

**Réponses du Transporteur et du Distributeur
à la demande de renseignements numéro 1
de la Régie de l'énergie
(« Régie »)**

**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**

TAUX DE RENDEMENT SUR LES CAPITAUX PROPRES

- 1. Références :** (i) Pièce B-0004, HQD-1, document 1, page 21;
(ii) Pièce B-0007, HQD-2, document 1, page 13.

Préambule :

(i) Le Transporteur et le Distributeur indiquent qu'ils « *endossent et font leurs les recommandations de MM. James M. Coyne et John P. Trogonoski et demandent à la Régie d'approuver leur proposition de réviser à 9,2 % le taux de rendement de leurs capitaux propres* ».

(ii) Le tableau suivant reprend certains résultats présentés au tableau 1 (« Table 1 ») de la référence (ii).

Inputs	CAPM Reconciled
Risk Free Rate	4,23 %
Beta	0,59
Market Risk Premium	6,67 %
Sub-Total	8,17 %
Flotation Cost	0,30 %
Sub-Total	8,47 %
Adjustment for Other Models	0,75 %
Total	9,22 %

Demandes :

1.1 Veuillez confirmer que le taux de rendement sur les capitaux propres de 9,2 % proposé est un taux fixe et qu'aucune mise à jour automatique n'est prévue lors de l'examen des dossiers tarifaires.

Réponse :

Les Demandeurs confirment que le taux demandé pour l'année témoin 2014 est bien de 9,2 %. Par ailleurs, les Demandeurs proposent, dans leur complément de preuve, de ne pas soumettre le taux de rendement sur les capitaux propres à une formule d'ajustement automatique (« FAA »).

1.2 Dans ce cas, veuillez préciser les éventualités qui pourraient amener le Transporteur et/ou le Distributeur à demander une mise à jour du taux de rendement sur les capitaux propres.

Réponse :

Les Demandeurs pourraient demander une mise à jour du taux de rendement des capitaux propres dans l'éventualité où le taux accordé par la Régie ne rencontrerait plus les normes de rendement raisonnable.

1.3 Veuillez indiquer si le Transporteur et le Distributeur envisagent de mettre à jour le taux de rendement sur les capitaux propres lors de l'examen de leurs dossiers tarifaires respectifs. Si oui, veuillez préciser la formule d'établissement ou de mise à jour de ce taux et en quoi elle se distingue de la formule reconnue actuellement.

Réponse :

À ce jour, les Demandeurs n'ont pris aucune décision concernant la mise à jour du taux de rendement des capitaux propres pour les années subséquentes à 2014. Ils rappellent que leurs experts CEA recommandent que la Régie n'adopte pas, à ce moment-ci, une approche reposant sur l'utilisation d'une FAA et qu'elle fixe plutôt le taux de rendement des capitaux propres des Demandeurs au moyen d'audiences périodiques, telles que les dossiers tarifaires des Demandeurs.

1.4 La formule d'établissement illustrée au tableau ci-dessus pourrait-elle servir pour la mise à jour du taux de rendement sur les capitaux propres lors de l'examen des dossiers tarifaires.

Réponse :

Tel que mentionné à la pièce HQTD-3, document 2 (B-0021), suivant les recommandations de leurs experts, les Demandeurs ne proposent aucune FAA.

COÛT DE LA DETTE

- 2. Références :** (i) Pièce B-0004, HQD-1, document 1, page 26;
(ii) Dossier R-3814-2012, pièce B-0015, pages 12 et 13.

Préambule :

(i) Le Transporteur et le Distributeur indiquent qu'ils « *proposent d'effectuer une mise à jour des composantes du coût moyen de la dette en reflétant les impacts des variations de taux et de volume sur le numérateur et le dénominateur. Comme Hydro-Québec réalise son financement et gère sa dette de façon intégrée, ce qui procure un coût moyen de la dette identique pour les deux divisions règlementées, le Transporteur et le Distributeur proposent que leurs mises à jour du coût de la dette soient établies au même moment, soit en décembre* ».

(ii) Le Distributeur présentait une procédure de mise à jour de la prévision du coût moyen de la dette. Selon la proposition du Distributeur, la mise à jour devait s'effectuer « *au même moment que le taux de rendement des capitaux propres, soit en utilisant les taux d'intérêt du Consensus Forecasts de janvier 2013* ».

Demandes :

- 2.1 Veuillez confirmer que la procédure de mise à jour du coût de la dette dans le présent dossier inclura les ajustements au numérateur selon la procédure décrite et les sources indiquées à la référence (ii).

Réponse :

Dans le dossier R-3814-2012, la proposition de mise à jour du coût de la dette en utilisant les taux du Consensus Forecasts de janvier 2013 avait été faite en considérant que la méthode d'établissement du taux de rendement des capitaux propres donnait lieu à une mise à jour en utilisant ces mêmes taux.

Dans le présent dossier, la méthode d'établissement du taux de rendement proposée n'est plus soumise à une mise à jour. Ainsi, dans ce nouveau contexte, les Demandeurs ont proposé une mise à jour du coût de la dette un peu plus hâtive, utilisant les taux du Consensus Forecasts de novembre de l'année de base, afin de permettre à la Régie et aux intervenants de traiter ce sujet et de questionner, le cas échéant, la nouvelle prévision du coût de la dette dans le cadre des audiences publiques les plus rapprochées du mois de janvier, soit celles du Distributeur, habituellement tenues en décembre. Cette mise à jour s'appliquerait autant au Transporteur qu'au Distributeur.

- 2.2 Veuillez élaborer sur les inconvénients pour le Distributeur de procéder à une mise à jour de la prévision du coût de la dette en janvier plutôt que décembre.

Réponse :

Comme il s'agit d'un coût intégré, donc identique pour les deux divisions, la proposition d'effectuer une mise à jour simultanée de la prévision du coût de la dette pour les Demandeurs permet de ne véhiculer qu'une seule prévision du coût de la dette aux fins de l'année témoin projetée de chacun des Demandeurs.

En effet, les processus et systèmes budgétaires de l'entreprise sont établis pour traiter un coût de la dette commun aux deux divisions règlementées. Une mise à jour en janvier, au lieu de décembre comme proposé par les Demandeurs, permettrait d'actualiser les paramètres selon une prévision plus récente du Consensus Forecasts, mais les volumes resteraient pratiquement inchangés. De plus, l'inertie du coût de la dette tient notamment au fait que seuls, la dette à taux variables et les emprunts projetés sont sensibles à une mise à jour des taux.

Par ailleurs, une mise à jour en janvier pour les deux divisions pourrait être intégrée aux dossiers tarifaires des Demandeurs seulement si la décision de la Régie pour les tarifs finaux du Transporteur n'est pas rendue. De plus, au cours des années récentes, le processus de modification des tarifs du Transporteur comporte une déclaration de tarifs provisoires en décembre. À cet égard, la disponibilité de la mise à jour de la prévision du coût de la dette serait souhaitable.

- 2.3 Veuillez détailler la procédure de mise à jour du dénominateur de la prévision du coût de la dette et illustrer les calculs en utilisant les données initiales du dossier tarifaire R-3814-2012 ainsi que les données disponibles en janvier 2013.

Réponse :

Le tableau R-2.3 illustre les résultats d'une mise à jour du coût de la dette 2013 en utilisant les paramètres établis à partir du Consensus Forecasts de janvier 2013. D'autre part, les volumes tiennent compte de la dette existante au 30 novembre 2012 et des prévisions de financement établies à cette même date.

**Tableau R-2.3
Résultats de la mise à jour du coût de la dette**

	2013		
	D-2013-037	Ajustement	Révisé CF Jan 2013
Numérateur - Frais financiers (M\$)	2 726	8 ¹	2 734
Dénominateur - Valeur ajustée de la dette et des swaps (M\$)	42 050	-341 ²	41 709
Coût moyen de la dette	6,483%		6,554%

Notes :

1. La majeure partie de cet ajustement s'explique par l'effet à la hausse des taux d'intérêt variable entre les prévisions retenues lors du dépôt de la politique financière 2013 (1,290%) et les prévisions établies selon le Consensus Forecasts de janvier 2013 (1,381%)
2. Les financements de 2012 ont totalisé 2,3 G\$ alors que les prévisions s'élevaient à 2,5 G\$, ce qui crée une diminution du dénominateur 2013 de 200 M\$. De plus, les emprunts de l'année témoin prévus initialement à 3,0 G\$ ont été révisés à 2,3 G\$. Cette réduction des emprunts prévus pour l'année témoin se traduit par une baisse du dénominateur de l'ordre de 260 M\$.

2.4 Veuillez détailler la procédure de mise à jour du Taux prospectif de la dette pondérée et illustrer les calculs en utilisant les données initiales du dossier tarifaire R-3814-2012 ainsi que les données disponibles en janvier 2013.

Réponse :

Le taux prospectif de la dette repose sur la mise à jour des prévisions de taux d'intérêt. Cette procédure a été expliquée à la réponse à la demande de renseignements 23.1 de l'AQCIE-CIFQ, pièce B-0070, du dossier R-3776-2011.

Ainsi, une fois la mise à jour du taux des acceptations bancaires canadiennes – 3 mois et du taux des obligations 30 ans d'Hydro-Québec complétée à partir des données disponibles du mois de janvier 2013, la mise à jour du coût en capital prospectif demandée est obtenue.

Le tableau R-2.4-A, construit à partir des données initiales de la demande tarifaire R-3814-2012 combinées aux données disponibles en janvier 2013, présente le détail de la mise à jour du coût en capital prospectif :

**Tableau R-2.4-A
Détail du calcul du coût en capital prospectif**

		2013 Année témoin projetée	2013 Révisé janvier 2013
Structure de capital			
	Capitaux empruntés	65%	65%
	Capitaux propres	35%	35%
	Total	100%	100%
Structure des capitaux empruntés			
	Dette fixe \$CA 30 ans	80%	80%
	Dette variable \$CA	20%	20%
	Total	100%	100%
Taux moyens à court terme			
	Acceptations bancaires 3 mois	1,290%	1,381%
Taux moyens à long terme			
	Obligations Hydro-Québec 30 ans en \$CA	3,550%	3,796%
Taux de rendement des capitaux propres		5,755%	6,189%
Taux prospectif de la dette pondéré par la composition		3,658%	3,873%
	Financement à taux de long terme	2,840%	3,036%
	Financement à taux de court terme	0,258%	0,276%
	Frais de garantie	0,500%	0,500%
	Frais d'émission	0,060%	0,060%
Coût du capital prospectif			
	Capitaux empruntés	4,392%	4,683%
	Capitaux propres	2,378%	2,517%
		2,014%	2,166%

La mise à jour du taux des acceptations bancaires canadiennes - 3 mois et du taux des obligations 30 ans d'Hydro-Québec provenant des données disponibles du mois de janvier 2013 est présentée au tableau R-2.4-B.

**Tableau R-2.4-B
Prévisions des variables économiques – Janvier 2013**

	Historique ¹		Prévisions ²			
	2011	2012	Avril 2013 Horizon 3 mois	Jan 2014 Horizon 12 mois	Jan 2015 Horizon 24 mois	2013
Acceptations bancaires canadiennes - 1 mois	1,200%	1,216%	1,225%	1,456%	n/d	1,302%
Acceptations bancaires canadiennes - 3 mois	1,290%	1,297%	1,305%	1,536%	n/d	1,381%
Bons du Trésor canadiens - 3 mois	0,911%	0,952%	0,960%	1,191%	n/d	1,032%
Bons du Trésor américains - 3 mois	0,058%	0,088%	0,109%	0,142%	n/d	0,112%
Taux LIBOR américain - 3 mois	0,286%	0,357%	0,378%	0,411%	n/d	0,372%
Taux LIBOR américain - 6 mois	0,459%	0,613%	0,633%	0,666%	n/d	0,621%
Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	2,547%	2,029%	2,134%	2,560%	n/d	2,260%
Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien	2,760%	1,831%	1,935%	2,361%	n/d	2,060%
Taux des obligations 30 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	4,218%	3,572%	3,676%	4,103%	n/d	3,796%

Notes :

1. Les données historiques sont tirées de Bloomberg.

2. Les prévisions sont établies à partir du Consensus Forecasts, Consensus Economics Inc., Janvier 2013

COMPARAISON DU RISQUE D'AFFAIRES

- 3. Références :**
- (i) Pièce B-0007, page 9;
 - (ii) Pièce B-0026, pages 2113 et 2123, (10-K, The Southern Company – Georgia Power);
 - (iii) Pièce B-0026, page 1985, (10-K, The Southern Company – Alabama Power).

Préambule :

(i) « *Business Risk – 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 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 identified in this testimony, 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 HQD and HQT.* » [Nous soulignons]

(ii) « The Company's operations are subject to extensive regulation by state and federal environmental agencies under a variety of statutes and regulations governing environmental media, including air, water, and land resources. Applicable statutes include the Clean Air Act; the Clean Water Act; the Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act; the Resource Conservation and Recovery Act; the Toxic Substances Control Act; the Emergency Planning & Community Right-to-Know Act; the Endangered Species Act; and related federal and state regulations. Compliance with these environmental requirements involves significant capital and operating costs, a major portion of which is expected to be recovered through existing ratemaking provisions. Through 2012, the Company had invested approximately \$4.0 billion in environmental capital retrofit projects to comply with these requirements, with annual totals of approximately \$152 million, \$113 million, and \$217 million in 2012, 2011, and 2010, respectively. The Company expects that capital expenditures to comply with existing statutes and regulations, including capital expenditures and compliance costs associated with the EPA's final Mercury and Air Toxics Standards (MATS) rule, will be a total of approximately \$1.3 billion from 2013 through 2015, with annual totals of approximately \$476 million, \$441 million, and \$392 million for 2013, 2014, and 2015, respectively. »

«The Company's ultimate environmental compliance strategy, including potential unit retirement and replacement decisions, and future environmental capital expenditures will be affected by the final requirements of new or revised environmental regulations and regulations relating to global climate change that are promulgated, including the proposed environmental regulations described below; the outcome of any legal challenges to the environmental rules; the cost, availability, and existing inventory of emissions allowances; and the Company's fuel mix. Compliance costs may arise from existing unit retirements, installation of additional environmental controls, upgrades to the transmission system, and adding or changing fuel sources for certain existing units. The ultimate outcome of these matters cannot be determined at this time » [Nous soulignons]

« On January 31, 2013, the Company filed its triennial IRP (2013 IRP). The filing included the Company's request to decertify 16 coal- and oil-fired units totaling 2,093 MWs. Several factors, including the cost to comply with existing and future environmental regulations, recent and forecasted economic conditions, and lower natural gas prices, contributed to the decision to close these units.

The Company requested the decertification of Plant Boulevard Units 2 and 3 (28 MWs) upon approval of the 2013 IRP and the decertification of Plant Bowen Unit 6 (32 MWs) by April 16, 2013. Plant Branch Units 3 and 4 (1,016 MWs), Plant Yates Units 1 through 5 (579 MWs), and Plant McManus Units 1 and 2 (122 MWs) will be retired by April 16, 2015, the compliance date of the MATS rule. The Company has also requested a revision to the decertification date of Plant Branch Unit 1 from December 31, 2013 to April 16, 2015. To allow for necessary transmission reliability improvements, the Company expects to seek a

one-year extension of the MATS rule compliance date for Plant Kraft Units 1 through 4 (316 MWs) and to retire these units by April 16, 2016. »

(iii) « The impacts of the eight-hour ozone, fine particulate matter, SO₂ and NO₂ standards, CAIR and any future replacement rule, CAVR, the MATS rule, the NSPS for CTs, and the SSM rule on the Company cannot be determined at this time and will depend on the specific provisions of recently finalized and future rules, the resolution of pending and future legal challenges, and the development and implementation of rules at the state level. These regulations could result in significant additional compliance costs that could affect future unit retirement and replacement decisions and results of operations, cash flows, and financial condition if such costs are not recovered through regulated rates. Further, higher costs that are recovered through regulated rates could contribute to reduced demand for electricity, which could negatively impact results of operations, cash flows, and financial condition. » [Nous soulignons]

Demandes :

- 3.1 Dans son plan d'approvisionnement triennal de 2013 (2013 Integrated Resource Planning), Georgia Power, la plus importante filiale de Southern Co., demande la dé-certification de 16 unités de production au charbon et au pétrole totalisant 2 093 MW de capacité. Veuillez indiquer quel pourcentage de leur capacité totale représente cette demande.

Réponse :

As of December 31, 2012, Georgia Power reported owning generating plants with a total capacity of 17,983 MW.¹ The 2,093 MW of decertified units proposed in the company's 2013 Integrated Resource Plan constitute 11.6 percent of the company's total owned generating capacity at the end of 2012.

- 3.2 Avec la génération d'électricité viennent d'importants programmes de dépenses en capital, soit pour ajouter de la capacité, la remise à neuf de capacité, le remplacement ou pour déclasser et mettre hors service des centrales, en plus des dépenses pour le contrôle des émissions polluantes et pour se conformer aux nouvelles règles environnementales. Ceci peut être encore plus prononcé pour les entreprises qui génèrent une grande majorité de leur électricité à partir de combustibles fossiles. Ceci serait le cas, selon les rapports 10-K, pour plus de 80 % des onze entreprises générant leur électricité, parmi les quinze entreprises américaines suggérées comme étant comparables à HQT.D.

¹ Georgia Power, "Facts & Figures," available at <http://www.georgiapower.com/about-us/facts-and-financials/facts-and-figures.cshtml>.

Compte tenu de la complexité du système américain de réglementation environnementale, entre autres, du resserrement récent et annoncé de cette réglementation ainsi que de la description que les entreprises ci-dessus citées font elles-mêmes de l'impact de cette réglementation dans leur rapport 10-K, veuillez expliciter les arguments qui vous permettent d'affirmer que le risque d'affaires des entreprises américaines générant leur propre électricité n'est qu'«un peu» plus élevé, que celui du Distributeur et du Transporteur ?

Réponse :

As the Régie has noted, eleven of fifteen operating companies in U.S. electric utility proxy group own regulated generation. As shown on Request 3.2, Attachment 1, approximately 77 percent of the U.S. operating companies in the proxy group (based on percentage of customers) have explicit cost recovery mechanisms that allow them to recover costs associated with environmental compliance. The other companies must file for cost recovery of environmental costs as part of a rate case. Request 3.2, Attachment 2 provides a summary of the specific cost recovery mechanisms at each of those eleven operating companies that own regulated generation. This evidence supports Concentric's conclusion that, in terms of environmental compliance costs, the business risk of the U.S. companies that generate their own electricity is only somewhat higher than for HQD and HQT.

- 4. Références :**
- (i) Pièce B-0007, page A-2;
 - (ii) Pièce B-0007, pièce JMC-4, annexe 1;
 - (iii) Pièce B-0007, pièce JMC-3, annexe 1.

Préambule :

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

(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.

Demandes :

- 4.1 À partir de ces observations, 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 puisse mériter une prime jusqu'à 100 points de base au rendement sur capitaux propres? Sinon, à quoi serait dû l'écart observé entre le rendement autorisé pour les entreprises sans génération par rapport à celui des 11 entreprises avec génération interne d'électricité?

Réponse :

As discussed on page 57 of Concentric's evidence, the average authorized ROE for vertically-integrated electric utilities in the U.S. between 2004 and 2012 was 10.46 percent, and the average authorized ROE for transmission and distribution only utilities in the U.S. was 10.05 percent. On that basis, Concentric determined that the average return differential for companies that own regulated generation as compared to those companies without generation was 41 basis points over a nine year period. In Concentric's view, this is a more representative reflection of the return differential attributable to the ownership of regulated generation because it covers a nine year time period and includes 437 rate case decisions in the U.S. from 2004 through 2012.

- 4.2 D'où est tirée l'affirmation 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? Veuillez fournir le ou les études, l'année où elles ont été produites ainsi que les données sur lesquelles repose cette affirmation.

Réponse :

Please see Request 4.2, Attachment 1. Data are based on rate case decisions reported by SNL Financial/Regulatory Research Associates for the period from 2004 through 2012. This same information was also provided in Request 8.5, Attachment 1 of AQCIE-CIFQ (HQTD-05-04.2).

5. **Références :**
- (i) Pièce B-0026, page 1306, (10-K, Northeast Utilities);
 - (ii) Pièce B-0026, page 1308, (10-K, Northeast Utilities);
 - (iii) Pièce B-0026, page 1310, (10-K, Northeast Utilities);
 - (iv) Pièce B-0026, page 1363, (10-K, Northeast Utilities);
 - (v) Pièce B-0026, page 1472, (10-K, Northeast Utilities).

Préambule :

« (i) *Major Storms*

On August 28, 2011, Tropical Storm Irene caused extensive damage to our distribution system. Approximately 800,000 CL&P, PSNH and WMECO customers were without power at the peak of the outages, with approximately 670,000 of those customers in Connecticut. Approximately 500,000 customer outages occurred on the NSTAR Electric distribution system in its aftermath.

On October 29, 2011, an unprecedented storm inundated our service territory with heavy snow causing significant damage to our distribution and transmission systems. Approximately 1.2 million of CL&P, PSNH and WMECO's electric distribution customers were without power at the peak of the outages, with 810,000 of those customers in Connecticut, 237,000 in New Hampshire, and 140,000 in western Massachusetts. In terms of customer outages, this was the most severe storm in CL&P's history, surpassing Tropical Storm Irene; the third most severe in PSNH's history; and the most severe in WMECO's history. The storm also caused approximately 200,000 customer outages on the NSTAR Electric distribution system.

