 38,7% | \$ 1 288 656 | 9,40% | \$ 121 134 |
| Impôt reportés accumulés | 21,4% | \$ 711 010 | 0,00% | \$ 0 |
| Structure de capital / base de tarification | 100,0% | \$ 3 330 230 | | |
| Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération | | | 6,05% | \$ 201 344 |

Tableau préparé par la Régie de l'énergie du Québec. Sources : Pièce B-0026

Il apparait donc que le choix de la méthode servant à tenir compte des impôts différés accumulés n'a aucun impact sur les bénéfices totalisant 201,3 M\$ pour CL&P. Soit on applique un pourcentage de capitaux propres de 49,2 % sur une base de tarification réduite de 21 %, soit on applique un pourcentage de capitaux propres de 38,7 % sur la pleine base de tarification.

Demande :

10.1 Dans le cas d'Hydro-Québec Distribution, le ratio présumé de capitaux propres de 35 % est appliqué à sa pleine base de tarification. Ceci ne correspond-il pas à la deuxième méthode qui est appliquée à la base de tarification avant déduction des impôts différés?

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0026, p. 3271, 3273, 3329, 4197, 4198, 4576, 4581, 4737, 4740;
 - (ii) Pièce B-0007, pièce JMC-3 annexe 1;
 - (iii) Pièce B-0026, page 818, (10-K, *Consolidated Edison inc*);
 - (iv) Pièce B-0026, pages 894-895, (10-K, *Consolidated Edison inc*);
 - (v) Pièce B-0026, page 3329, (Décision de la *State of New York Public Service Commission*);
 - (vi) Pièce B-0075, p. 63.

Préambule :

(i) Sur la quinzaine de décisions des régulateurs, fournies à la demande de la Régie, concernant les entreprises américaines suggérées, seulement cinq d'entre elles fournissent suffisamment de détails pour calculer la base de tarification avant et après déductions des impôts différés, tandis qu'une, Gulf Power, incluait déjà les impôts différés à sa structure de capital

servant au calcul du rendement sur sa pleine base de tarification. Incidemment, le ratio de capitaux propres à 38,5 % pour Gulf Power contrastait avec celui des autres entreprises américaines suggérées affichant des ratios de capitaux propres de plus de 51 % en moyenne.

Ce ratio moyen s'applique, selon la première méthode exposée par Deloitte, à une base de tarification significativement réduite. Quel serait le pourcentage de capitaux propres si on utilisait plutôt la seconde méthode? Nous l'avons déjà fait pour CL&P. Pour les 4 autres entreprises, nous avons pu calculer et réconcilier l'effet sur la structure de capital de chacune des deux méthodes présentées par Deloitte pour tenir compte des impôts différés. Voir le Tableau suivant le préambule :

Il apparaît, de cet exercice, que les ratios de capitaux propres autorisés par les régulateurs américains ne seraient pas ceux qui sont appliqués à la pleine base de tarification (avant déductions des impôts reportés). De plus, nous remarquons que les impôts reportés cumulés représentent de 20,3 % à 24,4 % de la base de tarification, soit une portion très significative. Pour Wisconsin Electric Power Company, par exemple, bien que la Public Service Commission of Wisconsin autorise un ratio de capitaux propres de 52,09 % et un TRCP de 10,4 %, ce TRCP n'est appliqué qu'à 39,6 % de la pleine base de tarification, une réduction de 12,5 points de pourcentage.

Pour l'ensemble de ces entreprises américaines, le ratio autorisé des capitaux propres de 50,5 %, en moyenne, surestime de 11,3 points de pourcentage le ratio de capitaux propres utilisé pour la rémunération de la pleine base tarifaire, soit de 39,2 %. Cela serait le résultat qui apparaîtrait à la pièce JMC-3 si toutes ces entreprises avaient opté pour la deuxième méthode de Deloitte pour comptabiliser les impôts différés. Ce ratio moyen, qui passe à 39,0 % lorsqu'on inclut Gulf Power, se compare tout à fait au ratio de capitaux propres moyen de l'échantillon d'entreprises canadiennes présentées à la pièce JMC-3, soit 39,3 %.

(ii) Orange and Rockland Utilities (O&R) est, tout comme CECONY, une filiale à part entière de Consolidated Edison inc. Tout comme CECONY, elle est réglementée par la State of New York Public Service Commission et opère dans la région de New York. O&R a environ 300 000 clients, mais n'a pas été incluse dans la pièce JMC-3.

Alors que la décision concernant le TRCP de 10,15 % pour CECONY date d'il y a 3 ans, soit en 2010, celle rendue pour O&R est plus récente, datant de 2012. Pour les années se terminant les 30 juin 2013 à 2015, la Commission a autorisé un TRCP de 9,4 %, 9,5 % et 9,6 % respectivement, sur un ratio de capitaux propres de 48 % de la capitalisation, l'équivalent d'un ratio de 38,3 % sur une pleine base de tarification, tel que nous l'avons calculé ci-dessous.