On October 29, 2012, Hurricane Sandy caused extensive damage to our electric distribution system across all three states. Approximately 1.5 million of our 3.1 million electric distribution customers were without power during or following the storm, with approximately 850,000 of those customers in Connecticut, approximately 472,000 in Massachusetts, and approximately 137,000 in New Hampshire ».

(ii) « *Under Connecticut law, all of CL&P's customers are entitled to choose their energy suppliers, while CL&P remains their electric distribution company ».*

« *CL&P continues to supply approximately 35 percent of its customer load at SS or LRS rates while the other 65 percent of its customer load has migrated to competitive energy suppliers ».*

(iii) « *On June 30, 2010, PURA issued a final order in CL&P's most recent retail distribution rate case approving distribution rates and establishing CL&P's authorized distribution regulatory ROE at 9.4 percent. »*

(iv) « On August 1, 2012, PURA issued a final decision in the investigation of CL&P's performance related to both Tropical Storm Irene and the October 2011 snowstorm. The decision concluded that CL&P was deficient and inadequate in its preparation, response, and communication to both storms, and identified certain penalties that could be imposed on CL&P during its next rate case. However, PURA will consider and weigh the extent to which CL&P has taken steps to improve current practices in future storm response in determining any potential penalties. »

« On December 11, 2012, in separate orders issued by the DPU, NSTAR Electric and WMECO received penalties of \$4.1 million and \$2 million, respectively, related to the investigation into the electric utilities' responses to Tropical Storm Irene and the October 2011 snowstorm. The DPU stated that NSTAR Electric failed to communicate and prioritize restoration efforts in both storms and WMECO failed to prioritize restoration efforts in the October snowstorm. On December 28, 2012, NSTAR Electric and WMECO each filed appeals arguing the DPU penalties should be vacated ».

Northeast Utilities opère ses filiales dans les États du nord-est américain, des États davantage comparables au territoire d'Hydro-Québec du point de vue climatique. Le dernier TRCP autorisé pour leur plus importante filiale, Connecticut Light & Power (CL&P), l'a été en 2010, alors que les taux d'intérêt étaient un peu plus élevés qu'aujourd'hui; il a été alors fixé à 9,4 %.

(v) Les bénéfices nets de Western Massachusetts Electric Company (WMCO) ont été de 54,5 M\$ en 2012 selon le rapport 10-K de Northeast Utilities. La pénalité de 2 M\$ imposée par le Massachusetts Department of Public Utilities à WMCO représente donc 3,7 % des bénéfices nets. NSTAR Electric s'est fait imposer une amende de 4,1 M\$ et CL&P pourrait également se faire imposer une amende.

Demandes :

5.1 Y a-t-il eu, dans le passé, de telles amendes imposées par des régulateurs canadiens à des distributeurs d'électricité en raison d'une réponse jugée inadéquate à une tempête climatique ? Précisez.

Réponse :

Concentric is not aware of any fines or financial penalties levied against Canadian utilities related to storm response. Concentric notes that the

cited passages from the 10-K report for Northeast Utilities states that these storms were unprecedented in terms of the damage caused to the distribution and transmission systems. Further, the penalties and fines imposed by various regulatory authorities related not only to inadequate preparation for and response to storms of this magnitude, but also failure to provide the public with accurate and timely information regarding when service would be restored. In Concentric's view, this is a recent issue that is continuing to evolve. In some jurisdictions, it requires legislation before commissions have the authority to impose fines or penalties; historically, penalties of this nature and magnitude have been uncommon in the U.S.

- 5.2 À quoi attribuez-vous le fait que les entreprises de Northeast Utilities ont les TRCP autorisés les plus faibles du groupe de référence américain ? Malgré quelques différences notables, Northeast Utilities n'est-elle pas l'entreprise, de l'échantillon américain suggéré, la plus similaire à HQTD ? Sinon, expliquez pourquoi.

Réponse :

Concentric is not aware of any specific reasons that the operating companies of Northeast Utilities have the lowest authorized ROEs in the U.S. proxy group. One important factor that may contribute to the level of the authorized ROE for these operating companies is that three of the four entities (Connecticut Light and Power, NSTAR Electric, and Western Massachusetts Electric) do not own regulated generation. As discussed in Concentric's evidence, and as shown in the response to Régie Request 4.2, transmission and distribution companies tend to have lower allowed ROEs than vertically-integrated electric utilities. Concentric observes that each of these operating companies has an allowed ROE between 9.40 percent and 9.67 percent, and an authorized equity ratio of between 49.20 percent and 52.40 percent. (See Exhibit JMC-3, Schedule 1) In summary, the allowed ROE and authorized equity ratio for these companies is substantially higher than it is for HQD and HQT.

As discussed on pages 24-25 of Concentric's evidence, we relied on screening criteria to establish a group of U.S. electric utility companies that are most risk appropriate for HQD and HQT. As a result of that screening process, Concentric selected six electric utility companies for our U.S. proxy group. Our position is that all six of those companies are appropriately included in the proxy group for HQD and HQT and possess similar risk characteristics.

6. **Références :** (i) Pièce B-0026, pages 1326 et 1327, (10-K, Northeast Utilities);
(ii) Public Utilities Reports inc, *PUR Utility Regulatory News*, Letter # 4132.

Préambule :

(i)« On September 30, 2011, several New England state attorneys general, state regulatory commissions, consumer advocates and other parties filed a joint complaint with the FERC under Sections 206 and 306 of the Federal Power Act alleging that the base ROE used in calculating formula rates for transmission service under the ISO-NE Open Access Transmission Tariff by New England transmission owners, including CL&P, NSTAR Electric, PSNH and WMECO, is unjust and unreasonable. The complainants asserted that the current 11.14 percent rate, which became effective in 2006, is excessive due to changes in the capital markets and are seeking an order to reduce the rate, which would be effective September 30, 2011 through December 31, 2012. In response, the New England transmission owners filed testimony and analysis based on standard FERC methodology and precedent, demonstrating that the base ROE of 11.14 percent remained just and reasonable.

On May 3, 2012, the FERC issued an order establishing hearing and settlement procedures for the complaint. The settlement proceedings were subsequently terminated, as the parties had reached an impasse in their efforts to reach a settlement. In August 2012, the FERC trial judge assigned to the complaint established a schedule for the trial phase of the proceedings. Complainant testimony supporting a base ROE of 9 percent was filed on October 1, 2012. Additional testimony was filed on October 1, 2012 by a group of Massachusetts municipal electric companies, which recommended a base ROE of 8.2 percent. The New England transmission owners filed testimony and analysis on November 20, 2012, demonstrating they believe that the current base ROE continues to be just and reasonable. On January 18, 2013, the FERC trial staff filed testimony and analysis recommending a base ROE of 9.66 percent based on the midpoint of their analysis with a range of reasonableness of 6.82 percent to 12.51 percent. The New England transmission owners criticized trial staff's analysis in responsive testimony filed on February 12, 2013. Complainants' final testimony is due February 27, 2013. Hearings on this complaint are scheduled for May 2013 and a trial judge's recommended decision is due in September 2013. A decision from FERC commissioners is expected in 2014. Refunds to customers, if any, as a result of a reduction in the NU transmission companies' base ROE would be retroactive to October 1, 2011 ».

« As of December 31, 2012, CL&P, NSTAR Electric, PSNH, and WMECO had approximately \$2.1 billion of aggregate shareholder equity invested in their transmission facilities. As a result, each basis point change in the authorized base ROE would change annual consolidated earnings by an approximate \$2.1 million. We cannot at this time predict the ultimate outcome of this proceeding or the estimated impact on CL&P's, NSTAR

Electric's, PSNH's, or WMECO's respective financial position, results of operations or cash flows ». [nous soulignons]

Demandes :

- 6.1 Veuillez confirmer que la FERC a effectivement rendu sa décision au cours de l'été et a réduit le TRCP de 144 points de base, le faisant passer de 11,14 % à 9,7 %, tel que rapporté par l'hebdomadaire PUR Utility Regulatory News du 9 août 2013 (référence (ii)).

Réponse :

On August 6, 2013, the Administrative Law Judge issued an Initial Decision finding that a just and reasonable base ROE for Northeast Utilities was 10.6% during the Refund Period (a 15 month period which ended December 31, 2012) and 9.7% for the Prospective Period (beginning on January 1, 2013). This Initial Decision is subject to review by the FERC and exceptions by the parties. Exceptions were filed by four parties on September 20, 2013. A final decision is expected from the FERC in 2014.

- 6.2 Cette décision affecterait quatre des entreprises suggérées comme étant comparables à HQTd. Veuillez confirmer que l'impact total sur Northeast Utilities est de l'ordre de 30 M\$ par année selon l'estimation fournie dans le rapport 10-K 2012 de l'entreprise.

Réponse :

If the FERC approves the Administrative Law Judge's recommended 9.70 percent ROE for Northeast Utilities' transmission operations, the earnings impact for NU would be approximately \$30 million per year.

- 6.3 Est-ce que cette décision reflète bien la tendance baissière récente au niveau des TRCP autorisés par les régulateurs américains ?

Réponse :

The 11.14 percent ROE, which was established in October 2006 by the FERC in Opinion No. 489, consisted of a base ROE of 10.4 percent and an upward adjustment of 74 basis points to account for changes in capital market conditions. The 9.7 percent ROE award for the prospective period represents a reduction in the base ROE of 70 basis points. According to Regulatory Research Associates, the average authorized ROE for a U.S. electric utility in 2006 was 10.32 percent compared to 10.17 percent in 2012. The recommended reduction of 70 basis points in Northeast Utilities' ROE for transmission assets is significantly larger than the average 15 basis point reduction for state regulated electric utilities from 2006-2012.

- 6.4 Y a-t-il eu d'autres cas, à votre connaissance, de réduction du TRCP à caractère rétroactif, en raison d'une contestation, aux États-Unis? S'agit-il d'une pratique qui se

présente assez régulièrement et, selon votre connaissance, y a-t-il d'autres causes de même nature en cours?

Réponse :

FERC operates under the Federal Power Act Section 205 in its regulation of interstate electricity transmission and wholesale electricity sales. Under the Act, Public Utilities must generally file for any rate change at least 60 days prior to the rate becoming effective. FERC has the option to find the filing deficient or incomplete, to accept the proposed change (with a finding that rates are just and reasonable and not unduly discriminatory or preferential), reject the proposed change, or “suspend” the effect of the rate change for up to 5 months. Following the suspension, the rate change becomes effective unless FERC has rendered a final decision. Cases may be resolved by settlements between the parties, oral hearings, or some combination. When the case is decided, FERC may order refunds back to the effective date. We would note that the effective date is no earlier than the filing, and normally no earlier than the decision. We do not consider this retroactive ratemaking as suggested in the question; in fact, retroactive ratemaking is explicitly prohibited. Rather, this process provides the applicant with a rate change in advance of ultimate approval, or provides the Commission or complainants the opportunity to seek timely rate relief.

Retroactive ratemaking is prohibited by law and precedent in the U.S., as discussed in the following:

The revenue requirement and, in turn, rates are set prospectively in order to attempt to match the costs that are embedded in the rates with the time period in which the rates are in effect. There is no attempt to rectify past outcomes by making up for lost or excess profits. Conceptually, prices are intended to reflect the costs of the utility at the time service is provided (Kreieger [36]).²

In states that allow “interim rates”, as documented in Concentric’s testimony on Exhibit JMC-4, Schedule 6, utilities may also seek rate relief in advance of ultimate approval.

6.5 Y a-t-il eu, à votre connaissance, des cas semblables récents au Canada, et si oui, veuillez en décrire les grandes lignes.

Réponse :

The NEB also has a procedure for interim rates subject to the existing approved ROE. The Board has generally taken the approach that all changes in tolling are prospective, and that any prior variances in revenues and/or costs relative to the rates that were already in effect are

² Cost of Service Regulation in the Investor-Owned Electric Utility Industry, Dr. Karl McDermott, foe Edison Electric Institute, June 2012, at 9.

reflected in a deferral account for disposition in the prospective rates. Concentric has not researched this issue for all Canadian jurisdictions.

ÉVOLUTION DU RISQUE D'AFFAIRES

7. **Références :**
- (i) Pièce B-0007, pages A-22 et A-23
 - (ii) Rapport annuel Hydro-Québec Distribution – 2012, Pièce HQD-10. Document 2, page 8;
 - (iii) Pièce B-0007, pièce JMC-3, annexe 2.

Préambule :

(i)« *Longer Term Risks*

Q. Did you consider any additional longer-term risks that differentiate HQD and HQT from the companies in the Canadian and U.S. proxy groups?

A. Yes, Concentric considered several additional factors. First, HQD faces more competitive risk due to its high concentration of industrial customers in Québec, which makes HQD more vulnerable to longer-term risks associated with an economic downturn that could cause those industrial customers to reduce their demand for electricity, as well as economic bypass or self-generation if the industrial customers determine those options are more economical. As shown on Exhibit JMC-3, Schedule 2, approximately 31 percent of HQD's 2011 distribution revenues were derived from sales to industrial customers; this percentage is considerably higher than the other electric distributors in the Canadian and U.S. proxy groups with the exception of ATCO Electric Distribution at 36 percent.

Second, HQD has higher business risk than it did when the Régie issued its previous ROE determination due to the relative competitiveness of electricity and natural gas in Québec. This is especially important for HQD because of the number of residential and commercial customers in Québec that use electricity for heating. As the price of natural gas has declined over the past few years, that fuel source has become more competitive with the low price of electricity in Québec. »

(ii)

TABLEAU 5

HISTORIQUE DES PRODUITS DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC (EN MILLIONS DE \$) ^(*)										
PAR CATÉGORIES D'USAGE										
DE 2003 À 2012										
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Résidentielle & Agricole	3 504	3 689	3 690	3 775	4 144	4 300	4 500	4 302	4 536	4 481
Commerciale & Institutionnelle	2 096	2 234	2 284	2 356	2 602	2 687	2 662	2 648	2 599	2 624
Industrielle	2 735	2 810	2 947	3 084	3 152	3 056	2 701	2 971	3 035	2 849
Autres	236	247	245	249	273	279	287	282	291	292
Total	8 571	8 981	9 166	9 464	10 171	10 322	10 150	10 203	10 461	10 246

(*) : Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies.

Les ventes du Distributeur au secteur industriel représentaient 2 849 M\$ en 2012, soit 27,8 % des ventes totales d'électricité au Québec. En 2011, les ventes industrielles, totalisant 3 035 M\$ représentaient 29,0 % des ventes totales.

Depuis 2003, les ventes industrielles ont progressé de 4,2 %, passant 2 735 M\$ à 2 849 M\$. Sur la même période, les ventes totales ont progressé de 19,5 %. La part des ventes industrielles a donc diminué entre 2003 et 2012, passant de 31,9 % des ventes totales en 2003 à 27,8 % des ventes totales en 2012.

Demands :

7.1 À partir des observations tirées du Tableau 5 du rapport annuel 2012 du Distributeur, quant à la réduction de l'importance relative des ventes industrielles au cours des 10 dernières années, celles-ci étant passées de 31,9 % à 27,8 %, peut-on conclure qu'en ce qui a trait aux ventes au secteur industriel, le risque d'affaires à long terme du Distributeur a diminué depuis la dernière évaluation complète du TRCP avec la décision D-2003-93?

Réponse :

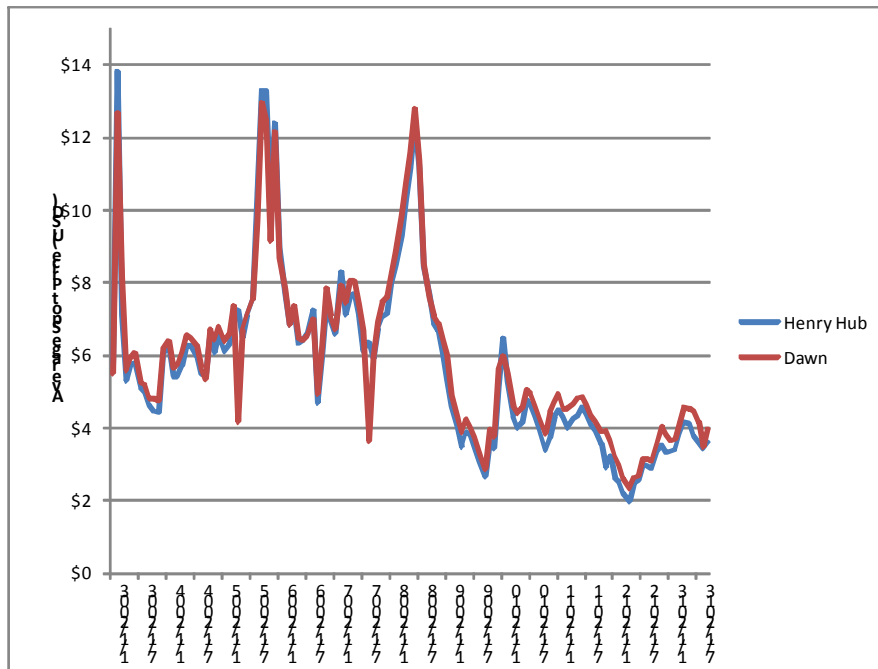
As discussed on page 15 of Concentric's evidence, HQTD-2, Document 1 (B-0007), HQD derived approximately 31 percent of its revenue from industrial customers in 2011. As shown on Exhibit JMC-3, Schedule 1, HQD's percentage of sales to industrial customers is higher than any operating company within the Canadian or U.S. proxy group with the exception of ATCO Electric Distribution. From the perspective of investors, the important question is not whether HQD's percentage of sales to industrial customers has increased or decreased since 2003. Rather, the important consideration for investors is how HQD's percentage of sales to industrial customer compares to other companies in the proxy group. On that basis, HQD has a higher percentage of sales to industrial customers

than other distribution companies in the U.S. or Canadian proxy groups. Therefore, Concentric concludes that investors would perceive HQD as more risky than the proxy group companies on that factor. Even though its industrial exposure has decreased slightly over the past ten years, one would want to compare HQD's relative position to the proxy companies from an investor standpoint in order to determine the change in relative risk.

7.2 Le prix du gaz naturel a diminué ces récentes années, une réduction de près de 50 % depuis 5 ans. Quel impact cela a-t-il eu sur le Distributeur ; combien de clients résidentiels et combien de clients commerciaux ont migré au gaz naturel au cours des deux dernières années ? Quel impact (en dollars et en pourcentage) la perte de ces clients a-t-elle eu sur les revenus du Distributeur et sur ses bénéfices d'opération ?

Réponse :

In general, we would agree that the competitive positioning of natural gas in relationship to electricity has improved with the decline in natural gas prices which has occurred over the past four years. While we have not examined delivered prices for gas versus electricity in each jurisdiction, the chart below shows that North American indices for gas prices have followed this trend, and it is logical to assume that this situation has prevailed in all North American jurisdictions.



Par ailleurs, le Distributeur souhaite apporter le complément d'information suivant. Bien que le prix du gaz naturel ait diminué de près de 50% depuis cinq ans, la position concurrentielle de l'électricité ne s'est pas détériorée d'autant.

Au secteur résidentiel, l'électricité demeure concurrentielle par rapport au gaz naturel à ce jour. Pour les volumes consommés par cette clientèle, le coût du transport et de la distribution ont augmenté de manière à compenser la baisse du coût de la fourniture faisant en sorte que le prix du gaz payé par le consommateur n'a que peu baissé depuis cinq ans. Sur cette période, le Distributeur n'a pas noté de changement important de la pénétration du chauffage électrique dans le marché existant et la nouvelle construction. Il estime, toutefois, que, si les prix de la fourniture du gaz n'augmentent pas, le gaz deviendra prochainement plus économique pour les charges de chauffage à cette clientèle.

Au secteur commercial et institutionnel, la position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz s'est beaucoup détériorée depuis cinq ans. D'une situation favorable pour l'électricité en 2005-2006, la situation s'est complètement renversée depuis et l'écart entre le prix de l'électricité et celui du gaz naturel ne cesse de se creuser d'année en année. Il en résulte maintenant que très peu de substitution se font du gaz naturel vers l'électricité.

Le Distributeur n'est toutefois pas en mesure de constater une érosion de sa clientèle commerciale et institutionnelle pour les usages non captifs. La structure du marché des usages non captifs évoluent sur une longue période. Les conversions surviennent en fin d'utilité des équipements ou encore lorsque l'espérance du prix de l'énergie concurrente est suffisamment basse pour assurer la rentabilité de la conversion malgré les coûts de remplacement plus élevés.

Il demeure que les ventes du Distributeur à sa clientèle pour les usages de chauffage des locaux et de l'eau sont soumises à la concurrence du gaz naturel dans les régions où le réseau gazier est présent. Par conséquent, comparativement à d'autres distributeurs d'électricité qui ne subviennent à aucune charge de chauffage, ou encore, à une petite charge, les ventes et les revenus du Distributeur sont plus à risque.

- 7.3 Considérant les coûts de conversion élevés pour les clients pour migrer du chauffage tout à l'électrique vers le chauffage au gaz naturel, et considérant que les prix du gaz naturel sont déjà à des niveaux historiquement très bas depuis quelques années, quel impact additionnel doit-on attendre sur la clientèle du Distributeur, ses revenus et bénéfices à court et moyen terme ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.2.