Nous avons également observé aux états financiers de CECONY, disponibles dans le rapport 10 K de Consolidated Edison, que les impôts différés de CECONY, totalisant 7 452 M\$, représentent 30,1 % des immobilisations nettes de 24 745 M\$ à la fin 2012, et 20,2 % de l'actif total. Comme CECONY est également réglementé par la New York Public Service Commission, le même traitement des impôts différés qu'avec O&R devrait s'appliquer.

| Western Massachusetts Electric Company (en milliers de dollars) | WMEC | Base tarifaire | Taux rendement | Bénéfices d'opération |
|--|--------------|----------------|----------------|-----------------------|
| Base tarifaire avant déduction des impôts différés | \$ 481 482 | | | |
| - Réserve pour impôts reportés accumulés (p. 4197) | \$ 111 046 | | | |
| = Base tarifaire après déduction des impôts différés (p. 4197) | \$ 370 437 | | | |
| Première méthode : | | | | |
| Dettes à long terme (p.4198) | 49,30% | \$ 182 625 | 5,60% | \$ 10 227 |
| Actions privilégiées | 0,00% | \$ 0 | 2,00% | \$ 0 |
| Capitaux propres | 50,70% | \$ 187 811 | 9,60% | \$ 18 030 |
| Capitalisation / base de tarification (p.4198) | 100,00% | \$ 370 437 | | |
| Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération | | | 7,63% | \$ 28 257 |
| Deuxième méthode : | | | | |
| Dettes à long terme | 37,9% | \$ 182 625 | 5,60% | \$ 10 227 |
| Actions privilégiées | 0,0% | \$ 0 | 0,00% | \$ 0 |
| Capitaux propres | 39,0% | \$ 187 811 | 9,60% | \$ 18 030 |
| Impôt reportés accumulés | 23,1% | \$ 111 046 | 0,00% | \$ 0 |
| Structure de capital / base de tarification | 100,0% | \$ 481 482 | | |
| Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération | | | 5,87% | \$ 28 257 |
| Northern States Power Company of Wisconsin (en milliers de dollars) | | | | |
| | NSP-WI | Base tarifaire | Taux rendement | Bénéfices d'opération |
| Base tarifaire avant déduction des impôts différés | \$ 1 016 669 | | | |
| - Réserve pour impôts reportés accumulés (p. 4737) | \$ 228 067 | | | |
| = Base tarifaire après déduction des impôts différés (p. 4737) | \$ 788 602 | | | |
| Première méthode : | | | | |
| Dettes à long terme (p. 4740) | 44,49% | \$ 350 849 | 5,71% | \$ 20 033 |
| Dettes à court terme (p. 4740) | 3,14% | \$ 24 762 | 0,53% | \$ 131 |
| Capitaux propres (p. 4740) | 52,37% | \$ 412 991 | 10,40% | \$ 42 951 |
| Capitalisation / base de tarification | 100,00% | \$ 788 602 | | |
| Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération | | | 8,00% | \$ 63 116 |
| Deuxième méthode : | | | | |
| Dettes à long terme | 34,5% | \$ 350 849 | 5,71% | \$ 20 033 |
| Dettes à court terme | 2,4% | \$ 24 762 | 0,53% | \$ 131 |
| Capitaux propres | 40,6% | \$ 412 991 | 10,40% | \$ 42 951 |
| Impôt reportés accumulés | 22,4% | \$ 228 067 | 0,00% | \$ 0 |
| Structure de capital / base de tarification | 100,0% | \$ 1 016 669 | | |
| Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération | | | 6,21% | \$ 63 116 |
| Wisconsin Electric Power Company (en milliers de dollars) | | | | |
| | WEPCo | Base tarifaire | Taux rendement | Bénéfices d'opération |
| Base tarifaire avant déduction des impôts différés | \$ 5 188 799 | | | |
| - Réserve pour impôts reportés accumulés (p. 4576) | \$ 1 260 384 | | | |
| = Base tarifaire après déduction des impôts différés (p. 4576) | \$ 3 928 415 | | | |
| Première méthode : | | | | |
| Dettes à long terme (p. 4581) | 43,10% | \$ 1 693 147 | 5,21% | \$ 88 213 |
| Dettes à court terme (p. 4581) | 4,30% | \$ 168 922 | 0,53% | \$ 895 |
| Actions privilégiées (p. 4581) | 0,51% | \$ 6 428 | 3,95% | \$ 254 |
| Capitaux propres (p. 4581) | 52,09% | \$ 2 046 311 | 10,40% | \$ 212 816 |
| Capitalisation / base de tarification | 100,00% | \$ 3 914 808 | | |
| Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération | | | 7,69% | \$ 301 925 |
| Deuxième méthode : | | | | |
| Dettes à long terme | 32,8% | \$ 1 693 147 | 5,21% | \$ 88 213 |
| Dettes à court terme | 3,3% | \$ 168 922 | 0,53% | \$ 895 |
| Capitaux propres | 39,6% | \$ 2 046 311 | 10,40% | \$ 212 816 |
| Impôt reportés accumulés | 24,4% | \$ 1 260 384 | 0,00% | \$ 0 |
| Structure de capital / base de tarification | 100,0% | \$ 5 188 799 | | |
| Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération | | | 5,84% | \$ 301 925 |
| Orange and Rockland Utilities Inc (en milliers de dollars) | | | | |
| | O&R | Base tarifaire | Taux rendement | Bénéfices d'opération |
| Base tarifaire avant déduction des impôts différés | \$ 842 070 | | | |
| - Réserve pour impôts reportés accumulés (p. 3273) | \$ 171 021 | | | |
| = Base tarifaire après déduction des impôts différés (p. 3273) | \$ 671 049 | | | |
| Première méthode : | | | | |
| Dettes à long terme (p. 3329) | 50,60% | \$ 339 551 | 6,07% | \$ 20 611 |
| Dépôts de la clientèle (p. 3329) | 1,40% | \$ 9 395 | 1,65% | \$ 155 |
| Capitaux propres (p. 3329) | 48,00% | \$ 322 104 | 9,40% | \$ 30 278 |
| Capitalisation / base de tarification | 100,00% | \$ 671 049 | | |
| Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération (p.3273) | | | 7,61% | \$ 51 043 |
| Deuxième méthode : | | | | |
| Dettes à long terme | 40,3% | \$ 339 551 | 6,07% | \$ 20 611 |
| Dépôts de la clientèle | 1,1% | \$ 9 395 | 0,53% | \$ 50 |
| Capitaux propres | 38,3% | \$ 322 104 | 9,40% | \$ 30 278 |
| Impôt reportés accumulés | 20,3% | \$ 171 021 | 0,00% | \$ 0 |
| Structure de capital / base de tarification | 100,0% | \$ 842 070 | | |
| Taux de rendement moyen pondéré / Bénéfices d'opération | | | 6,05% | \$ 50 938 |