- 7.4 Se pourrait-il que la réduction relative des ventes au secteur industriel depuis 10 ans, réduction qui a eu des impacts notables sur les ventes du Distributeur depuis la dernière revue complète du TRCP de HQT, puisse compenser ou plus que compenser l'impact de la diminution de la compétitivité relative de l'électricité par rapport au gaz naturel au Québec au cours des dernières années?

Réponse :

Both of these factors represent distinct longer-term business risks for HQD. As discussed in our response to Request 7.1, investors analyze the percentage of sales to industrial customers for HQD relative to other companies in the Canadian and U.S. proxy groups, while the comparison between electricity and gas prices is based on the change in that relationship over time. Therefore, Concentric does not believe it is appropriate (or even possible) to conclude that one risk offsets the other.

- 7.5 Veuillez fournir et comparer le prix des tarifs du Distributeur pour la clientèle résidentielle et la clientèle commerciale/ institutionnelle pour l'année 2012, par kWh, avec ceux des échantillons de comparables canadiens et américains soumis en preuve.

Réponse :

Concentric's risk analysis focuses on the regulatory mechanisms in place which allow utilities the opportunity to recover their prudently incurred costs. Concentric did not explicitly examine relative rates as a basis for determining risk comparability, nor do we see evidence that equity investors or credit rating agencies explicitly compare end use rates as a basis for determining the worthiness of investment in a given utility.

Par ailleurs, en réponse à la question de la Régie, le Distributeur apporte le complément d'information suivant. Les tableaux R-7.5-A et R-7.5-B présentent l'information disponible pour les clientèles résidentielle, générale et industrielle pour la majorité des compagnies composant les échantillons comparables canadiens et américains. Les tarifs du Distributeur se comparent favorablement aux tarifs des autres compagnies.

Tableau R-7.5-A
Prix moyens au 1^{er} juillet 2012 en ¢US/kWh - Secteurs résidentiel et général

Puissance (kW) Consommation (kWh)	Secteur résidentiel			Secteur général						
	500	750	1 000	375	1 500	10 000	40	40	500	500
Canada										
Hydro-Québec	7,66	6,86	6,68	12,00	9,47	8,75	8,71	8,78	8,04	
ATCO Electric Distribution	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
ATCO Electric Transmission	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
Nova Scotia Power	15,31	14,60	14,24	16,53	13,40	13,62	11,92	12,63	11,80	
Enbridge Gas Distribution inc.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
Fortis Alberta	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
Fortis BC Power	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
Newfoundland Power ²	n. d.	12,41	11,90	n. d.	n. d.	11,93	n. d.	n. d.	n. d.	9,38
TransCanada Pipeline	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
Gaz Métro	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
États-Unis										
ConEdison of New York	26,31	25,37	24,90	33,87	28,33	23,67	19,71	21,02	19,15	
Florida Power & Light	10,08	9,67	9,47	11,47	10,20	9,74	8,51	8,98	8,31	
Connecticut Light and Power	17,76	16,69	16,16	25,60	11,40	17,01	15,59	11,33	10,36	
NSTAR Electric (Boston Edison)	16,28	15,85	15,64	20,27	18,67	20,37	17,40	15,13	13,79	
Public Service of New Hampshire	17,22	15,89	15,63	20,80	14,07	15,28	13,74	13,20	12,56	
Western Mass. Electric	15,84	15,64	15,64	21,33	9,33	15,25	13,61	12,96	12,26	
Alabama Power	13,92	12,93	12,42	21,07	15,93	13,12	11,66	11,99	11,43	
Georgia Power	12,40	12,24	12,78	20,00	16,60	13,91	11,44	11,12	10,14	
Gulf Power	13,20	12,17	11,66	15,47	11,87	10,07	9,24	9,78	9,19	
Mississippi Power	14,21	12,62	12,03	19,73	11,67	9,99	8,93	9,05	8,49	
We Energies (Wisconsin) ³	14,49	13,99	13,73	14,93	13,47	13,10	12,32	11,30	10,57	
NSP - MN	12,80	12,33	12,09	13,60	11,87	10,89	9,43	9,83	9,16	
NSP - WI	12,98	12,45	12,18	13,60	11,93	11,07	9,62	9,78	9,12	
Public Service of Colorado	10,49	11,67	12,26	14,40	11,87	12,20	9,64	10,35	9,17	
Southwestern Public Service (Texas)	10,28	9,88	9,68	10,40	8,20	8,45	6,92	7,39	6,67	
Southwestern Public Service (New Mexico)	10,12	9,69	9,47	10,67	8,53	9,91	8,23	8,78	7,98	
Moyenne excluant Hydro-Québec	14,34	13,67	13,44	17,87	13,37	13,31	11,64	11,45	10,53	

1) Source : Edison Electric Institute, Typical Bills and Average Rates Report, Summer 2012.

2) Source : Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines, tarifs en vigueur au 1er avril 2012.

Le prix unitaire du niveau de consommation de 500 kW reflète une consommation de 200 000 kWh, soit un facteur d'utilisation de 56 % plutôt que 50 %.

3) Anciennement Wisconsin Electric.

Tableau R-7.5-B
Prix moyens au 1^{er} juillet 2012 en ¢US/kWh – Secteur industriel

Puissance (kW) Consommation (kWh)	Secteur industriel								
	75	75	75	1 000	1 000	1 000	50 000	50 000	50 000
Canada									
Hydro-Québec	10,92	7,68	6,35	10,92	7,10	5,58	6,05	4,80	4,36
ATCO Electric Distribution	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
ATCO Electric Transmission	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
Nova Scotia Power	13,49	10,64	9,35	13,35	10,15	8,91	10,98	9,36	8,80
Enbridge Gas Distribution inc.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
Fortis Alberta	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
Fortis BC Power	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
Newfoundland Power ²	n. d.	n. d.	n. d.	11,12	9,13	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
TransCanada Pipeline	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
Gaz Métro	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.
États-Unis									
ConEdison of New York	24,05	16,83	13,95	23,68	16,65	13,94	21,74	16,40	14,56
Florida Power & Light	10,71	8,08	7,03	10,97	7,96	6,81	6,05	5,29	5,02
Connecticut Light and Power	17,79	13,77	12,16	13,15	10,07	8,89	10,83	9,30	8,77
NSTAR Electric (Boston Edison)	24,52	17,27	14,36	19,02	13,06	10,77	14,97	11,82	10,73
Public Service of New Hampshire	16,55	13,23	11,90	15,00	12,15	11,06	13,28	11,70	10,23
Western Mass. Electric	14,11	11,11	9,91	14,95	11,76	10,53	12,34	10,83	10,30
Alabama Power	12,99	10,99	10,00	9,14	7,45	6,57	7,88	6,76	6,37
Georgia Power	15,14	10,19	8,07	15,35	10,41	8,35	10,19	8,19	7,43
Gulf Power	10,53	8,86	8,19	11,44	8,84	7,83	9,63	8,27	7,18
Mississippi Power	10,52	8,40	7,56	10,17	7,95	6,86	8,04	7,02	6,53
We Energies (Wisconsin) ³	13,55	10,33	8,96	12,33	9,22	8,03	10,09	8,50	7,95
NSP - MN	11,43	8,56	7,03	11,27	8,48	7,03	9,40	7,72	7,03
NSP - WI	11,75	8,82	7,32	11,31	8,50	7,11	8,60	7,16	6,57
Public Service of Colorado	15,02	9,10	6,74	12,83	8,01	6,15	9,50	6,97	6,10
Southwestern Public Service (Texas)	9,58	6,28	4,96	8,72	5,85	4,75	5,43	4,32	3,94
Southwestern Public Service (New Mexico)	9,83	6,42	5,06	9,36	6,19	4,97	5,36	4,29	3,92
Moyenne excluant Hydro-Québec	14,21	10,52	8,97	12,95	9,55	8,15	10,25	8,46	7,73

1) Source : Edison Electric Institute, Typical Bills and Average Rates Report, Summer 2012.

2) Source : Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines, tarifs en vigueur au 1er avril 2012.

Le prix unitaire du niveau de consommation de 500 kW reflète une consommation de 200 000 kWh, soit un facteur d'utilisation de 56 % plutôt que 50 %.

3) Anciennement Wisconsin Electric.

- 7.6 Veuillez fournir et comparer le coût moyen des approvisionnements en électricité de HQD avec celui des entreprises comparables suggérées par Concentric, par kWh, pour l'année 2012.

Réponse :

Le coût moyen des approvisionnements en électricité du Distributeur se chiffre à 3,05 ¢/kWh pour l'année 2012. Ce coût est établi à partir des informations présentées dans le cadre du dossier R-3854-2013, au tableau 3 de la pièce B-0021/HQD-5, document 2 portant sur les achats d'électricité. Il tient compte des pertes sur le réseau. Le tableau R-7.6 présente le détail du calcul.

**Tableau R-7.6
Coût moyen des approvisionnements en électricité**

	GWh	M\$	¢/kWh
Électricité patrimoniale	161 394	4 468,0	2,77
Électricité postpatrimoniale	6 362	642,7	10,10
	167 756	5 110,7	3,05

Concentric is not aware of any data source or practicable analysis that can identify the cost of electricity supply (including both owned generation and purchased power) for the comparable companies if the cost of supply is defined to include not only purchased power, fuel, and O&M costs but also the return of and on capital invested in production plant.

- 7.7 Peut-on considérer qu'une entreprise qui a un plus faible coût d'approvisionnement que les autres, et qui peut en conséquence vendre son électricité à des prix bien inférieurs aux autres, bénéficie d'une position compétitive plus favorable, ce qui, sur ce point, diminue son risque d'affaires à long terme par rapport aux autres ?

Réponse :

Concentric would consider the total rate to customers as more indicative of competitive positioning than the supply cost, although a lower supply cost may result in a lower rate. In a competitive industry, a lower cost company should enjoy a competitive advantage over a higher cost company in the same market. With a regulated utility, a higher supply cost may increase regulatory pressure on overall rates or expose the company to loss of load, which on the margin may increase business risk. This depends on the elasticity of demand, the price and substitutability of competing fuels, and the rate recovery mechanisms in place to protect the utility (e.g. LRAM).

8. **Références :** (i) Pièce B-0004, page 24;

(ii) Pièce B-0007, page 21.

Préambule :

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

Transporteur

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

Distributeur

- compte de « pass-on » pour l'achat d'électricité ;
- compte d'écarts de la charge locale de transport ;
- compte de nivellement des revenus de transport et de distribution pour aléas climatiques ;
- compte d'écarts du coût du combustible ;
- compte d'écarts de tarif de maintien de la charge ;
- compte d'écarts du coût de retraite ;
- compte d'écarts pour les coûts des pannes majeures ;
- compte d'écarts des coûts liés au Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques. »

(ii) La récession de 2008-2009, la première depuis que HQT D profite d'un éventail complet de comptes d'écarts, et la reprise économique qui a suivi parmi les plus faibles ont entraîné beaucoup de volatilité dans les résultats de nombreuses entreprises. Toute variation des bénéfices d'opération, liée au risque d'affaires, aurait dû être amplifiée en raison du levier financier plus grand chez HQT D.

Or, malgré cet environnement difficile et ce fort levier financier, les rendements sur les capitaux propres du Distributeur et du Transporteur ont augmenté en 2008 et en 2009, en pleine récession. Les TRCP réalisés par HQT sont passés de 6,22 % en 2007, à 8,70 % en 2008 et 9,40 % en 2009, tandis que ceux de HQD passaient de 7,88 % en 2007 à 8,64 % en 2008 et 10,14 % en 2009. Les rendements réalisés ont dépassé les rendements autorisés d'un minimum de 85 points de base à un maximum de 316 points de base durant la dernière récession.

Les TRCP du Distributeur et du Transporteur ont continué de dépasser largement les rendements autorisés à chacune des trois années suivantes, réalisant des TRCP de 9,28 % en 2010, 8,58 % en 2011 et 9,54 % en 2012 pour le Transporteur, et de 12,79 % en 2010, 10,18 % en 2011, et 9,69 % en 2012 pour le Distributeur.

Demandes :

- 8.1 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 de fixer le TRCP d'HQTD, en 2002-2003 ?

Réponse :

As discussed in response to Request 7.1, the important question for investors is not whether HQD and HQT have more or less risk protection mechanisms in 2013 than in 2002. Rather, the important consideration is how HQD's and HQT's business and financial risk compares to the other companies in the proxy group. While it is true that HQD and HQT have more deferral and variance accounts today than in 2002, the other companies in the U.S. and Canadian proxy groups also have more mechanisms in place to protect them against the business and regulatory risks associated with operating a regulated utility. The purpose of Concentric's risk analysis, as explained on pages 41-42 of the evidence, is to examine whether it is reasonable and appropriate to use Canadian and U.S. proxy groups to establish the allowed ROE for HQD and HQT, and to evaluate whether any adjustments should be made to the results for the Canadian and U.S. proxy groups to account for differences in business and financial risk between the proxy groups and HQD and HQT. In order to evaluate the comparability of the Canadian and U.S. proxy groups, Concentric has examined the business and financial risks of each operating company relative to those of HQD and HQT. The purpose of this evaluation is to determine the extent to which the companies in the Canadian and U.S. proxy groups operate in regulatory environments which provide similar risk protection as HQD and HQT receive in Québec.

- 8.2 Compte tenu de la bonne tenue des résultats et rendements sur les capitaux propres de HQTD durant la dernière récession, peut-on considérer que les divers comptes de frais reportés et pass-on ont réussi à absorber et atténuer efficacement, au cours des 5 dernières années, la volatilité liée au risque d'affaires du Distributeur et du Transporteur ? Veuillez commenter et justifier quantitativement.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

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

9. **Références :** (i) Pièce B-0026, page 17, (Moody's rating methodology);

- (ii) Moody's Investors Service, «*Rating Methodology: Global Regulated Electric Utilities*», mars 2005, pages 7-8;
- (iii) Pièce B-0026, pages 13-14, (Moody's rating methodology).

Préambule :

(i) « *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]

(ii) « *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
<i>Business risk</i>	<i>Medium</i>	<i>Low</i>	<i>Medium</i>	<i>Low</i>	<i>Medium</i>	<i>Low</i>	<i>Medium</i>	<i>Low</i>
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

(iii) « Moody's views the regulatory risk of U.S. utilities as being higher in most cases than that of utilities located in some other developed countries, including Japan, Australia, and Canada. The difference in risk reflects our view that individual state regulation is less predictable than national regulation; a highly fragmented market in the U.S. results in stronger competition in wholesale power markets; U.S. fuel and power markets are more volatile; there is a low likelihood of extraordinary political action to support a failing company in the U.S.; holding company structures limit regulatory oversight; and overlapping or unclear regulatory jurisdictions characterize the U.S. market. As a result, no U.S. utilities, except for transmission companies subject to federal regulation, score higher than a single A in this factor ». [Nous soulignons]

Selon Moody's, un transporteur et un distributeur sont moins risqués qu'une entreprise intégrée, même aux États-Unis. De plus, l'environnement d'affaires est également moins risqué au Canada qu'aux États-Unis. Enfin, le risque réglementaire est plus faible au Canada qu'aux États-Unis, disent-ils.

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, 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 :

- 9.1 Veuillez déposer le rapport de Moody's Investors Service de mars 2005 et intitulé « Rating Methodology : Global Regulated Electric Utilities » (32 pages).

Réponse :

Please see Request 9.1, Attachment 1.

Concentric has provided the requested report from Moody's. We note, however, that Moody's issued a subsequent publication in August 2009 that replaces the March 2005 rating methodology. As stated in the August 2009 report, "this rating methodology provides guidance on Moody's approach to assigning credit ratings to electric and gas utility companies worldwide whose credit profile is influenced to a large degree by the presence of regulation. It replaces the Global Regulated Electric Utilities methodology published in March 2005 and the North American Regulated Gas Distribution Industry methodology published in October 2006. While reflecting similar core principles as these previous methodologies, this updated framework incorporates refinements that better reflect the changing dynamics of the regulated electric and gas industry and the way Moody's applies its industry methodologies."
(Emphasis added)

We note further in our response to Request 9.3 that Moody's has very recently proposed further refinements to its ratings methodology for utilities and its overall view of the U.S. regulatory environment.

- 9.2 Moody's affirme 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.

Réponse :

Concentric does not agree that investors perceive business risk as more important than financial risk. Credit rating agencies such as Moody's consider four factors in developing the overall rating for regulated utilities. Specifically, Moody's assigns the following weights to each category: (1) Regulatory Framework – 25%; (2) Ability to Recover Costs and Earn Returns – 25%; (3) Diversification – 10%; and (4) Financial Strength, Liquidity and Key Financial Metrics – 40%. In summary, Moody's rating for regulated utilities gives 50% weight to business and regulatory risk, 40% weight to financial risk, and 10% weight to operational factors such as generation and fuel diversity and market position.

From the perspective of equity investors, financial risk is very important because an equity holder receives the residual earnings of the corporation after the payments of all other financial obligations, including interest payment on debt. Therefore, higher leverage in the capital structure makes it more likely that the equity holder will not receive the expected return, especially during periods of economic distress and when financial markets are under duress. Financial theory defines investment risk as consisting of both business risk and financial risk. Concentric believes that both are important factors in establishing a reasonable return that meets the fair return standard.

- 9.3 Selon Moody's, le risque réglementaire pour les entreprises de service public américaines est dans la plupart des cas plus élevé qu'au Canada. Également, le risque d'affaires des distributeurs et transporteurs est plus faible que celui des entreprises intégrées, comme c'est le cas dans 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.

Réponse :

Concentric is aware that Moody's has previously published reports indicating that regulatory risk is generally somewhat higher for U.S. utilities than Canadian utilities. However, as discussed on pages 7-8 of Concentric's risk analysis and ROE evidence, Concentric does not conclude that all U.S. electric utilities are comparable to HQD and HQT. Rather, our evidence indicates that a carefully selected group of U.S. electric utility companies is more like HQD and HQT than the Canadian proxy companies due to differences in their business profiles. Our selection of the U.S. electric utility proxy group is based on a careful screening of the universe of U.S. companies to select those most comparable to HQD and HQT.

Further, Concentric notes that on September 23, 2013, Moody's issued a report titled "Proposed Refinements to the Regulated Utilities Rating Methodology and our Evolving View of US Utility Regulation." In that report, Moody's observes on page 1:

Based on our observations of trends and events, we propose to adopt a generally more favorable view of the relative credit supportiveness of the U.S. utility regulatory environment. Our updated view considers improving regulatory trends that include the increased prevalence of automatic cost recovery provisions, reduced regulatory lag, and generally fair and open relationships between utilities and regulators.

Our revised view that the regulatory environment and timely recovery of costs is in most cases more reliable than we

previously believed is expected to lead to a one notch upgrade of most regulated utilities in the US, with some exceptions.

A complete copy of the recent Moody's report is included as Request 9.3, Attachment 1.

Concentric does not agree that a significant portion of the differences in the financial ratios of HQD and HQT, compared to the U.S. proxy group, may be justified by HQT's lower business risk. As discussed on page 57 of Concentric's risk analysis and ROE evidence, the average authorized ROE for vertically-integrated electric utilities in the U.S. has been 41 basis points higher than the average authorized ROE for Transmission and Distribution utilities in the U.S. from 2004-2012. Although we do not propose an adjustment for the difference in capital structure between HQD and HQT and the U.S. electric utility proxy group, we view the financial risk of a more highly-leveraged capital structure as more than offsetting any potential difference in the required ROE of the U.S. electric utility proxy group companies that own regulated generation. (See page 53 of Concentric's risk analysis and ROE evidence).

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

10. **Références :**
- (i) Pièce B-0007, page B-4;
 - (ii) Rapport annuel 2012 d'Hydro-Québec, page 44;
 - (iii) Rapport annuel HQD 2012, HQD-8, document 1, page 5.

Préambule :

(i)« We note that HQD and HQT benefit from a government debt guarantee, but capital structure should be considered on a stand-alone basis in order to send the proper price signals, and avoid cross-subsidization between Québec's citizens and its electric consumers »

[Nous soulignons]

(ii) 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 », tel que présenté 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.

Demandes :

10.1 Veuillez préciser les sommes qui ont été chargées aux clients du Distributeur ainsi que du Transporteur en 2012 afin de couvrir les frais de garantie. Veuillez préciser le calcul ainsi que le nombre de points de base sur la dette garantie que cela représentait.

Réponse :

Les sommes chargées à la clientèle en 2012 pour couvrir les frais de garantie sont de 31,1 M\$ pour le Distributeur et de 57,3 M\$ pour le Transporteur. Le calcul des frais de garantie, illustré au tableau R-10.1, s'effectue à partir de 50 points de base, appliqués à la dette garantie par la Province de Québec au 31 décembre de l'année précédente, conformément à la *Loi sur les frais de garantie relatifs aux emprunts des organismes gouvernementaux*.

Tableau R-10.1
Calcul des frais de garantie

Point de base sur dette garantie				
Frais de garantie	193	¹		
Dette garantie prévue au 31 dec 2011	38 600			
Point de base sur dette garantie	0,50%	¹		
Coût de la dette				
	Coût des frais de garantie	Autres	Total	
Numérateur	193	2 671	2 864	
Dénominateur	40 739	40 739	40 739	
Coût de la dette	0,47%	6,56%	7,03% ¹	
Répartition des frais de garantie				
	Coût des frais de garantie	B.T. autorisé	Structure de capital (dette)	Frais de garantie
HQD (D-2012-024)	0,47%	10 098,2	65%	31,1
HQT (D-2012-059)	0,47%	17 287,5	70%	57,3
				88,4

Note :

1. R-3777-2011, Politique financière et coût du capital pour 2012, HQT-8, document 1
R-3776-2011, Politique financière et coût du capital pour 2012, HQD-2, document 3.2

10.2 Puisque les frais de garantie sont largement assumés par les clients d'Hydro-Québec au moyen des tarifs d'HQTD, veuillez préciser en quoi il y a « subvention-croisée » entre les contribuables québécois et les clients du Distributeur ?

Réponse :

Concentric did not evaluate whether there is cross-subsidization between taxpayers and the Distributor's customers today. This would require an assessment of the adequacy of the guarantee fee and the impact of Hydro Quebec's debt on the Provincial cost of capital, and this was beyond the scope of our testimony. In our evidence, page B-4, lines 12-14, we indicate that "capital structure should be considered on a stand-alone basis in order to send the proper price signals, and avoid cross subsidization between Quebec's citizens and its electric customers." This is consistent

with the Régie's adoption of the stand-alone regulatory principle and that which is practiced elsewhere.

- 10.3 Veuillez indiquer comment vous avez pris en compte la prime déjà payée par la clientèle dans votre demande de TRCP.

Réponse :

Concentric takes into account the government debt guarantee from the Province of Quebec by selecting a U.S. proxy group of electric utilities with credit ratings from S&P of A- or higher. By selecting U.S. companies with comparable investment risk to HQD and HQT, and by placing more weight on the results of the U.S. proxy group, Concentric has reflected the benefits of the government debt guarantee in our ROE recommendation for HQD and HQT. As discussed on page B-5 of our evidence, the allowed ROE and deemed equity ratio of HQD and HQT are not sufficient to support the A+ rating from S&P without the government debt guarantee. According to Moody's the rating for Hydro-Quebec without the government debt guarantee would be Baa1 (equivalent to BBB+ from S&P).

- 10.4 Cette prime, payée par la clientèle, permet à Hydro-Québec d'assumer plus de dettes à son bilan et de la financer à moindre coût. Exiger, en plus, un TRCP plus élevé ne risque-t-il pas de faire payer la clientèle deux fois pour les bénéfices de la garantie de la province?

Réponse :

It is not clear what is meant in the question by the phrase "a higher ROE". As discussed in the response to Request 10.3, Concentric has taken into account the effect of the government debt guarantee by selecting a U.S. proxy group of electric utilities with credit ratings of A- or higher. Our ROE recommendation of 9.20 percent is at the low end of the range of DCF results for the U.S. proxy group, and is corroborated by the results of the reconciled CAPM analysis and the multi-stage DCF analysis for the Canadian and U.S. proxy groups. As discussed on pages 17-20 of Concentric's evidence, the allowed ROE must meet the Fair Return Standard. The current allowed ROE for HQD and HQT is lower than the allowed ROE for comparable risk companies, and in some cases is lower than or similar to the embedded debt costs of these companies, which fails to take into consideration the risks faced by equity owners.

- 10.5 Le niveau des frais de garantie est habituellement fonction du risque sous-jacent. Chez Hydro-Québec, les trois divisions, la production, la distribution et le transport paient la même prime alors que le risque est plus grand pour la division production. Peut-on considérer qu'implicitement, l'actionnaire est ainsi partiellement rémunéré, au niveau du Distributeur et du Transporteur, par l'application de frais de garantie unique aux trois divisions ?

Réponse :

No, Concentric does not agree that the shareholder is partially remunerated by HQD and HQT through the application of guarantee fees unique to the three divisions. We would agree as noted by Merrill Lynch that generation would generally be considered riskier and able to carry less debt than transmission/distribution. As noted in the response to Request 10.2, to answer this question properly would require an evaluation of the cost of the debt guarantee in relation to its impact on Hydro-Quebec's and the Province's credit, which is beyond the scope of this testimony.

- 10.6 Considérez-vous qu'en raison du levier financier plus élevé chez Hydro-Québec que chez les entreprises comparables canadiennes et américaines, la société a de la difficulté à émettre de la dette à des taux attractifs ?

Réponse :

As DBRS observes in its April 2012 report on Hydro-Quebec: "Although the Province guarantees almost all outstanding debt, high debt levels nevertheless result in a higher interest expense, thus constraining profitability and resulting in weaker interest coverage ratios." Concentric, however, is not aware that HQ has had difficulty issuing debt at reasonable rates.

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

11. Référence : Pièce B-0007, pages 52-53.

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 ».

Demandes :

11.1 Veuillez confirmer que les études théoriques, ci-dessus citées et présentées par le Dr. Morin à la page 469, Tableau 16-4, sont au nombre de 3, qu'elles ont été produites entre 1958 et 1977, il y a de 36 et 55 ans, et qu'elles suggèrent une bonification de 62 à 237 points de base, en moyenne de 138 points de base sur le TRCP lorsque le niveau de dette passe de 40 % à 50 %.

Réponse :

The studies cited at page 469 of Dr. Morin's textbook at Table 16-4 are classified as "Empirical Studies", not "Theoretical Studies" as indicated in the question. They consist of two Modigliani and Miller Studies (1958, 1963) and one study completed by Miller (1977). The table summarizing the three studies' findings shows a change in the ROE of 115, 62, and 237 basis points, respectively, with an average of 138 basis points, "when the debt ratio increases from 40% to 50%."

11.2 Veuillez confirmer que les études empiriques citées ci-dessus, et présentées par le Dr. Morin, au Tableau 16-5, sont au nombre de 6, qu'elles ont été produites entre 1968 et 1987, il y a de 26 et 45 ans, et qu'elles suggèrent une bonification de 34 à 117 points de base, une moyenne de 76 points de base sur le TRCP lorsque le niveau de dette passe de 40 % à 50 %.

Réponse :

The studies cited at page 469 of Dr. Morin's textbook at Table 16-5 are classified as "Theoretical Studies", not "Empirical Studies" as indicated in the question. They consist of the following six studies: Brigham and Gordon (1968); Gordon (1974); Robichek, Higgins, and Kinsman (1973); Mehta Moses, Deschamps and Walker (1980); Gapenski (1986); and Brigham, Gapenski, and Aberwald (1987). The table summarizing the six studies' findings shows a change in the ROE of 34, 45, 75, 109, 72, and 117 basis points, respectively, with an average of 76 basis points, "when the debt ratio increases from 40% to 50%."

11.3 Les tableaux présentés par le Dr. Morin proviennent de la plus récente de ces études, celle de Brigham, Gapenski et Aberwald, dont le résumé « *Capital Structure, Cost of Capital, and Revenue Requirements* » a été publié dans le *Public Utilities Fortnightly* du 8 janvier 1987, pages 15 à 24. Cet article est tiré de l'étude préparée pour la Florida Public Service Commission, le 30 juin 1986, et intitulée « *Effects of Capital Structure on Utilities' Cost of Capital and Revenue Requirements* » (175 pages). Veuillez déposer l'étude complète de 175 pages.

Réponse :

Please see Request 11.3, Attachment 1.

- 11.4 Veuillez déposer des études plus récentes (d'au plus 5 à 10 ans) qui expliqueraient et mesureraient la hausse requise du coût des capitaux propres en fonction du niveau d'endettement d'une entreprise de service public du domaine de l'électricité, dans le contexte actuel, et préférablement pour un distributeur d'électricité et pour un transporteur, si disponible.

Réponse :

The studies cited in Dr. Morin's textbook are widely accepted as describing the relationship between financial leverage and cost of capital. While Concentric has not done a comprehensive literature search, Request 11.4, Attachment 1 and Attachment 2 are more recent examples of research conducted on this topic.

- 11.5 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 d'explications, ne pouvait 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 justifier.

Réponse :

As noted in Concentric's evidence at 53, Concentric made no explicit adjustment to the recommended ROE for the divergence in capital structures between the US proxy group capital structure and HQD and HQT's requested capital structure, nor did Concentric rely on the cited research in determining an optimal capital structure. Rather, Concentric relied on financial theory, which is commonly accepted by utility investors, to inform Concentric' overall level of ROE recommendation.

- 11.6 Êtes-vous en accord ou en désaccord avec l'affirmation que les études empiriques, ci-dessus citées, 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.

Réponse :

There are many factors that affect investor's perceptions of risk of a potential equity investment, including regulatory lag, rising fuel costs, and inflation. Regardless of the specific circumstances during the 1970s and 1980s in the utility sector, the financial theory underlying the adjustment of the cost of equity due to capital structure leverage is widely accepted in the investment community.

- 11.7 Avec l'inflation croissante des années 1970 et du début des années 1980, les taux d'intérêts 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 vous faites 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 doublé 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.

Réponse :

Concentric agrees that the studies cited in Dr. Morin's textbook represent a relatively wide range. Concentric has not conducted a study of the economics underlying each of the studies noted above, nor has Concentric explicitly adjusted the recommended ROE to account for differences in capital structure between HQD and HQT and the U.S. electric utility proxy group.

- 11.8 De façon générale, est-ce qu'un écart de rendement de 100 points de base lorsque les taux d'intérêts 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 %) ? Si non, comme les coûts de financement ont fortement diminué ces dernières années, quel ajustement suggérez-vous?

Réponse :

Concentric did not explicitly adjust the recommended ROE to account for differences in capital structure. As noted in Concentric's evidence at page 52, "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." Concentric notes, however, that the recommended ROE does not reflect such an adjustment.

- 11.9 Dans les entreprises non règlementées imposables, les frais d'intérêts sont déductibles d'impôt, et cet avantage fiscal revient aux actionnaires grâce aux bénéfices plus élevés. Dans le cas d'une entreprise de service public imposable, la déductibilité des frais d'intérêt permet plutôt de réduire les tarifs, ce qui est donc à l'avantage des clients plutôt que des actionnaires. Peut-on y voir un incitatif, pour les entreprises de service public imposables, à avoir moins de dette et plus de capitaux propres dans leur bilan, toute chose étant égale par ailleurs, d'autant plus que l'ajout de capitaux propres est automatiquement rémunéré dans un contexte réglementaire? Dans la négative, veuillez élaborer.

Réponse :

Financial theory holds, and investors commonly assume, that the increase in the equity ratio has the effect, all else being equal, of reducing the cost of equity, such that the after tax weighted average cost of total capital remains the same (“ATWACC”). Given that the ATWACC theoretically remains constant, all else being equal, the establishment of a reasonable equity ratio considers the ongoing financing needs of the utility, and the debt service requirements of the firm. We would not agree that adding equity is automatically remunerated in the regulatory context. Capital structure is scrutinized in both Canada and the U.S. by regulators.

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

- 12. Références :**
- (i) Pièce B-0007, pages B1 à B4;
 - (ii) Pièce B-0026, page 19, (Moody’s rating methodology);
 - (iii) Pièce B-0026, pages 807 à 3057, (Rapports 10-K);
 - (iv) Pièce B-0026, pages 894-895, (10-K, Consolidated Edison Inc);
 - (v) Pièce B-0007, Pièce JMC-5, Annexe 1.

Préambule :

(i)« **Q. Please compare the financial risk of Canadian and U.S. utilities generally.**

A. In general, regulators in Canada have tended to approve lower deemed equity ratios for regulated utilities than in the U.S. Concentric believes this practice has evolved for two principal reasons: (1) there is a history of government ownership of utilities in Canada particularly in the electric sector, and similar to municipal and state-owned utilities in the U.S., these utilities enjoy explicit or implicit government support, enabling higher debt ratios; and (2) Canadian regulators deem utility debt ratios with a focus on the minimum requirements for investment grade credit standards. Regulators in the U.S. more typically assess the reasonableness of capital structure based on a combination of credit metrics and reference to the proxy group range to test comparability. Regulated utilities in Canada generally have higher financial leverage than those in the U.S., and therefore more financial risk on a stand-alone basis. »

« Q. How do HQD's and HQT's equity ratios compare to the average equity ratio for the U.S. electric utility proxy group?

A. The most notable risk difference between HQD and HQT and the operating utilities in the U.S. electric utility proxy group is the percentage of debt in the capital structure. As shown in Table 15, the U.S. electric utility proxy group average authorized common equity ratio is 50.2 percent, which is 15.2 percent higher than HQD's current deemed equity ratio of 35.0 percent, and 20.2 percent higher than HQT's current deemed equity ratio of 30.0 percent ».

« Q. Other than the percentage of financial leverage in the capital structure, what other ways do investors measure financial risk?

A. Financial risk may also be measured through other credit metrics, such as the ratio of Funds From Operations ("FFO") to debt, as well as the interest coverage ratios that compare Earnings Before Interest and Taxes ("EBIT") and FFO to interest payments on long-term debt. »

(ii) « The regulated asset base [RAV] is comprised of the physical assets that are used to provide regulated distribution services and the RAV represents the value on which the utility is permitted to earn a return. RAV can be calculated in various ways, using different rules that can be revised periodically, depending on the regulatory regime. Where RAV is calculated using consistent rules (i.e. Australia and Japan), debt/RAV is viewed as superior to debt / capitalization as a credit measure and will be used for this sub-factor. Where RAV does not exist (i.e. North America and most Asian countries) or the method of calculation is subject to arbitrary or unpredictable revisions, we use debt/capitalization. » [nous soulignons]

(iii) 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 HQT, ou même avec le bilan consolidé présenté au rapport annuel 2012 d'Hydro-Québec.

(iv) La mesure principale du levier financier, telle que présentée dans le rapport d'expert, 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 bénéfices 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%	Tableau préparé par la Régie de l'énergie du Québec. Sources : Pièce B-0026											

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 :

12.1 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.

Réponse :

With all due respect, the Régie's analysis includes holding company balance sheet information, which in many cases is not representative of the regulated operating company. For example, Florida Power and Light's equity ratio is 60.1%, and the holding company, NextEra Energy, is 40.9%. The Régie has computed financial statistics in the preamble that are not representative of the regulated entities. Concentric has been careful in its analysis to make such comparisons at the operating company level wherever such data is available. We therefore cannot interpret the data in a meaningful way as presented.

12.2 En acceptant le fait que les règles comptables sont très semblables entre le Canada et les États-Unis, se pourrait-il que le contexte économique, fiscal, règlementaire et environnemental spécifique à chaque pays puisse influencer les modes de financement et d'opération des entreprises de service public, de sorte que les bilans des entreprises canadiennes et américaines dans ce secteur ne soient pas parfaitement comparables, nécessitant une analyse attentive? Veuillez élaborer.

Réponse :

Concentric would accept that accounting rules are very similar in Canada and the U.S. In fact, many Canadian utilities have migrated to U.S. GAAP. As indicated above, we do not accept the lack of balance sheet comparability based on the data presented for the reasons explained. However, in our evidence we compared the economic environment of Canada and the U.S. and the regulatory environment for the operating companies in our Canadian and U.S. proxy groups, and concluded they were sufficiently comparable for purposes of determining the required return on equity for HQT and HQD. We also compared financial metrics commonly employed by equity and debt investors. We agree these require careful analysis.

12.3 Considérant les observations qui précèdent, ainsi que le fait que le bilan constitue un des états financiers importants afin de déterminer le risque et la valeur d'une entreprise, est-ce que seule la répartition en pourcentage des capitaux propres à

l'intérieur de la capitalisation totale a de l'importance pour un investisseur, ou est-ce que le montant de capitaux propres par rapport à l'ensemble des actifs, a également de l'importance?

Réponse :

Regulators may wish to examine the complete balance sheet, but it is the equity ratio in relation to total capital that is typically the focus when determining the cost of capital for a regulated utility. There are many balance sheet items not included in total capitalization, for example: accounts payable, other current liabilities, deferred taxes, pension liabilities, regulatory liabilities, and other liabilities. There are many balance sheet asset items not included in net utility plant, for example: receivables, fuel, materials and supplies, regulatory assets, goodwill, and other short and long term assets. The reason regulators typically focus on the relationship between equity and total capitalization is the alignment between the rate base, which earns the allowed return, and the equity and debt that fund these assets.

12.4 Selon vous, est-il important pour un investisseur qui considère acheter des actions d'une entreprise de service public, d'examiner toutes les lignes du bilan ainsi que les nombreuses notes aux états financiers, en étant particulièrement attentif à l'ensemble du passif et engagements, dans son évaluation du risque et de la valeur d'une entreprise, ou limiterait-il son analyse aux deux seules lignes : dette à long terme et total des capitaux propres?

Réponse :

Investors generally consider as much information as is reasonably available, including financial statements, annual reports, management discussion and analysis, equity analyst reports, credit rating agency reports, general financial market commentary, estimated growth rates, current and projected economic conditions, current and projected interest rates, monetary policy, and company-specific risks.

12.5 Moody's affirme que pour mesurer le risque financier, un ratio plus global tel que le ratio de la dette sur la valeur des actifs règlementés constitue un meilleur ratio que celui de la dette sur la capitalisation totale, lorsque la valeur des actifs règlementés est disponible. Est-ce que la proportion des capitaux propres par rapport à l'actif total, ou encore la proportion des capitaux propres par rapport aux immobilisations corporelles nettes peuvent donner un éclairage différent et utile à la détermination du risque financier du point de vue d'un investisseur? Veuillez développer.

Réponse :

The passage in the question quoting Moody's report omits the first sentence, which states: "While debt/capitalization is used predominantly in the Americas, other regions may use a variation of this ratio, namely, debt/regulated asset value or RAV ratio." Concentric agrees in theory that the proportion of equity compared to total regulated assets, or the proportion of equity compared to net utility plant, could provide a useful

perspective on financial risk from an investor's point of view. However, since, as the Moody's quote suggests, RAV either does not exist in North America and most Asian countries, or the method of calculation is subject to arbitrary or unpredictable revisions, Concentric believes it is more practical for investors to rely on the ratio of debt/capitalization.

- 12.6 Veuillez compléter votre réponse à la question 2.1 de la Demande de complément de preuve en fournissant, tel que demandé, le détail du calcul des ratios financiers du Distributeur et du Transporteur que vous présentez à la pièce JMC-5.

Réponse :

Please see Request 12.6, Attachment 1. Concentric apologizes for not providing the credit metric calculations for HQD and HQT in our response to the Régie's Request 2.1 in August 2013.

- 12.7 Étant donné qu'Hydro-Québec ne paie pas d'impôt sur ses profits, et n'a donc pas à être compensée dans ses tarifs pour cette dépense, son bénéfice avant intérêt et impôt (EBIT) et son bénéfice avant intérêt, impôt, amortissement et dépréciation (EBITDA) ne sont pas comparables aux autres entreprises imposables. Y aurait-t'il lieu d'ajuster les ratios couverture d'intérêts par les bénéfices avant intérêt et impôt pour HQD et HQT dans la pièce JMC-5, Annexe 1, ainsi que le ratio de la dette sur les bénéfices avant intérêt, impôt, amortissement et dépréciation ? Veuillez calculer et expliquer les ajustements que vous proposez afin de comparer les entreprises sur une même base.

Réponse :

Concentric compares the credit metrics of the proxy group companies to those of the Company because the credit rating agencies compare the Company's debt coverage ratios to those of the proxy group companies on the same basis. Concentric acknowledges that taxable companies have a cash flow advantage over non-taxable companies from a standpoint of EBIT and EBITDA ratios. Nonetheless, credit rating agencies make peer to peer comparisons without apparent adjustment for the difference in tax-related cash flow. For illustrative purposes, we have recomputed HQD and HQT's EBIT and EBITDA ratios using the average tax rate for the U.S. proxy group. See Request 12.7, Attachment 1.

13. **Références :** Deloitte Touche Tohmatsu Limited, « *Investments by Regulated Public Utilities* », Présentation de Sean Bird et Mike Reno, 20 septembre 2011, diapositive 13.

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 ».*

Demandes :

- 13.1 Veuillez déposer la présentation de Sean Bird et Mike Reno, de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, « *Investments by Regulated Public Utilities* », dont il est question à la référence (i).

Réponse :

Please see Request 13.1, Attachment 1.

- 13.2 Êtes-vous d'accord avec la firme Deloitte Touche à l'effet que les impôts différés, pour une large part, constituent une source de fonds, ne portant pas intérêt, permettant de financer une partie des investissements d'une entreprise? Sinon, expliquez pourquoi et justifiez ?

Réponse :

Yes. Deferred income taxes are generally the result of timing differences between depreciation for regulatory purposes and depreciation for tax purposes. In the U.S., accumulated deferred income taxes are commonly deducted from rate base in the majority of jurisdictions served by the operating companies in the U.S. electric proxy group. The authorized ROE is multiplied by the common equity dollars used to finance rate base in order to calculate the operating income that is earned on common equity. The operating income is the same regardless of the method used for treating deferred income taxes.

- 13.3 Êtes-vous d'accord avec la firme Deloitte Touche à l'effet qu'il y a, en réglementation, 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 que ces deux méthodes sont équivalentes? Sinon, expliquez pourquoi et justifiez.

Réponse :

Concentric agrees that there are two methods of handling deferred income taxes, and that both methods produce equivalent results in terms of operating income for the utility. In our experience, the method of deducting accumulated deferred income taxes from rate base is more common in U.S. jurisdictions.