Demandes :

- 11.1 Veuillez indiquer si vous êtes d'accord avec l'analyse relative aux ratios des capitaux propres présentée ci-dessus. Sinon, veuillez élaborer.
- 11.2 Si le TRCP autorisé ne s'applique pas au pourcentage de capitaux propres dans la capitalisation des entreprises américaines, de 50,5 % selon la Pièce JMC-3, mais plutôt au pourcentage de capitaux propres de la structure de capital incluant les impôts différés, autour de 39,0 % tel que calculé ci-dessus, peut-on conclure que les ratios de capitaux propres assumés par les régulateurs américains ne sont pas tout à fait comparables aux ratios canadiens?
- 11.3 Veuillez, aux fins de comparaison, présenter le même type d'analyse et de données pour un échantillon d'entreprises canadiennes comparables à HQT.D.

MODÈLES D'ÉVALUATION DU COÛT DES CAPITAUX PROPRES

- 12. Référence :** Pièce C-AQICIE-CIFQ-0023, p. 52.

Préambule :

« Q. WHAT IS YOUR FAIR ROE FOR A BENCHMARK UTILITY? »

A. I would judge a fair ROE for 2014 to be in a range of 7.00to 8.05% for 2013 with a recommended rounded mid-point for 2014 of 7.50%. My estimates are based on the following: »

Risk premium

| | |
|------------------------------|-------------|
| Base LTC forecast: | 3.60% |
| Normal utility risk premium: | 2.25%-3.30% |
| Issue costs: | 0.50% |
| Normal Fair ROE | 6.35%-7.40% |
| Credit Spread Adjustment | 0.30% |
| Operation Twist Adjustment | 0.35% |
| Fair ROE: | 7.00-8.05% |
| Point estimate: | 7.50% |

Demandes :

- 12.1 Étant donné qu'Hydro-Québec n'a qu'un seul et unique actionnaire, le gouvernement du Québec, et qu'elle n'a pas à encourir de frais d'émission pour ses capitaux propres,

pourquoi y a-t-il lieu, selon vous, d'accorder tout de même une compensation pour frais d'émission?

- 12.2 Veuillez préciser les raisons qui justifieraient une rétribution pour frais d'émission, ainsi que celles qui pourraient justifier le rejet d'une telle compensation, en fournissant des exemples d'entreprises publiques canadiennes contrôlées par divers paliers de gouvernement et pour lesquelles les régulateurs ont accepté de compenser pour les frais d'émissions, d'une part, ainsi que des exemples d'entreprises pour lesquelles les régulateurs ne compensent pas pour de tels frais.

13. Référence : Pièce C-AQICIE- CIFQ-0025, p. 1.

Préambule :

« In this appendix I estimate the market risk premium by examining realised rates of return on different broad classes of securities over long periods of time ».

Demande :

- 13.1 En plus d'utiliser des données historiques pour estimer la prime au risque du marché, Concentric utilise une estimation prospective de la prime au risque. Êtes-vous d'accord avec cette approche, et sinon, veuillez expliquer pourquoi?