- 14. 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

<u>Company As Filed</u>	(\$) 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%		7.65%					
Equity Ratio	46.26%								

<u>Commission Adjusted</u>	(\$) 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%	(1,082,755)	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%	(29,574)	17,925,426	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%					46.26%			

<u>Interest Synchronization</u>	(\$) Adjustment Amount	(\$) Cost Rate	(\$) Effect on Interest Exp.	(\$) Effect on Tax Rate	(\$) Effect on Income Tax
Dollar Amount Change					
Long-term Debt	(1,084,558)	5.26%	(57,048)	38.575%	22,006
Short-term Debt	(29,574)	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
					<u>22,832</u>
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%	(23,161)	38.575%	8,942
					<u>705,574</u>
TOTAL					728,405

[Nous soulignons]

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 %. La Commission spécifie, par ailleurs, qu'un solde d'impôt différé (*Accumulated Deferred Income Taxes*) de 257 M\$ constitue une source de financement à coût zéro qui doit être incluse dans la structure de capital aux fins de l'établissement du taux de rendement sur la base de tarification. Ceci réduit conséquemment le taux de rendement applicable, au bénéfice de la clientèle.

Ainsi, même si les capitaux propres représentent 46,26 % de la capitalisation, 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 :

14.1 Est-ce que la comparaison des TRCP autorisés par les régulateurs canadiens et américains ainsi que des ratios de capitaux propres assumés en proportion de la capitalisation de chaque entreprise, telle que présentée à la pièce JMC-3, annexe 1, peut être valable si les méthodes de calcul et d'application des taux de rendement diffèrent d'un pays à l'autre ?

Réponse :

Yes. Please see the response to Régie Request 16.2 for further elaboration.

14.2 Veuillez fournir la proportion des impôts différés accumulés par rapport à la base de tarification pour chacune des compagnies opérantes constituant votre échantillon de comparables canadiens.

Réponse :

The table R-14.2 below provides the accumulated deferred income tax liabilities reported by the Canadian proxy group operating companies and the ratio of deferred income taxes to net property, plant, and equipment ("Net PP&E") as a proxy for rate base.

Table R-14.2
Accumulated deferred income tax liabilities for the Canadian proxy group

Parent Company	Operating Company	Accumulated Deferred Income Taxes (ADIT)		Ratio of ADIT to Net PP&E	
		(million C\$)	Net PP&E as of 12/31/12		
Canadian Utilities	ATCO Electric	\$301	\$3,218	9%	[1]
Emera Corp.	Nova Scotia Power Inc.	\$369	\$3,157	12%	[2]
Enbridge, Inc.	Enbridge Gas Distribution, Inc.	\$362	\$5,532	7%	[3]
Fortis, Inc.	Fortis Alberta	\$69	\$2,421	3%	[4]
	Fortis BC Power	\$110	\$1,323	8%	[5]
	Newfoundland Power	\$112	\$873	13%	[6]
TransCanada	TransCanada Pipeline	\$3,953	\$33,713	12%	[7]
Valener, Inc.	Gaz Metro	\$293	\$3,249	9%	[8]

Notes & Sources:

[1] ATCO Electric Rule 005 Report, Schedules 11, 2.1-T, and 2.1-T. Values unavailable for Distribution and Transmission separately.
[2] Nova Scotia Power Inc., Financial Statements, December 31, 2012 and 2011, at 38 and 51.
[3] Enbridge Gas Distribution Inc., Interim Consolidated Financial Statements, June 30, 2013, at 5.
[4] FortisAlberta, Interim Financial Statements for the Period ended June 30, 2013, at 1.
[5] FortisBC Inc., Interim Consolidated Financial Statements, June 30, 2013, at 2.
[6] Newfoundland Power, Second Quarter 2013 Interim Management Discussion and Analysis, at 15.
[7] TransCanada Pipelines Limited, Second Quarter Report 2013, at 43.
[8] Gaz Metro LP, Consolidated Financial Report for the Period Ended June 30, 2013, at 64. Year-end balance for fiscal year ending September 30, 2012.

14.3 Si la FPSC utilise cette deuxième méthode décrite par Deloitte pour le calcul du taux de rendement moyen pondéré applicable à la base de tarification de Gulf Power, est-il raisonnable d'assumer que la même approche est utilisée pour Florida Power & Light Company, un autre de ses assujettis?

Réponse :

The settlement agreement approved by the Florida Public Service Commission in December 2010 for Florida Power and Light's rate decision does not indicate whether the rate base includes or excludes deferred income taxes. Concentric notes, however, that in its rate case application FPL did not deduct deferred income taxes from rate base. It appears that FPL follows the same method as Gulf Power; that is, rate base includes deferred income taxes. Concentric notes that the authorized equity ratio for FPL in the 2010 rate case was 47.0 percent.

15. **Références :**
- (i) Pièce B-0026, p. 2842 et 2851, (10-K, Wisconsin Energy Corporation);
 - (ii) Pièce B-0026, p. 4530-4531, (Décision de la *Public Service Commission of Wisconsin*);
 - (iii) Pièce B-0026, p.4582-4583, (Décision de la *Public Service Commission of Wisconsin*);
 - (iv) Pièce B-0007, pièce JMC-3 annexe 1;

- (v) Pièce B-0026, p. 4481, (Décision de la *Michigan Public Service Commission*);
- (vi) Pièce B-0026, p. 4418-4419, (Décision de la *Michigan Public Service Commission*);
- (vii) Pièce B-0026, p. 4419, (Décision de la *Michigan Public Service Commission*);
- (viii) Pièce B-0026, p. 4417 et 4426, (Décision de la *Michigan Public Service Commission*).

Préambule :

(i) Wisconsin Electric Power Company (WEPCO) opère dans deux États américains : au Wisconsin et au Michigan. Elle est donc règlementée par deux régulateurs : La *Public Service Commission of Wisconsin* et la *Michigan Public Service Commission*.

(ii) Dans sa décision finale, datée du 21 décembre 2012, concernant Wisconsin Electric Power Company (WEPCO), la *Public Service Commission of Wisconsin* autorise :

« 82. *A reasonable estimate of the debt equivalent of WEPCO's off-balance sheet obligations to be imputed into the financial capital structure for the test year is \$358,160,000* ».

« 88. *A reasonable utility capital structure for ratemaking for WEPCO for the test year consists of 52.09 percent common equity, 0.51 percent preferred stock, 43.10 percent long-term debt, and 4.30 percent short-term debt* ».

(iii) « **Return on Equity**

The Commission previously determined, in docket 5-UR-104, that a 10.40 percent return on utility common equity for WEPCO and a 10.50 percent return on utility equity for WG is reasonable. As rate of return on common equity was not an issue addressed in this proceeding, the Commission determines that this return on equity shall remain in place until addressed in a subsequent rate case proceeding. Using a 10.40 percent return on equity,

WEPCO's average utility capitalization ratios, annual cost rates, and the composite cost of capital rate considered reasonable and just for setting rates for the test year are as follows:

Docket 5-UR-106

	<u>Amount (000's)</u>	<u>Percent</u>	<u>Annual Cost Rate</u>	<u>Weighted Cost</u>
Utility Common Equity	\$3,101,124	52.09%	10.40%	5.42%
Preferred Stock	30,450	0.51%	3.95%	0.02%
Long-Term Debt	2,565,769	43.10%	5.21%	2.25%
Short-Term Debt	<u>255,633</u>	<u>4.30%</u>	0.53%	<u>0.02%</u>
Total Utility Capital	<u>\$5,952,976</u>	<u>100.00%</u>		<u>7.71%</u>

The weighted cost of capital of 7.71 percent is reasonable for WEPCO for the test year. »

(iv) Ceci correspond aux données fournies par Concentric à la pièce JMC-3 annexe 1.

Or, on note à la pièce B-0026, pages 4586 et 4576, que ce TRCP et cette proportion en capitaux propres de 52,09 % ne s'applique qu'à une base de tarification réduite de 24,3 %, soit de 1,260 M\$ d'impôts différés accumulés.

(v) Pour sa part, pour l'année 2012, la *Michigan Public Service Commission* a autorisé un TRCP de 10,10 % :

« *THEREFORE, IT IS ORDERED that:*

A. Based on this order's findings adopting a 2012 calendar year test year, a jurisdictional rate base of \$354,886,352, an authorized rate of return on common equity of 10.1 %, an authorized overall rate of return of 6.35 %, and a jurisdictional revenue deficiency of \$9,197,912, Wisconsin Electric Power Company is authorized to implement rates for service rendered on and after the day following issuance of this order, that increase its annual electric revenues by \$9,197,912 above those previously authorized by the Commission's final order in the most recent rate case ».

(vi) « *The Commission agrees with the Staff and WEPCo and finds that the adjustment to WEPCo's equity balance recommended in the PFD should be rejected. As the Commission recently discussed in its June 7, 2012 order in Case No. U-16794, page 41 :*

The term “capital structure” involves two distinct but related concepts. A utility’s permanent capital structure refers to the separation of its rate base amount into long-term debt, preferred stock, and common equity, whereas the components of a utility’s total capital structure generally include its long-term debt, short-term debt, preferred stock, common equity, deferred taxes, and job development investment tax credits (JDITC). [Nous soulignons]

The term “ratemaking capital structure,” for the majority of the utilities that this Commission regulates, is a hypothetical capital structure because these utilities are not stand alone companies ».

(vii) À propos de l’impôt différé cumulé, la Commission écrit :

« The ALJ also adopted the Staff’s recommended \$66 million adjustment to DIT [deferred income tax] in WEPCo’s total capital structure.³ According to the Staff, its adjustment relates to the deferred tax portion of Wisconsin regulatory assets ».

« ³WEPCo recommended a DIT balance of \$1.1 billion and the Staff calculated a DIT balance of \$1.166 billion. DIT is included in the company’s capital structure as a zero-cost source of capital. »

[Nous soulignons]

(viii) « A. Capital Structure

The ALJ observed that WEPCo projected a permanent capital structure consisting of 44.16 %

debt and 55.84 % equity, and the Staff agreed with the company’s projection. »

Nous observons à la pièce B-0026, page 4417, que même si le pourcentage de capitaux propres représente un peu plus de 55,8 % de la capitalisation, le TRCP ne s’applique que sur 43,7 % de la base de tarification lorsque l’on tient compte, comme la Commission le fait, des impôts différés calculés à coût zéro et représentant 16,4 % de la base. Ceci résulte en un coût moyen pondéré du capital de 6,35 % comme on peut le voir ci-dessous :

D. Overall Rate of Return

Based on the Commission's findings, WEPCo's overall cost of capital is set at 6.35%.

calculated as follows:

<u>Description</u>	<u>Amount</u>	<u>Ratio</u>	<u>Cost Rate</u>	<u>Weighted Cost⁴</u>
Long-Term Debt	\$2,469,615,385	34.74%	5.31%	1.85%
Short-Term Debt	\$323,302,703	4.55%	1.46%	0.07%
Preferred Stock	\$30,449,800	0.43%	4.01%	0.02%
Common Equity	\$3,093,168,536	43.51%	10.10%	4.40%
Deferred FIT	\$1,166,152,184	16.41%	0.00%	0.00%
<u>JDITC</u>	<u>\$25,613,803</u>			
Long-Term Debt	\$10,691,431	0.15%	5.31%	0.01%
Short-Term Debt	\$1,399,638	0.02%	1.46%	0.00%
Preferred Stock	\$131,823	0.00%	4.01%	0.00%
<u>Common Equity</u>	<u>\$13,390,910</u>	<u>0.19%</u>	<u>10.10%</u>	<u>0.02%</u>
TOTAL	\$7,108,302,411	100.00%		6.35%

Demandes :

15.1 Est-ce que d'autres régulateurs américains, à l'instar de la Public Service Commission of Wisconsin, incluent, à la dette à long terme, des obligations hors-bilan aux fins du calcul de la structure de capital à partir de laquelle le taux de rendement moyen pondéré est calculé?

Réponse :

Concentric is not aware that other U.S. regulators include off-balance sheet obligations (also known as imputed debt) in long-term debt for purposes of calculating the capital structure from which the weighted average rate of return is computed.

15.2 Si le TRCP autorisé ne s'applique pas au pourcentage de capitaux propres dans la capitalisation des entreprises américaines, de plus de 55,8 % dans le cas présent, mais plutôt au pourcentage de capitaux propres de la structure de capital incluant les impôts différés, de 43,7 % dans ce cas-ci, ne peut-on conclure que les ratios de capitaux propres assumés par les régulateurs américains ne sont pas comparables aux ratios canadiens ?

Réponse :

No, it is not reasonable to conclude that the equity ratios assumed by the U.S. regulators are not comparable to Canadian ratios. Please see the response to Request 16.2.

- 16. 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:

Allowed Weighted Cost of Capital

<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>	9.40%	<u>4.62%</u>
Total	100.00%		7.68%

(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 3 330 230\$, on soustrait les impôts différés accumulés de 711 010 \$ (455 419\$ + 255 591\$), représentant 21 % de la base de tarification, pour obtenir une base nette des impôts différés accumulés de 2 619 220 \$ (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 affiché 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
MBS UNAMORTIZED DEFERRAL, NET OF TA	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 CONSTRUCTE	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 10	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 présentée par 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 apparaît 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.

Demandes :

16.1 Êtes-vous en accord avec l'énoncé précédent quant au choix de la méthode? Sinon, veuillez motiver votre réponse.

Réponse :

Concentric agrees that the method selected for treating deferred income taxes does not affect the utility's operating income, as shown in the above example.

16.2 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 t-il pas à la deuxième méthode qui est appliquée à la base de tarification avant déduction des impôts différés?

Réponse :

In the case of HQD and HQT, the choice of method for treating deferred income taxes is immaterial because there are no deferred income taxes.

For the operating companies in the U.S. electric proxy group for which information is available in the last rate case decision, six of the eight operating companies deduct deferred income taxes from rate base while the other two include it in rate base at zero cost. As Request 16.1 suggests, the operating income available to investors is the same regardless of the method for treating deferred income taxes. Further, utilities are allowed to recover their cost of debt. The dollar amount of equity and the dollar amount of long-term debt is the same between the two methods, so the operating income derived from both debt and equity is the same regardless of how deferred income taxes are treated.

From the perspective of equity investors, the most important considerations are the stability and predictability of operating income and the value of physical assets owned by the utility. Although regulators may exclude deferred income taxes from rate base or include them at zero cost because no capital has been employed or invested by the company, deferred income taxes are an intangible asset, which has value to investors and creditors because it produces cash flows in some future period. For all of these reasons, Concentric stands by our evidence that it is appropriate to compare the authorized equity ratio and the allowed ROE for the operating companies in the U.S. electric proxy group to the deemed equity ratio and allowed ROE of HQD and HQT. On that basis, HQD and HQT have substantially more financial risk than the U.S. electric proxy group and lower allowed returns on equity.

17. **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*);
 - (iv) Pièce B-0026,page 3329, (Décision de la *State of New York Public Service Commission*).

Préambule :

(i) Sur la quinzaine de décisions des régulateurs, fournies à la demande de la Régie, concernant les entreprises américaines suggérées, seulement cinq d'entres-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 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 à la question précédente. Pour les quatre 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 ci-dessous :

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 propre 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 %. 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 opèrent dans la région de New York. O&R a environ 300 000 clients, soit un peu plus que Western Massachusetts Electric, Mississippi Power et NSP-Wisconsin que vous avez inclus parmi les entreprises comparables américaines. Par contre, O&R n'a pas été inclus 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 par la même Commission pour O&R est plus récente, datant de 2012. Pour les années se terminant le 30 juin 2013, 2014 et 2015, la Commission a autorisé un TRCP de 9,4 %, 9,5 % et 9,6 % respectivement pour chaque année, 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.

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)				
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)				
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)				
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 :

17.1 Veuillez dire si vous êtes d'accord avec l'analyse relative aux ratios des capitaux propres présentée ci-dessus. Sinon, veuillez élaborer.

Réponse :

Concentric agrees that the figures provided in the preamble are correct. We do not, however, agree with the analysis which purports to adjust the equity ratio for differences in the treatment of deferred income taxes for the reasons stated in our response to Regie Request 16.2.

17.2 Veuillez, pour fin de comparaison, présenter le même type d'analyse et de données pour l'échantillon d'entreprises canadiennes que vous suggérez.

Réponse :

Please see our response to Request 14.2, which provides the amount of deferred income taxes and the net utility plant at December 31, 2012, for the operating companies in our Canadian proxy group. Concentric did not perform the requested analysis as part of our evidence.

17.3 Peut-on considérer que la Commission New Yorkaise utilise la même approche pour CECONY que pour O&R en matière d'impôt différé ? Peut-on raisonnablement considérer que le 10,15 % de TRCP de CECONY ne s'applique pas sur un ratio de capitaux propres de 48 % de capitaux propres de la base de tarification, tel que présenté à la pièce JMC-3, mais à un pourcentage de capitaux propres bien moindre, possiblement de 38 % ou moins ?

Réponse :

In the settlement agreement approved by the New York Public Service Commission in Case No. 09-E-0428, accumulated deferred income taxes were deducted from rate base. Total rate base in Rate Year 1 was \$14,887,005,000, and accumulated deferred income taxes were \$2,605,042,000, or approximately 17.5 % of total rate base. Since HQD and HQT do not have deferred income taxes, the amount is neither included in nor deducted from rate base. This method is consistent with the way in which deferred taxes are treated for Consolidated Edison of New York, which also excludes deferred income taxes from rate base. Therefore, the 10.15% ROE does apply to an equity ratio of 48 % of rate base for Consolidated Edison of New York.

18. Références : (i) Pièce B-0007, Pièce JMC-3, Annexe 1;
(ii) Pièce B-0026, page 1815 (10-K, Southern Company);
(iii) Pièce B-0026, page 4257, (Décision de la *Florida Public Service Commission*).

Préambule :

(i) Nous observons, à la pièce JMC-3 annexe 1, que le taux de rendement sur les capitaux propres d'Alabama Power serait de 13,75 %.

(ii) Dans le rapport 10-K de Southern Company, nous constatons que ce taux de 13,75 % constitue le point milieu d'une fourchette de TRCP autorisé, laquelle fourchette s'étend de 13,0 % à 14,5 %.

(iii) « *Three witnesses testified in this proceeding regarding the appropriate ROE for Gulf.*

These witnesses also provided an appropriate ROE in this case. Gulf witness Vander Weide recommended an ROE of 11.7 percent. OPC witness Woolridge recommended an ROE of 9.25 percent. FEA witness Gorman recommended an ROE of 9.75 percent. Gulfs current authorized ROE is 11.75 percent and was set in 2002 ».

 [Nous soulignons]

Demandes :

18.1 À quand remonte la dernière audience publique formelle, visant à revoir le taux de rendement sur les capitaux propres d'Alabama Power, à laquelle les divers intervenants concernés ont participé?

Réponse :

On February 13, 2013, the Alabama Public Service Commission (“PSC”) voted to hold a series of public meetings concerning Alabama Power’s rate stabilization plan (“Rate RSE”); public meetings were held in May, June, and July 2013. The public meetings covered topics that included “the Company’s capital structure, risk profile, competitive posture, and rate of return.”³ The public meetings included presentations from cost of capital experts representing the company and stakeholders.⁴

18.2 Veuillez décrire le processus de révision des tarifs et des taux de rendement appliqués ces dernières années pour Alabama Power, l'échéancier, la durée et le type de ces procédures, ainsi que les groupes d'intervenants qui ont formellement participé au processus.

³ Alabama Public Service Commission, Report and Order in Dockets 18117 and 18416, August 21, 2013, at 6.

⁴ See, e.g., AARP Position Statements in Docket Nos. 18117 and 18416, July 10, 2013, including a “Position Statement on Return on Equity.”

Réponse :

Regulatory Research Associates/SNL Energy summarized the rate setting process for Alabama power as follows:

The PSC first established a Rate Stabilization and Equalization (RSE) framework for Alabama Power in 1982, and the most recent revisions became effective in 2007. RSE adjustments are based on forward-looking data for the upcoming calendar year. Any annual rate increase is limited to 5%, and rate increases for any two-year period, when averaged, cannot exceed 4% per year. If Alabama Power's projected ROE is outside the authorized ROE range of 13% to 14.5%, rates are to be adjusted, subject to the above limits on rate increases, to establish a 13.75% ROE. If the actual earned ROE is above 14.5%, Alabama Power is to refund the incremental revenues to customers unless the PSC directs otherwise. However, there is no provision for recovering prior-year shortfalls if the earned ROE was below 13%. For the purposes of Rate RSE calculations: (1) an increase in the common equity component of capital in excess of 2.5% in any 12-month period will not be recognized; and, (2) an increase in the common equity ratio attributable to infusions of equity investment capital (and not attributable to net increases in retained earnings or retirement of outstanding debt) that causes the equity component of capital to exceed 45% will not be recognized.⁵

An Edison Electric Institute case study of Alabama's RSE mechanism provides the following details on how rates are reviewed and revised for Alabama Power:

No later than December 1 of each year, the company provides to the commission a calculation of the projected ROE on the retail portion of its business for the upcoming twelve-month period. Expected ROE is computed on the basis of cost estimates and budgets—which are subject to ongoing review by commission staff—that the company prepares in the ordinary course of its business and in a manner consistent with the Uniform System of Accounts. If the projected ROE is less than or greater than the equity return range provided for under the rate, a corresponding increase or decrease is made in the RSE Factor to bring the ROE back to the midpoint of the approved return range. Any change in the RSE Factor is applied to billings beginning in January, with corresponding adjustments to the kilowatt-hour charges under the respective rate schedules subject to the RSE Factor. In situations where the rate calculates an increase or decrease to the factor, the company provides a written analysis to the commission that summarizes the principal reasons, events or circumstances

⁵ Regulatory Research Associates/SNL Energy, Alabama Public Service Commission Profile, last updated October 24, 2012.

contributing to the increase or decrease. In accordance with the special rules governing the operation of Rate RSE, the company, the commission, the commission staff and other interested parties meet during the month of December to discuss the RSE calculations that have been submitted and the adjustment, if any, in the RSE Factor.

As a further protection for customers, APCO is required to submit to the commission on or before the following March 1, a calculation of its actual retail ROE for the prior calendar year. If the company's actual return proved to be above the range, the company must calculate the amount of revenue that caused the jurisdictional return to exceed the range and, except as otherwise directed by the commission, refund that amount to retail customers. If, however, the actual jurisdictional return for the prior year proves to be below the range, the rate provides no corresponding mechanism whereby the company may recoup an earnings shortfall.

The information supplied by the company and the scheduled annual meeting are not the only opportunities for the commission and its staff to review the operating conditions of the company and the status of its expenses and revenues. Indeed, the commission, typically acting through its staff, monitors and examines APCO's operations on a continuous basis. Throughout the year, and employing an agreed-upon timeline, staff looks at the various categories of expenses, such as operation and maintenance (O&M), fuel, administrative and general (A&G) and taxes, and compares them against the costs of comparable utility companies to ensure they are reasonable. Budgets likewise are evaluated by staff in order to confirm the reasonableness of anticipated expenditures.⁶

18.3 Depuis quelle année le TRCP autorisé d'Alabama Power se situe-t-il entre 13,0 % et 14,5 %?

Réponse :

In 1990, the Alabama Public Service Commission set a bandwidth of 13.0 to 14.5 percent for the rate of return on projected average common equity ("RRCE") under Alabama Power's Rate Stabilization and Equalization ("RSE") mechanism.⁷

18.4 Comme aux États-Unis les révisions des TRCP sont beaucoup moins fréquentes qu'au Canada, celui de Gulf Power n'avait pas été modifié depuis 10 ans, soit en 2002, peut-on considérer qu'une part significative de l'écart entre les TRCP autorisés au Canada par rapport à ceux présentés comme TRCP autorisés aux États-Unis peut être due au fait que plusieurs TRCP américains datent de plusieurs années ?

⁶ Edison Electric Institute, "Case Study of Alabama Rate Stabilization and Equalization Mechanism," June 2011, at 3.

⁷ Alabama Public Service Commission, Order in Docket Nos. 18117 and 18416, March 5, 1990.

Réponse :

The vast majority of ROE decisions for U.S. operating companies in Exhibit JMC-3, Schedule 1, have been issued in the last three years. Concentric has updated this schedule to reflect the most recent ROE awards since the time our evidence was filed in April 2013. Based on that updated information, the average ROE award for the operating companies in the U.S. proxy group is 10.37 percent. As noted in our response to Request 18.1, the allowed ROE for Alabama Power is currently under review. If we calculate the median for the U.S. operating companies in order to eliminate that outlier, the result is 10.15 percent, which is still approximately 100 basis points higher than the operating companies in the Canadian proxy group, and almost 400 basis points higher than the current allowed ROE for HQD and HQT.

18.4.1. La baisse de 150 points de base du TRCP autorisé par la FPSC, entre 2002 et 2012, paraît-elle représentative de la réduction moyenne des TRCP autorisés aux États-Unis au cours de cette période ? Sinon, quelle est l'ampleur de la baisse moyenne ? Veuillez fournir la source et le détail des données qui appuient votre estimation.

Réponse :

According to Regulatory Research Associates, the average authorized ROE for U.S. electric utilities was 11.21 percent in 2002 and 10.17 percent in 2012. This represents an average decline of 104 basis points in the authorized ROE for electric utilities over that period.

MODÈLES D'ÉVALUATION DU COÛT DES CAPITAUX PROPRES

- 19. Références :**
- (i) Pièce B-0007, pages 92-93;
 - (ii) Pièce B-0007, pages 94-95;
 - (iii) Pièce B-0026, pages 789-798,(Article: *Conflicts of Interest & analyst behavior*);
 - (iv) Article de McKinsey & Company, tiré de McKinsey on Finance Number 35, Spring 2010, pages 14 et suivantes, « *Equity analysts: Still too bullish* ».

Préambule :

(i) « **Q. What is “optimism bias” in the earnings growth rate forecasts of security analysts, and how would it affect an estimate of the ROE?**

Optimism bias is related to the alleged tendency for analysts to forecast earnings growth rates that are higher than are actually achieved. If optimism bias were present in analysts’ earnings forecasts, it could create an upward bias in the estimated cost of capital that results from the DCF approach. [Nous soulignons]

Q. Is it reasonable to believe that analysts’ earnings growth estimates currently may be overly optimistic or may represent a conflict of interest?

A. No. Several regulatory changes have been implemented that are designed to provide fair disclosure and eliminate analysts’ bias ».

(ii) « **Q. Has any research been conducted to measure whether analyst forecast bias exists since the Global Settlement was implemented?**

A. Yes. A 2010 article in Financial Analyst Journal found that analyst forecast bias has declined significantly or disappeared entirely since the Global Settlement: Introduced in 2002, the Global Settlement and related regulations had an even bigger impact than Reg FD on analyst behavior. After the Global Settlement, the mean forecast bias declined significantly, whereas the median forecast bias essentially disappeared. Although disentangling the impact of the Global Settlement from that of related rules and regulations aimed at mitigating analysts’ conflicts of interest is impossible, forecast bias clearly declined around the time the Global Settlement was announced. These results suggest that the recent efforts of regulators have helped neutralize analysts’ conflicts of interest.¹¹² ».

(iii) « *We downloaded sell-side analyst’s earnings forecasts for fiscal year-end dates between 1996 and 2006 from the Detail file of the I/B/E/S database ».* [...]

« Table 1 reports the summary statistics for the overall sample of 434,268 observations and for each of the three subperiods. The period before Reg FD represents 53 percent of our ample observations, with the period between Reg FD and the Global Settlement and the period after the Global Settlement representing 18 percent and 29 percent of the sample observations, respectively ». [...]

« The results show a total absence of bias in the median forecast errors for 2004-2006 (-0.1 percent, 0.0 percent, and 0.0 percent, respectively) ».

Conflicts of Interest and Analyst Behavior

Table 2. Forecast Bias by Fiscal Year and Forecast Month

Month	Forecast Period End Year										
	96	97	98	99	00	01	02	03	04	05	06
-23	0.1	0.4	1.4	1.6	-0.3	1.9	2.3	1.2	-0.2	-0.3	-0.3
-22	0.3	0.5	0.9	1.3	0.5	2.2	2.7	1.3	0.0	-0.1	0.0
-21	0.3	0.5	1.1	1.6	0.5	2.1	2.6	1.3	0.0	0.0	0.2
-20	0.4	0.5	1.1	1.3	0.6	2.2	2.2	1.4	-0.1	0.0	0.0
-19	0.5	0.7	1.1	1.6	0.5	2.1	2.1	1.3	-0.1	0.0	0.1
-18	0.5	0.4	1.2	1.4	0.6	2.1	1.8	1.1	-0.2	0.0	0.1
-17	0.4	0.4	1.2	1.1	0.5	2.1	1.4	1.0	-0.2	0.0	0.1
-16	0.4	0.5	1.3	1.3	0.6	2.0	1.5	1.1	-0.1	0.0	0.2
-15	0.4	0.4	1.1	0.8	0.4	1.7	0.9	0.8	-0.3	0.0	0.2
-14	0.4	0.3	0.9	0.6	0.4	FD	0.6	0.4	-0.2	0.0	0.1
-13	0.4	0.3	1.0	0.6	0.4	1.5	0.5	0.3	-0.2	0.1	0.2
-12	0.3	0.2	0.8	0.4	0.3	1.6	0.4	GS	-0.2	-0.1	0.1
-11	0.3	0.3	0.8	0.3	0.1	1.3	0.3	0.1	-0.1	0.0	0.1
-10	0.2	0.2	0.5	0.1	0.2	1.1	0.2	0.0	-0.1	-0.1	-0.1
-9	0.2	0.2	0.6	0.1	0.1	1.1	0.2	0.0	-0.1	0.0	-0.1
-8	0.1	0.1	0.5	0.1	0.1	0.7	0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
-7	0.1	0.0	0.5	0.1	0.1	0.6	0.2	-0.1	0.0	0.0	0.0
-6	0.1	0.1	0.4	0.0	0.1	0.5	0.2	-0.1	-0.1	-0.1	0.0
-5	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.2	0.1	-0.1	0.0	-0.1	0.0
-4	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2	0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0
-3	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0
-2	0.0	0.0	0.0	0.0	FD	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0
-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	-0.1
0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	GS	-0.1	0.0	0.0	-0.1
1	0.0	0.1	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.1	0.3
Median bias	0.2	0.2	0.8	0.3	0.1	1.2	0.4	0.0	-0.1	0.0	0.0
Mean bias	1.2	1.1	1.8	2.2	1.4	3.0	2.1	1.6	0.1	0.5	0.3
Mean forecast	6.2	5.3	4.6	5.1	5.3	3.7	3.0	4.0	4.4	4.2	5.0
Mean actual earnings	5.0	4.1	2.8	2.9	3.9	0.7	0.9	2.4	4.2	3.7	4.7
Mean stock return (%)	0.2	0.2	0.0	0.2	0.0	0.0	-0.2	0.6	0.2	0.1	0.2
GDP (%)	3.7	4.5	4.2	4.5	3.7	0.8	1.6	2.5	3.9	3.2	3.3

Notes: Forecast bias is the difference between the mean of all forecasts made in a particular month for a particular company and a particular fiscal year and the realized EPS, scaled by the stock price and multiplied by 100. Forecast period end year is the fiscal year for which the forecast was made. Month is the month of the forecast relative to the fiscal year-end. FD is the month in which Reg FD became effective (October 2000). GS is the month in which the Global Settlement was announced (December 2002). Stock returns were calculated from our samples.

[Nos encadrés]

Dans son rapport d'expert, Concentric confirme que si un biais d'optimisme était présent dans les prévisions de croissance des analystes, cela pourrait créer un biais à la hausse dans l'estimation du coût en capital fournie par le modèle d'actualisation des flux financiers. Il affirme cependant qu'un tel biais n'est plus présent depuis l'adoption de nouvelles règles en vigueur depuis 2003, et ce, sur la base d'un article du Financial Analyst Journal publié en 2010.

Les conclusions de l'étude reposent sur une analyse portant sur 10 ans, de 1996 à 2006, incluant seulement trois années après l'entrée en vigueur des nouvelles règles. Les données de l'étude s'arrêtent donc en 2006, même si l'étude n'a été publiée qu'en 2010.

« Equity analysts: Still too bullish

After almost a decade of stricter regulation, analysts' earnings forecasts continue to be excessively optimistic.

Alas, a recently completed update of our work only reinforces this view—despite a series of rules and regulations, dating to the last decade, that were intended to improve the quality of the analysts' long-term earnings forecasts, restore investor confidence in them, and prevent conflicts of interest.² For executives, many of whom go to great lengths to satisfy Wall Street's expectations in their financial reporting and long-term strategic moves, this is a cautionary tale worth remembering.

Exceptions to the long pattern of excessively optimistic forecasts are rare, as a progression of consensus earnings estimates for the S&P 500 shows (Exhibit 1). Only in years such as 2003 to 2006, when strong economic growth generated actual earnings that caught up with earlier predictions, do forecasts actually hit the mark. [...]

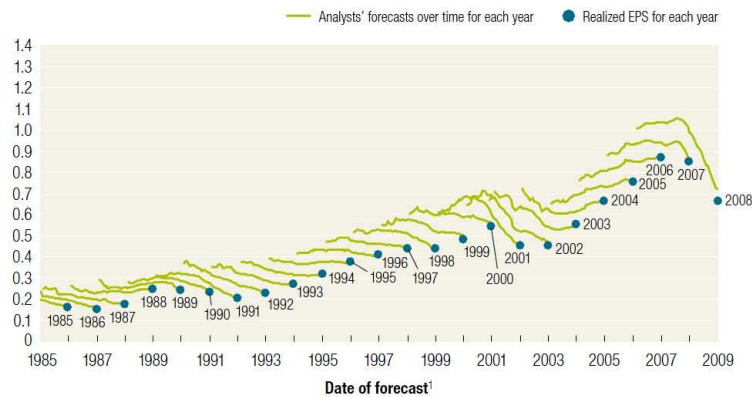
Moreover, analysts have been persistently overoptimistic for the past 25 years, with estimates ranging from 10 to 12 percent a year,⁴ compared with actual earnings growth of 6 percent.⁵ ».

[Nous soulignons]

Exhibit 1
Off the mark

With few exceptions, aggregate earnings forecasts exceed realized earnings per share.

Earnings per share (EPS) for S&P 500 companies, \$



¹Monthly forecasts.

Source: Thomson Reuters I/B/E/S Global Aggregates; McKinsey analysis

Cette autre étude publique, produite par la firme McKinsey & Company en 2010 également et disponible sur le site de l'entreprise, couvre une période beaucoup plus longue, mais également plus récente en incluant les années 2007 et 2008. Ses résultats contredisent les conclusions de l'étude présentée dans le rapport d'expert.

Demandes :

19.1 Veuillez déposer l'étude de McKinsey & Company intitulé « *Equity analysts: Still too bullish* ».

Réponse :

Please see Request 19.1, Attachment 1.

19.2 Veuillez commenter et expliquer les interprétations différentes sur ce qui s'est produit durant la période 2004-2006 ainsi que les conclusions contradictoires des deux études.

Réponse :

Concentric agrees that the McKinsey & Company conclusions appear to contradict the findings of the study presented in Concentric's evidence. It should be noted that Concentric did not recreate either of these studies and does not purport to explain the difference in interpretation of the 2004 – 2006 time period. However, there are several observations that might help the Régie reconcile the conclusions of the two studies. First, the two studies appear to be conducted on different groups of companies, using different methodologies. Further, Concentric's review of the chart included in the preamble to these questions as produced by McKinsey indicates that but for 2007 and 2008, analyst forecasts were consistently below the

end of year earnings level achieved by the companies in the McKinsey study. The difference between the beginning forecast and end realized EPS in 2008 is, of course, readily understandable; 2008 was an anomalous year with a significant and unpredictable financial market crisis at the end of year. Moreover, the conclusion that analysts continue to severely overestimate earnings post 2003 is not readily evident from the limited data presented in the chart contained in the preamble. Finally, the significant overestimation of EPS in 2008 would appear to bias the average under/overestimation for any multi-year period which includes 2008.

- 19.3 Croyez-vous qu'une certaine prudence soit de mise dans l'utilisation du modèle d'actualisation des flux financiers, et si oui, comment pourrait-elle être appliquée de façon concrète?

Réponse :

Concentric would agree that any financial model, include the DCF, should be utilized with care. In particular, care should be used regarding its inputs, choice of proxy companies, and overall reasonableness of the results compared to other models.

As noted in Concentric's evidence at page 65:

Analysts and academics understand that ROE models are tools to be used in the ROE estimation process, and that strict adherence to any single approach, or the specific results of any single approach, can lead to flawed conclusions. Concentric therefore employs multiple approaches to estimate the cost of equity. That position is consistent with the Hope finding that it is the analytical result, as opposed to the methodology, that is controlling in arriving at ROE determinations.

- 19.4 Compte tenu de ces deux études et de la difficulté pour les analystes à établir des prévisions à plus long terme, jugez-vous que le modèle d'actualisation des flux monétaires à taux constant, c'est-à-dire en utilisant un taux de croissance unique et à perpétuité, bien que conceptuellement valable, puisse comporter des difficultés d'application particulière et plus importante que le modèle d'actualisation des flux monétaires multistages? Si oui, précisez.

Réponse :

Yes. As noted on page 105 of our testimony, the multi-stage DCF model affords the opportunity to temper the assumption of constant growth in perpetuity. We therefore find it useful to present multi-stage DCF results to compare those from the single stage DCF model. Our recommended ROE of 9.20 percent is slightly below the multi-stage DCF results for both the Canadian and U.S. proxy groups.

19.5 Pouvez-vous présenter des recherches ou articles démontrant que dans le secteur des services publics, le biais d'optimisme dans les prévisions d'analystes est négligeable ou non existant? Veuillez déposer et commenter lesdites études.

Réponse :

The level of “optimism bias” in the utilities sector is not a material consideration to the estimation of investors’ required return on equity if investors incorporate analyst earnings growth estimates into their stock price valuations. As discussed at page 92 of Concentric’s evidence:

More recently (2004), the Carleton and Vander Weide study was updated to determine whether the finding that analysts’ earnings growth forecasts are relevant in the stock valuation process still holds. The results of that updated study continued to demonstrate the importance of analysts’ earnings forecasts, including the application of those forecasts to utility companies. Similarly, Brigham, Shome and Vinson noted that “evidence in the current literature indicates that (1) analysts’ forecasts are superior to forecasts based solely on time series data; and (2) investors do rely on analysts’ forecasts.” [citations omitted]

Please see Request 19.5, Attachment 1 and Attachment 2, and Attachment 3.

- 20. Références :**
- (i) Pièce B-0007, page 107, Tableau 10;
 - (ii) Pièce B-0007, pièce JMC-9, annexes 1 à 6;
 - (iii) Pièce B-0007, page 106, Tableau 9.

Préambule :

Le Tableau 10 du rapport d’expert présente les résultats des différents modèles d’actualisation des flux monétaires (MAFM) qui sont proposés. Pour l’échantillon de titres comparables canadiens, le MAFM à taux constant, incluant une allocation pour frais d’émission de 30 points de base, suggère un rendement sur les capitaux propres entre 11,96 % et 12,12 %.

Ces rendements suggérés seraient calculés en utilisant les hypothèses présentées aux pièces JMC-9 annexes 4 à 6, et en utilisant un taux de croissance moyen des bénéficiaires, pour l’échantillon canadien d’entreprises de service public, de 7,71 % à perpétuité, comme on peut le constater à la colonne 9.

Nous constatons que ce taux de croissance de 7,71 % est 90 % plus élevé que le taux de croissance à long terme du PIB nominal pour le Canada, estimé à 4,04 %, comme on peut le voir au tableau 9 de la page 107. Cela impliquerait donc que ces entreprises représenteront une part sans cesse croissante de l'économie canadienne, selon les hypothèses présentées.

Pour l'échantillon de titres comparables américains, 4 des 6 entreprises suggérées ont des taux de croissance de dividende à perpétuité plus élevés que le taux de croissance à long terme du GDP présenté à la page 106, Tableau 9.

Demandes :

- 20.1 Jugez-vous que, dans le contexte canadien et pour des entreprises de service public, l'utilisation de taux de croissance de bénéfices à perpétuité substantiellement supérieurs au taux de croissance nominal du PIB du pays constitue une hypothèse forte ou une hypothèse tout à fait conforme à votre vision d'un développement rapide de cette industrie au Canada. Dans le second cas, veuillez détailler votre vision sur la croissance à long terme de cette industrie.

Réponse :

In presenting multiple DCF models, Concentric does not purport to directly model the utility industry's rapid development in Canada. Rather, the use of two alternative DCF models to estimate the Canadian proxy group's cost of equity is intended to present alternative estimation methodologies commonly relied upon by financial investors in determining the relative risk and return profile of publicly traded companies. As Concentric notes in evidence at page 64:

The ROE is estimated using one or more analytical techniques that rely on market based data to quantify investor expectations regarding required equity returns, adjusted for certain incremental costs and risks. Quantitative models produce a range of results from which the market-required ROE is selected. That selection must be based on a comprehensive review of relevant data and information, and does not necessarily lend itself to a strict mathematical solution. As a general proposition, the key consideration in determining the cost of equity is to ensure that the methodologies employed reasonably reflect investors' views of the financial markets in general, and the subject company (in the context of the proxy group) in particular.

While we have not offered an explicit vision of the utility industry's development in Canada, we would expect economic growth to be an important factor underlying utility growth. That is a primary reason behind the use of a multi-stage DCF model as an alternative to the single stage. This makes the long-term GDP growth rate a reasonable test for long-term earnings growth.

20.2 Veuillez indiquer lequel, entre le MAFM à taux constant et le MAFM multistage, est le plus représentatif de la réalité?

Réponse :

Concentric believes that both models offer a valid perspective from an investor standpoint and assist the Régie in determining the appropriate ROE. We would note that the difference in growth rate between the constant growth DCF model of 5.27 percent for the U.S proxy group is only nominally higher than the long-term U.S. GDP growth rate of 4.96 percent. Therefore, these models produce similar results. This is somewhat higher, however, than the comparable projection for Canadian GDP growth of 4.04 percent. This helps explain the greater difference between the multi-stage DCF results for Canada than those for the U.S. proxy group.

21. **Référence :** Dossier R-3854-2013, pièce B-0024, page 12.

Préambule :

(i)« Le coût de retraite estimé pour l'année de base 2013, excluant le compte d'écarts, est en hausse par rapport au coût réel de 2012. Cette hausse s'explique d'une part, par la baisse des taux d'intérêt à long terme sur les marchés financiers, plus particulièrement le taux d'actualisation passant de 5,01 % à 4,36 % et d'autre part, par la baisse du taux de rendement prévu des actifs du régime de retraite passant de 6,75 % à 4,36 % ».

Demandes :

21.1 Veuillez fournir le taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite pour chacune des trois années 2012, 2013, et l'année témoin 2014, pour l'ensemble du portefeuille de la caisse de retraite ainsi que pour chaque classe d'actifs (obligations, actions canadiennes, actions internationales, immobilier et autres).

Réponse :

Tableau R-21.1-A
Taux de rendement prévu de l'actif de la caisse de retraite d'Hydro-Québec

	Réel 2012	Année de base 2013	Année témoin 2014
Taux de rendement prévu de l'actif	6,75 %	4,36 % ⁽¹⁾	4,79 % ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Le taux correspond au taux d'actualisation, en vertu de la norme IAS 19, *Avantages du personnel*, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2013.

Tableau R-21.1-B
Taux de rendement prévu par catégorie d'actif - 2012

Catégorie d'actif	Rendement prévu (%)
Obligations	3,05
Actions canadiennes	7,10
Actions internationales	7,32
Immobilier, prêts hypothécaires et infrastructure	6,40

Pour les années 2013 et 2014, le rendement prévu de l'actif est calculé avec le taux d'actualisation de l'obligation au titre des prestations définies. Tel qu'expliqué au dossier R-3814-2012⁸, cette différence provient de modifications apportées à la norme IAS 19, qui sont entrées en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013.

En vertu de la norme comptable IAS 19, le taux d'actualisation est déterminé par référence aux taux de rendement du marché des obligations d'entreprise de haute qualité. Ainsi, le taux d'actualisation utilisé par Hydro-Québec est basé sur les obligations de sociétés canadiennes de qualité AA ou plus. Quant au taux de rendement sur les capitaux propres demandé par le Distributeur et le Transporteur, il a été déterminé en analysant les taux de rendement d'entreprises réglementées œuvrant dans des domaines d'activité comparables. Le taux de rendement demandé par le Distributeur et le Transporteur ne peut donc pas se comparer au taux de rendement prévu de l'actif de la caisse de retraite d'Hydro-Québec.

- 21.2 Veuillez chiffrer l'impact sur le coût de retraite, entre 2012 et 2014, des modifications aux hypothèses de taux de rendement prévu, et ce, pour chaque classe d'actifs.

Réponse :

HQD and HQT cannot make this calculation by asset classes for 2013 and 2014, given the fact that a single rate is now used for the estimation of the pension funds (i.e., corporate AA bonds) following a change in accounting rules, as explained in the response to Request 21.1.

- 21.3 Veuillez préciser comment se compare le taux de rendement prévu pour les actions canadiennes, selon les hypothèses actuarielles que vous utilisez en 2014, avec le taux de rendement sur les capitaux propres demandé par le Distributeur et le Transporteur.

⁸ HQD-3, document 2 (R-3814-2012).

Réponse :

As explained in response to Request 21.1, this comparison cannot be made for 2014 because a single rate (i.e., corporate AA bonds) is now used for the estimation of pension funds. It is not appropriate to compare that rate to the requested ROE for HQD and HQT.

- 21.4 Veuillez expliquer comment il est possible de réconcilier l'utilisation du TRCP demandé par le Distributeur et le Transporteur, des entreprises de service public réputées comme étant à faible risque (faible β), pour rémunérer les capitaux propres de HQT, et en même temps, utiliser le taux de rendement beaucoup plus faible prévu pour le marché boursier canadien dans son ensemble, selon les hypothèses actuarielles utilisées par Hydro-Québec, pour le calcul des charges de retraite.

Réponse :

At the most fundamental level, comparing the recommended ROE and the Company's actuarial market return assumptions fails to consider the crucial distinction between a portfolio of pension fund assets (which may include a mixture of equity and debt instruments of varying time horizons) and the equity return for a regulated utility. More importantly, the Hydro-Quebec pension fund return expectation is now based on a corporate bond yield, even further removed from an equity return.

In addition, there is the distinction between expected and required returns. That is, the expectation that an asset will return a given amount is fundamentally different than the return required by investors to take on the risks associated with the investment. Expected returns are forecasts of future performance, whereas required returns represent an opportunity cost, and are equal to the returns investors require in order to be compensated to take on the risks of ownership. That is, a pension fund asset manager will match the expected returns available from various asset classes to the expected liabilities that must be funded. An investor seeking to maximize his risk-adjusted return will only invest in a security if the expected return is equal to or greater than the required return. If it is not, the investor will look to alternative investments for which the expected return is compensatory relative to the expected risks. Since expected returns may or may not equal required returns, and given the specific timing requirements included in pension fund investment decisions, the use of expected returns has no relevance to assessment of a reasonable required return.

Moreover, in the United States, pension asset managers are fiduciaries under the Employee Retirement Income Security Act ("ERISA"), and therefore must manage the plan's assets "with the care, skill, prudence, and diligence under the circumstances then prevailing that a prudent man acting in a like capacity and familiar with such matters would use in the conduct of an enterprise of a like character and with like aims." [see, 29 U.S.C. §1104(a)(1)(B) (1994)] In doing so, a "prudent investor" must consider: (1) the diversification of the portfolio; (2) the liquidity and current return of the portfolio relative to the expected cash flow requirements

under the plan; (3) the portfolio's projected return relative to the plan's funding objective; and (4) the return expected on alternative investments with similar risks. [see, 29 CFR 2509.94-1, Interpretive bulletin relating to the fiduciary standard under ERISA in consider economically targeted investments, June 23, 1994]

Similarly, Concentric understands that the Pension Benefits Standards Act, 1985 (R.S.C., 1985, c. 32 (2nd Supp.)) imposes the prudent person standard of investment on pension asset managers in Canada. Pension asset managers, therefore, are concerned with investing funds at an expected return in order to meet expected liabilities, all within the context of the plan's objectives, and ERISA requirements (including the "prudent man" standard). An individual investor, on the other hand, decides whether or not to commit capital to a given security based on the return that they require in order to be compensated for the risks associated with the ownership of that security. As noted earlier, if the expected return is less than the required return, the investor would not commit capital, but instead invest in alternatives with the appropriate risk-adjusted returns. The distinction between expected and required returns, and the time horizon of the liabilities being funded by pension assets was noted quite clearly by the Arkansas Public Service Commission (the "APSC") in Docket No. 04-121-U. In its decision, the APSC commented on the Attorney General witness' position that expected returns disclosed in the context of pension fund assumptions could be used in determining the ROE for a regulated utility, and noted that:

There are two major problems with this sort of analysis: (1) it is unclear how long the time horizon is; and (2) these returns are expected, not required. It is well-established that expected returns may be less than, equal to, or greater than required returns. For that reason, expected returns cannot be used directly as a proxy for required returns, which is the information sought in a general rate case. [see, Docket No. 04-121-U; Order No. 16, Arkansas Public Service Commission, September 19, 2005 at 19.]

22. **Références :**
- (i) Pièce B-007, pages 76-77;
 - (ii) Pièce B-007, pages 13 et 110;
 - (iii) Pièce B-007, Pièce JMC-6, Annexe 1;
 - (iv) Pièce B-007, page 106.

Préambule :

(i) « **Q. How did you apply your CAPM analysis?**

A. Concentric relied on the average of the historical and forecasted MRP estimates noted above, the average of the market- and industry-adjusted betas for the U.S. electric utility proxy group of 0.59, and the 4.23 percent projected yield on the Canadian long-term government bond. As indicated earlier, Concentric found that the U.S. electric utility proxy group is more closely comparable to HQD and HQT from a risk perspective. As such, it is appropriate to rely on the U.S. electric utility proxy group’s average beta coefficient, rather than the Canadian proxy group’s Beta in estimating HQD’s and HQT’s required ROE. The results of the CAPM analysis, including flotation costs, are provided in Table 5 and are shown in detail in Exhibit JMC-6. Finally, we made a further adjustment of 0.75 percent to reconcile the differences between the CAPM results and the DCF model. This adjustment is consistent with the Régie’s approach factoring in the adjustment for “Results of Other Models” ».

Table 5: Reconciled CAPM Results

	Reconciled CAPM (US Proxy Group)
Risk Free Rate	4.23%
Beta	0.59
Market Risk Premium	6.67%
Sub-Total	8.17%
Flotation Cost	0.30%
Sub-Total	8.47%
Adjustment for Other Models	0.75%
Total	9.22%

Si on accepte les hypothèses proposées par Concentric pour établir le rendement attendu par les investisseurs pour l’échantillon des entreprises américaines comparables, à l’aide du MÉAF « réconcilié », on obtient un TRCP de 9,22 % avec ajustement pour frais d’émission (*Flotation Cost*), ou 8,92 % sans cet ajustement.

Selon le MÉAF, si ce groupe d’entreprises reconnues comme étant à faible risque, ayant un β ajusté de 0,59 et un β brut de seulement 0,49 % (comme il est indiqué à la colonne (1) de la pièce JMC-6, annexe 1) obtient un TRCP de 8,92 % ($8,92\% = 4,23\% + 0,59 \times (12,18\% - 4,23\%)$), cela implique que pour le marché boursier américain dans son ensemble, avec un β de 1, le rendement attendu par les investisseurs serait d’au moins 12,18 % par année ($4,23\% + 1 \times (12,18\% - 4,23\%)$). Ce taux de rendement attendu pour le marché boursier

peut paraître élevé compte tenu de la faible croissance réelle prévue pour l'économie américaine, soit de 2,5 % tel qu'indiqué à la page 106.

Demandes :

- 22.1 Pourquoi, tel qu'on le constate aux Tableaux 1 et 11, pages 13 et 110 de la Pièce B-0007, excluez-vous complètement les résultats obtenus à l'aide du MÉAF pour l'échantillon de titres canadiens comparables ? Veuillez justifier et démontrer en quoi, dans le contexte canadien, le résultat ne serait pas raisonnable.

Réponse :

Concentric does not present the results of the simple CAPM analysis for the Canadian proxy group because it does not produce reasonable estimates of the investor-required, market-based ROE for companies with risks comparable to HQD and HQT. Concentric's concerns with the CAPM generally under current market conditions are discussed on page 10 of our evidence.

Concentric's modifications to the CAPM, which we refer to as the "Reconciled CAPM", are consistent with the approach the Régie has employed in the past, as discussed on pages 84-85 of our evidence. We use a Canadian risk-free rate, and an average of the Canadian and U.S. market risk premium, as the Régie has approved in previous decisions. We rely on a U.S. beta of 0.59 based on the evidence which indicates that a carefully-selected group of U.S. electric utility companies is more like HQD and HQT than the Canadian proxy companies due to differences in their business profiles. (See page 7 of Concentric's ROE and risk evidence). We include flotation costs of 30 basis points, and make an adjustment of 75 basis points to account for differences in the results of other models, to arrive at our CAPM result of 9.22 percent. In our view, this Reconciled CAPM is a more reliable estimate of the required return for HQD and HQT, as corroborated by our DCF analysis.

- 22.2 Veuillez fournir des rapports de courtiers, de firmes reconnues en gestion d'actifs ou des études récentes appuyant cette prévision de taux de rendement attendu pour les marchés boursiers américains de plus de 12 % pour les années à venir.

Réponse :

Concentric has not conducted an exhaustive review of such reports. However, see Request 22.2, Attachment 1, page 56, where Bank of America Merrill Lynch presents implied and required market returns of 11.9 percent and 12.1 percent for the S&P 500 index, respectively.

- 22.3 Compte tenu du contexte économique actuel au niveau mondial et américain, veuillez préciser les hypothèses économiques et les critères d'évaluation du marché boursier que vous utilisez pour justifier une croissance soutenue du marché boursier, de plus de 12 %, pour les prochaines années.

Réponse :

As shown in Exhibit JMC-7, investors expect an earnings growth rate for the S&P 500 over the next 5 years of approximately 10.39 percent. Combined with a current dividend yield of approximately 2.28 percent, it is reasonable to assume that investors require a return well in excess of 12.00 percent over the next few years. Similarly, as shown in Exhibit JMC-8, investors in the Canadian equity market require over 10.00 percent over the next five years.

- 23. Références :**
- (i) Pièce B-0007, pages 74-75;
 - (ii) Pièce B-0007, page 106;
 - (iii) Pièce B-0007, page 92;
 - (iv) Pièce B-0007, Pièce JMC-7, Annexe 1;
 - (v) Pièce B-0007, Pièce JMC-8, Annexe 1.

Préambule :

(i) « [...] we derived a forward looking estimate of the MRP [Market Risk Premium] using forward projections of the return on the relevant market indices less the relevant risk-free rate. Forward return projections were derived by calculating the implied market ROE on a market-capitalization weighted basis for the individual companies comprising a broad market index. The DCF methodology was used to determine the implied expected market return. For the forward-looking estimate for Canada and the U.S., Concentric calculated an MRP of 6.14 percent and 8.55 percent, respectively ».

« After an examination of the four MRP values discussed above, Concentric determined that a reasonable MRP would be the average of those four values, or 6.67 percent, equally weighting both historic and projected MRPs for both Canadian and U.S. markets ».

Table 4: Market Risk Premium Values

	Canadian MRP	U.S. MRP
Historical MRP	5.38%	6.60%
Forward-looking MRP	6.14%	8.55%
Average	6.67%	

(ii) « *The nominal GDP growth rates for Canada and the U.S. were developed using available data for each country from Consensus Economics, Inc. for the period from 2018-2022. These forecasts are based on real (constant dollar) growth rates and estimates of inflation. The inflation estimate was applied to the estimate of real GDP growth to derive the nominal (post-inflation) GDP growth rate. The estimates of nominal GDP growth that were utilized are summarized in Table 9* ».

Table 9: Estimates of Nominal GDP Growth ¹²⁷

Source	Canada	U.S.
Real GDP Growth	2.0%	2.5%
Inflation	2.0%	2.4%
Nominal GDP Growth	4.04%	4.96%

(iii) « **Q. What is “optimism bias” in the earnings growth rate forecasts of security analysts, and how would it affect an estimate of the ROE?**

A. Optimism bias is related to the alleged tendency for analysts to forecast earnings growth rates that are higher than are actually achieved. If optimism bias were present in analysts’ earnings forecasts, it could create an upward bias in the estimated cost of capital that results from the DCF approach ».

Demandes :

23.1 Veuillez confirmer que les primes au risque implicite du marché, présentées aux pièces JMC-7 et JMC-8, ont été calculées en utilisant le modèle des flux monétaires

actualisés à taux constant. Sinon, expliquer quel modèle et quelles hypothèses ont été utilisées.

Réponse :

The required market returns presented in Exhibit JMC-7 and Exhibit JMC-8 were calculated using the constant growth DCF model.

23.2 Veuillez justifier et démontrer comment la croissance des dividendes du marché boursier américain peut croître à plus de deux fois le rythme de croissance à long terme de l'économie américaine, soit 10,39 % pour les dividendes, contre 4,96 % pour l'économie, et ce, à perpétuité.

Réponse :

The purpose of the estimation of the required return on the S&P 500 is to estimate the return investors require to invest over the long-term in the securities making up that benchmark index. It is widely understood by investors that the required return on the US stock market has consistently exceeded the rate of growth in GDP over the long term. According to Morningstar, Inc., over the 1926 – 2012 time period, the average annual total return on large company stocks in the U.S. market was 11.8 percent (comprised of income return and capital gain). According to the Bureau of Economic Analysis (“BEA”), the average annual growth in GDP over the 1929 – 2012 time period was approximately 6.51 percent. Adjusting the average annual market return for the years not included in the BEA data (1926, 1927 and 1928) produces an annual average market return of approximately 11.12 percent over the 1929 – 2012 time period, still significantly greater than the rate of GDP growth.

23.3 L'utilisation d'estimations de croissance de bénéfices trop optimistes pouvant créer une surestimation de la prime au risque du marché implicite, n'est-il pas hasardeux d'utiliser des prévisions d'analystes à court et moyen terme, soit sur un à cinq ans, et les extrapoler sur des périodes à très long terme, voire, à perpétuité?

Réponse :

Please see the response to Request 23.2.

23.4 Veuillez expliquer pourquoi l'estimation de la prime au risque du marché à partir des données historiques, soit de 5,38 % pour le marché canadien, 6,60 % pour le marché américain, ne seraient plus valables dans le contexte actuel.

Réponse :

Concentric considered both the historical measures of the Market Risk Premium, as well as forward-looking estimates of the current market risk premium, in estimating the Company's cost of equity.

- 24. Références :**
- (i) Edison Electric Institute, « *Rate Case Summary - Q2 2013 Financial Update* », Electric Utility Industry Financial Data and Trend Analysis, page (i);
 - (ii) Edison Electric Institute, « *Rate Case Summary - Q2 2013 Financial Update* » Electric Utility Industry Financial Data and Trend Analysis, p 1 à 5;
 - (iii) Pièce B-0007, Pièce JMC-3, Annexe 1;
 - (iv) Public Utilities Reports inc, *PUR Utility Regulatory News*, Letter #4130.

Préambule :

(i) « *The Edison Electric Institute (EEI) is the association that represents all U.S. investor-owned electric companies. Our members provide electricity for 220 million Americans, operate in all 50 states and the District of Columbia, and directly employ more than 500,000 workers* ».

« *EEI's quarterly financial updates present industry trend analyses and financial data covering 56 U.S. shareholder-owned electric utility companies. These 56 companies include 50 electric utility holding companies whose stocks are traded on major U.S. stock exchanges and six electric utilities who are subsidiaries of non utility or foreign companies* ».

(ii) « *Shareholder-owned electric utilities filed 16 rate cases in Q2 2013, extending the industry's trend of elevated rate case activity.*

The quarter's average awarded ROE, at 9.77 %, is the lowest in several decades. Both Ameren and Commonwealth Edison submitted filings in Illinois as part of those companies' ongoing formula rate plan. The ROE requested in both filings was 8.72 %, thus contributing to a record low average requested ROE in Q2 as well ». [Nous soulignons]

« *Eight of the ten cases decided in Q2 incorporated settlements or partial settlements. These are often silent on details, but in Q2 enough was revealed to allow for an examination of the issues, summarized herein* ».

« Maui Electric (MECO) entered into a settlement in Q2 that would have awarded the company a 10% ROE. However, the commission reduced the ROE to 9% because the 10% ROE was outside the 9%-9.75% range proposed by the Division of Consumer Advocacy (one of the parties to the settlement). The commission said that half the reduction was due to “updated economic and financial market conditions” and that the other half of the adjustment reflected “apparent system inefficiencies which negatively impact MECO’s customers” ».

Nous observons qu’entre le quatrième trimestre de 2012 et le deuxième trimestre de 2013 le TRCP autorisé moyen a diminué de 28 points de base, passant de 10,05 % à 9,77 %. Cette réduction s’est produite malgré une hausse des taux d’intérêt sur les obligations du Trésor 10 ans de 29 points de base, passant de 1,71 % à 2,00 %.

Demandes :

24.1 Veuillez déposer le document produit par l’Edison Electric Institute intitulé « Rate Case Summary - Q2 2013 Financial Update », Electric Utility Industry Financial Data and Trend Analysis.

Réponse :

Please see Request 24.1, Attachment 1.

24.2 Est-ce que ces observations reflètent bien la tendance à la baisse au niveau des TRCP autorisés par les régulateurs américains? Sinon, veuillez développer.

Réponse :

The referenced EEI report provides authorized ROEs for electric utilities on a quarterly basis, which tends to introduce more variability into the return data. As shown on the table R-24.2 below, based on data from SNL Financial/Regulatory Research Associates, the same source used by EEI in preparing its rate case summary in Request 24.1, the downward trend in authorized ROEs for U.S. electric utilities on an annual basis has been reasonably modest since 2004, when HQD’s base ROE was established.

**Table R-24.2
Authorized ROE for U.S. Electric Utilities**

Year	Authorized ROE	Decisions
2012	10.17%	58
2011	10.29%	42
2010	10.37%	61
2009	10.52%	40
2008	10.41%	37
2007	10.30%	38
2006	10.32%	26
2005	10.51%	24
2004	10.81%	21

24.3 Comment peut-on expliquer le fait que les 6 entreprises américaines choisies par Concentric comme des comparables à HQTd, de bonne qualité, avec une cote de crédit supérieure à la moyenne, soit A- et mieux, se sont fait allouer des TRCP supérieurs (une moyenne de 10,48 %) à ceux récemment alloués parmi l'ensemble des 56 entreprises du secteur, selon l'association de l'industrie? Veuillez démontrer que les données concernant les TRCP autorisés, telles que présentées à la Pièce JMC-3 Annexe 1, constituent des données récentes et représentatives du contexte économique actuel.

Réponse :

As indicated in our response to Request 18.4 above, the average allowed ROE for the U.S. operating companies in the proxy group includes Alabama Power at 13.75 percent. Considering the median ROE for the U.S proxy group of 10.15 percent eliminates any concern that Alabama Power is an outlier, and takes into consideration that the Alabama Power ROE is under review. The 10.15 percent result is consistent with the average allowed ROE for electric utilities in 2012 of 10.17 percent.

24.4 Veuillez expliquer la démarche d'Ameren et de Commonwealth Edison qui, dans le contexte américain actuel, limitent leur demande de taux de rendement sur capitaux propres à 8,75 %. En quoi ces deux entreprises ne constituent pas de bons comparables pour HQTd?

Réponse :

SNL Energy / Regulatory Research Associates describes the alternative regulation plan in place for Ameren Illinois and Commonwealth Edison as follows:

In 2011, legislation was enacted that requires Commonwealth Edison and Ameren Illinois to invest specific amounts in their electric transmission and distribution systems, with recovery of these investments to occur in the context of annual formula rate plan (FRP) proceedings, subject to ICC approval. The enacted legislation specifies a formula for calculating each utility's authorized equity return for use in the FRPs, and requires adjustments if the company's earned ROE falls outside a 100-basis-point dead-band around the authorized ROE. The FRP calculations, among other things, are to: reflect the utility's actual capital structure, excluding goodwill; incorporate a legislatively-set formula for purposes of calculating the allowed return on equity (ROE) to be applied to the prior year's results -- application of a 580 basis-point premium to the 12-month average 30-year Treasury Bond yield; and, provide for recovery of pension- and pension-related costs, and certain incentive compensation expenses. If, in the context of an FRP filing, the utility's actual ROE in a given period were more than 50 basis points above or below its authorized ROE, the company would be required to refund to/collect from ratepayers any amounts outside of this dead-band. In addition, the utility's allowed ROE may be reduced if it fails to meet certain performance metrics. The new law requires the utility's FRP to be terminated if the average annual rate increase for the years 2012 through 2014 exceeds 2.5%. All FRPs are to terminate at year-end 2017 (unless legislation is enacted permitting the continued use of these rate plans), and unrecovered costs associated with the investment programs would presumably be addressed in traditional base rate proceedings.⁹

In its 2013 10-K, Ameren Illinois describes the formula rate plan in Illinois as follows:

In 2012, Ameren Illinois elected to participate in the performance-based formula ratemaking process established pursuant to the [Illinois Energy Infrastructure Modernization Act ("IEIMA")] by filing initial performance-based formula rates with the ICC. The IEIMA was designed to provide for the recovery of actual costs of electric delivery service that are prudently incurred and to reflect the utility's actual regulated capital structure through the inclusion of a formula for calculating the return on equity component of the cost of capital. The return on equity component of the formula rate is

⁹ SNL Energy / Regulatory Research Associates, Illinois Commerce Commission Profile, last updated July 25, 2013.

equal to the average for the calendar year of the monthly yields of 30-year United States treasury bonds plus 590 basis points for 2012 and 580 basis points thereafter. Ameren Illinois' actual return on equity relating to electric delivery service will be subject to a collar adjustment on earnings in excess of 50 basis points above or below its allowed return. The IEIMA provides for an annual reconciliation of the revenue requirement necessary to reflect the actual costs incurred in a given year with the revenue requirement that was in effect for that year, including an allowed return on equity. This annual revenue reconciliation, along with the collar adjustment, if necessary, will be collected from or refunded to customers in a subsequent year.¹⁰

Concentric did not include Ameren Corp. and Exelon (the parent companies of Ameren Illinois and Commonwealth Edison, respectively) in its U.S. proxy group because the companies did not meet the proxy group screening criteria described at pages 24-25 of Concentric's testimony.

- 24.5 Veuillez confirmer si le taux de rendement sur les capitaux propres autorisé à l'été 2013 pour Northern State Power – Minnesota, une des entreprises comparables suggérées par Concentric, a été réduit de 57 points de base à 9,83 %, par rapport au 10,37 % indiqué à la Pièce B-0007, Pièce JMC-3, Annexe 1.

Réponse :

Concentric confirms that the allowed ROE for Northern States Power in Minnesota was reduced from 10.37 percent to 9.83 percent in August 2013.

- 24.6 Est-ce que la pratique, assez courante aux États-Unis, des ententes négociées pluriannuelles, les plans de stabilisation et d'égalisation des tarifs (Alabama Power) peuvent avoir pour effet de retarder les ajustements, à la hausse comme à la baisse, de TRCP des entreprises américaines lorsque les conditions économiques et financières évoluent? Veuillez élaborer.

Réponse :

Concentric does not agree that multi-year rate plans and rate stabilization and equalization plans have the effect of delaying ROE adjustments as economic and financial conditions change. For example, Mississippi Power is subject to a rate stabilization plan under which the allowed ROE is adjusted each year based on the formula approved by the commission. Among the operating companies in the U.S. proxy group that are subject to multi-year rate plans, those plans typically have a duration of three years. These multi-year rate plans normally have a provision that allows the settling parties to re-open the rate plan if there is a significant change in economic or financial conditions that would affect the level of a reasonable ROE.

¹⁰ Ameren Illinois, Form 10-K, filed 3/1/13, at 7.

25. Référence : Pièce B-0007, pièce JMC-11, annexe 1.

Demande :

25.1 Veuillez valider les données de la pièce JMC-11 annexe 1 ou les corriger s'il y a erreur.

Réponse :

Concentric has identified a calculation error in the ROE estimate for NextEra Energy in the 30-day average price case of Exhibit JMC-11, Schedule 1. Request 25.1, Attachment 1, presents the corrected version of that Exhibit. The calculated ROE value for NextEra Energy changes from 2.06% to 9.08%. The mean and median values for that Schedule change from 7.91% and 8.92% to 9.08% and 9.09%, respectively. Concentric's written evidence and conclusions already reflect the correct calculation.

26. Référence : Pièce B-0026, page 250-255 et 265-276.

Demande :

26.1 Veuillez fournir les plus récents estimés de Yahoo! Finance pour les titres américains et canadiens suggérés par Concentric.

Réponse :

Please see Request 26.1, Attachment 1.

27. Référence : Pièce B-0007, pièce JMC-11, annexes 1 à 6.

Demande :

27.1 Veuillez fournir, sous forme de chiffrier excel, le détail des données et calculs utilisés dans votre modèle des flux monétaires actualisés multi stages, pour estimer le TRCP (colonne 10, pièces JMC-11, annexes 1 à 6).

Réponse :

Please see the response to Request 25.1.

MÉCANISME DE TRAITEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT

- 28. Références :** (i) Pièce B-0020, p. 25 et 26 ;
(ii) Pièce B-0020, p. 32 ;
(iii) Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, p 46 ;
(iv) Décision D-2013-135, dossier R-3831-2012, p. 14 à 16.

Préambule :

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

R12.3

[...]

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

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

- la constatation de l'écart de rendement réel dans le cadre du rapport annuel à la suite de la fin de l'année ; » [nous soulignons]

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

R14.1

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

(iii) « [143] La Régie observe que le Distributeur a procédé à ces modifications conformément aux PCGR canadiens, contrairement à ce qui lui avait été présenté et autorisé par celle-ci dans le dossier précédent. La Régie est d'avis que les révisions de durée de vie utile des poteaux et de certains logiciels existants, dont l'impact est de 13 M\$, n'ont pas été approuvées dans les tarifs 2010. La Régie demande d'aborder ce sujet lors de la preuve que le Distributeur propose de présenter dans le prochain dossier tarifaire relativement à un éventuel mécanisme de partage et aux mécanismes de gestion des écarts. »

(iv) « 2.1.2 COÛTS RELIÉS AU BIOMÉTHANE

[53] Gaz Métro indique que des charges d'exploitation ont été encourues en 2012 pour l'ensemble des activités déployées dans le service Énergies nouvelles, ce qui inclut le projet relié au biométhane, dont les coûts ne sont pas compilés distinctement. La plus grande proportion des frais encourus est constituée de salaires et d'avantages sociaux.

[54] Gaz Métro précise qu'un total de 46,6 k\$, autre que les salaires et avantages sociaux, a été encouru pour le développement du biométhane, dont 26,7 k\$ à titre de services professionnels.

[55] Selon Gaz Métro, des études étaient nécessaires pour comprendre l'ensemble de la chaîne de production, de traitement, de contrôle de la qualité, de raccordement et d'injection de biométhane dans le réseau gazier.

[56] Toutefois, dans sa décision D-2011-108, la Régie a clairement décidé que tout ce qui était en amont du point d'injection était non réglementé :

« [...] ».

[57] La décision D-2013-106 rappelait également que les coûts reliés au biométhane doivent faire partie des activités non réglementées (ANR). La Régie demande expressément à Gaz Métro d'identifier les salaires et avantages sociaux reliés au biométhane et de les inclure à titre de recharge aux ANR.

[58] La Régie considère que, peu importe le processus de production (biométhane ou autre source), la responsabilité de Gaz Métro en ce qui a trait aux activités réglementées est de s'assurer que le gaz qui sera injecté dans son réseau rencontre les normes établies par TransCanada Pipelines Limited.

[59] Or, la Régie constate que Gaz Métro a fait fi de la décision D-2011-108 en imputant les coûts reliés au biométhane dans les activités réglementées.

[60] Conséquemment, la Régie refuse les charges d'exploitation 2012 reliées au biométhane.

[61] La Régie ordonne à Gaz Métro d'imputer les charges d'exploitation 2012 relatives au biométhane aux activités non réglementées, ce qui inclut une estimation des charges reliées aux salaires et avantages sociaux. La Régie lui demande également de fournir les explications reliées aux estimations requises pour établir ce montant. »

En référence (i), la Régie comprend que le mécanisme proposé (MTÉR) vise à examiner l'occurrence d'un trop-perçu dans le cadre du rapport annuel et à apporter les ajustements requis pour résorber ce trop-perçu.

Dans le cadre de la proposition des Demandeurs (ii), si la Régie devait constater l'occurrence d'une dépense incluse dans les résultats annuels mais non autorisée dans le cadre du processus tarifaire, cette dépense devrait être exclue du montant à être partagé.

Dans ses décisions D-2012-024 (iii) et D-2013-135 (iv), la Régie constatait l'occurrence de dépenses non autorisées affectant les résultats de fin d'année.

Demande :

28.1 À la suite de l'examen des rapports annuels des Demandeurs, si la Régie se questionnait ou constatait qu'une partie ou un élément du trop-perçu enregistré de la part d'un des Demandeurs résulte en outre d'une dépense non autorisée, veuillez préciser à quel moment ou dans quel cadre réglementaire le traitement d'un tel élément devrait être fait. Veuillez élaborer avec les deux exemples cités ci-dessus.

Réponse :

Les Demandeurs se sont toujours engagés à respecter les budgets spécifiques et globaux, tels que le budget des charges d'exploitation et le budget des investissements, qui sont reconnus par la Régie. Dans le cadre du mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR ») proposé, ils poursuivront cette saine gestion de leurs budgets. Ainsi, en effectuant une gestion efficace et serrée de leurs coûts, les Demandeurs s'assurent dans la mesure du possible que tout écart défavorable soit compensé ou atténué par des efforts d'efficacité. Le MTÉR proposé incitera les Demandeurs à poursuivre en ce sens.

En plus du processus réglementaire, les Demandeurs sont également soumis à un ensemble de règles et directives qui assurent un encadrement de leurs décisions. À titre d'exemple, les encadrements du Répertoire des pouvoirs de décision, les règles de gouvernance d'entreprise et le code d'éthique.

Considérant ce qui précède, les Demandeurs sont donc d'avis que tous les revenus et coûts doivent être pris en compte dans le calcul des écarts de rendement, à l'exception d'éléments spécifiquement refusés par la Régie. Le partage des écarts de rendement doit être effectué selon une approche globale et facile d'application. Comme les Demandeurs absorbent 100 % des manques à gagner, que ceux-ci proviennent de gains d'efficacité non réalisés ou d'écarts prévisionnels, il leur apparaît équitable de recevoir une partie de l'ensemble des surplus, sans aucune distinction.

Finalement, les Demandeurs tiennent à rappeler que, suite au dépôt de leurs rapports annuels, la Régie peut demander des explications ou précisions en regard de leurs résultats qui font par ailleurs l'objet de certaines procédures d'audit. Historiquement, la Régie a toujours attesté de la conformité des rapports annuels des Demandeurs.

- 29. Références :** (i) Pièce B-0020, p. 26 ;
(ii) Pièce B-0020, p. 20 et 21.

Préambule :

(i) « Les rapports annuels du Transporteur et du Distributeur sont exigés annuellement depuis 2001 par la Régie en vertu de l'article 75 de Loi sur la Régie de l'énergie.

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

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

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

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

[nous soulignons]

(ii) « Some regulatory closing of the books (often called "Compliance Filings" in the U.S.) is required to document the calculation of earnings sharing, although efforts are made to minimize the potential regulatory burden on all parties. Stakeholders receive a copy of the compliance filing and have an opportunity to submit comments to the regulator on whether the calculations are consistent with the intent of the regulator's decision. The regulator will formally acknowledge the final change in rates before they are implemented by the utility, but a formal regulatory proceeding is not required. » [nous soulignons]

Demandes :

29.1 Veuillez élaborer sur la « latitude » de la Régie dans le cas où elle retenait, tel que vous proposez, le traitement des trop perçus éventuels lors du dépôt des rapports annuels comparativement à celle qui découlerait de l'examen d'un dossier de fermeture réglementaire par une formation de trois régisseurs.

Réponse :

Les rapports annuels produits à chaque année par les divisions réglementées fournissent plusieurs informations relatives aux principaux postes budgétaires qui sont à l'origine des écarts. La Régie a la compétence exclusive d'évaluer la conformité des informations produites par les Demandeurs et a la possibilité de leur adresser toute demande de renseignements permettant d'apporter les clarifications et les compléments d'information nécessaires.

Avec égard, les Demandeurs sont d'avis qu'un processus réglementaire supplémentaire apporterait peu de valeur ajoutée dans le contexte de la mise en œuvre d'un mécanisme qui consiste à partager, dès le dossier tarifaire suivant, l'ensemble des écarts favorables, peu importe leur origine, alors que les écarts défavorables demeurent entièrement à la charge de ceux-ci.

En plus des considérations pratiques liées à la simple capacité d'introduire un nouveau processus réglementaire dans un calendrier déjà très chargé, une fermeture réglementaire aurait potentiellement pour conséquences d'alourdir indûment le processus et d'entraîner des délais supplémentaires dans la disposition des écarts associés à la mise en place d'un dossier distinct.

- 29.1 Veuillez élaborer sur le rôle des intervenants dans le cadre du MTÉR tel que proposé par les Demandeurs et des conséquences de ne pas prévoir leur participation. Veuillez préciser comment la Régie pourra prendre en considération la position des intervenants dans le cadre proposé.

Réponse :

Par leur participation au présent dossier, les intervenants font connaître leur position sur le mécanisme de partage des écarts de rendement en fonction de ce qu'ils estiment approprié et de nature à bénéficier à l'ensemble des membres qu'ils représentent. De la sorte, leurs interventions seront considérées par la Régie dans le cadre de son délibéré sur la présente proposition. Toutefois, une fois ce mécanisme adopté, les Demandeurs estiment que la Régie et son personnel technique disposent de l'entière compétence pour veiller à son application au travers des activités de surveillance qu'elle exerce au niveau des rapports annuels qu'ils lui présentent.

Cependant, nonobstant ceci, les intervenants jouent un rôle déterminant dans le cadre des dossiers tarifaires des Demandeurs. Les écarts de rendement favorables qui feront l'objet du partage, découlent des écarts entre les revenus et les coûts projetés de l'année témoin et les revenus et les coûts réels. À l'occasion de chaque dossier tarifaire, les intervenants ont un forum pour examiner, questionner et émettre leurs opinions sur les prévisions des deux divisions. Les Demandeurs soutiennent qu'à cette étape, la Régie a de nouveau toute la compétence pour prendre ou non en considération leurs préoccupations.

29.2 Veuillez élaborer sur la possibilité pour les demandeurs de procéder à l'examen des résultats annuels dans un cadre analogue à celui décrit en (ii), soit un « *compliance filing* » accompagné de la possibilité de commentaires de la part des intéressés.

Réponse :

Tel que les experts de la firme CEA le précisent en (ii), un « *compliance filling* » est nécessaire dans certaines juridictions aux États-Unis pour procéder à la validation du calcul des écarts à partager.

Les Demandeurs réitèrent avec respect que leur proposition de partager l'ensemble des écarts favorables et d'absorber les écarts défavorables à 100 %, ainsi que la production des rapports annuels, qui documentent les principales sources d'écarts et permettent à la Régie de s'assurer que ses décisions ont été respectées, font en sorte que la mise en place d'un « *compliance filling* » s'avère inutile. Les Demandeurs sont d'avis que le cadre réglementaire permet le traitement efficace et adéquat de ce genre de dossier.

30. Références : (i) Pièce B-0020, p. 22 et 23 ;
(ii) Pièce B-0020, p. 17.

Préambule :

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

R11.1

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

This approach responds to the fact that actual earnings variances will reflect both efficiency gains that result from specific Transmission Provider and Distributor actions as well as the consequence of forecast differences that are beyond the control of the respective utility and that are not addressed by variance and deferral accounts. Mr. Yardley described some of these circumstances in his testimony, including the fact that sales levels and associated revenues may be higher or lower than reflected in the calculation of rates due to changing

economic conditions. These unanticipated revenue and cost outcomes will impact earnings and contribute to the financial risks of the business. » [nous soulignons]

(ii) « 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. »
[nous soulignons]

Demandes :

30.1 Du point de vue du Distributeur, considérant l'existence de trois comptes d'écart (*pass-on*, charge locale de transport et nivellement de la température) couvrant environ 70 % de ses revenus requis, réduisant ainsi son risque d'affaires, veuillez justifier l'intégration d'une zone sans partage des écarts de rendement à hauteur de 100 points de base.

Réponse :

Mr. Yardley's justification for the relatively modest deadband for the Distributor and Transmission Provider is presented on page 16 of his Prepared Direct Testimony and in his response to Question 15.3 of the Board's initial round of requests for information. It is important that both the Distributor and the Transmission Provider retain an incentive to pursue efficiency gains associated with all of their respective business activities. Customers will benefit from both Distributor and Transmission Provider efficiency gains when rates are rebased, and in periods of earnings sharing.

30.2 Du point de vue du Transporteur, considérant que l'essentiel de son activité réside dans le transport d'énergie destiné à la charge locale avec un client unique en « *take or pay* » et que ses charges nettes d'exploitation constituent 30 % de son revenu requis, veuillez justifier l'intégration d'une zone sans partage des écarts de rendement à hauteur de 50 points de base.

Réponse :

See response to Request 30.1.

- 31. Références :**
- (i) Dossier R-3809-2012, A-0148, p. 52.
 - (ii) Pièce B-0020, p. 21
 - (iii) Pièce B-0020, p. 39

Préambule :

(i) « *Selon Gaz Metro, cent (100) points de base constitue un impact significatif sur son rendement au-delà duquel elle ne devrait plus subir d'effet, qu'il soit positif ou négatif.* »

(ii) « *These forecast differences are part of the normal ebb and flow of the utility business and are a source of risk. The Transmission Provider and the Distributor have experienced both positive and negative variances over the past decade.* »

(iii)

R17.1

**Tableau R-17.1A
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%

**Tableau R-17.1B
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%

Dans le cadre de sa plaidoirie (i), Gaz Metro indique que la réalisation d'un excédent de rendement de l'ordre de 100 points de base « *constitue un impact significatif* ».

En complément de preuve (ii), l'expert indique que les écarts positifs et négatifs de prévisions font partie du cours normal des affaires (« *ebb and flow of the utility business* »). Toutefois, au cours de cinq dernières années, les excédents de rendements avant partage (*Earnings variance – No Sharing*) ont oscillé annuellement entre 85 à 315 points de base pour le Transporteur et entre 90 et 494 points de base pour le Distributeur (iii).

Demandes :

31.1 En vous référant au dernier paragraphe du préambule, veuillez élaborer sur l'interprétation à donner à l'affirmation « *The Transmission Provider and the Distributor have experienced both positive and negative variances over the past decade* » en (ii) eu égard aux écarts de rendement exclusivement positifs constatés en (iii) au cours de cinq dernières années.

Réponse :

Le Transporteur a constaté des écarts de rendements négatifs pour les années 2004, 2006 et 2007 et des écarts de rendement positifs pour les années 2005 et 2008 à 2012.

Le Distributeur a constaté des écarts de rendements négatifs pour les années 2004, 2005 et 2006 et des écarts de rendement positifs pour les années 2007 à 2012.

31.2 Veuillez présenter une analyse de la situation prévalant au sein des entreprises faisant partie des groupes de référence (B-0026, en liasse, *Request 10.1, Attachments 1 et 2*) quant à l'occurrence d'écarts de rendement ayant été traités dans le cadre de mécanismes de partage. Veuillez préciser l'ampleur de ces écarts pour les entreprises réglementées identifiées dans chacun de ces groupes sur une période comparable.

Réponse :

See Request 31.2, Attachments 1 and 2.

Preparation of this response required a review of each of the companies in Table 10.1 to identify companies that have ESMs that have been in place for at least a year – and have potentially filed at least their first calculation of earnings sharing under their approved ESM. Several compliance filings were available on the commission websites and these earnings variances are presented in the attached table. We were not able to locate several other compliance filings from commission websites. The completeness of this response is summarized as follows :

Table 10.1 - Attachment 1 (Proxy Group – 11 Utilities)

- **Enbridge Gas – complete information provided**
- **Newfoundland Power – no explicit earnings sharing mechanism**
- **Gaz Métro (2007) – assume this information is available to the Board**
- **Consolidated Edison of NY – 2 of 3 years provided (missing 2011)**
- **Connecticut Light and Power – no ESM**
- **NSTAR Electric – no ESM**
- **Public Service of NH – could not locate compliance filings/orders**
- **Alabama Power – could not locate compliance filings/orders**
- **Georgia Power – complete information provided**
- **Mississippi Power – could not locate compliance filings/orders**
- **Public Service Company of CO – complete information provided**

Table 10.1 - Attachment 2 (Benchmarking Group – 11 Utilities)

- Fortis BC – could not locate compliance filings/orders
- United Illuminating – new ESM; no results available
- Florida Power & Light – new ESM; no results available
- Southwestern Electric Power – new ESM; no results available
- Central Maine Power – could not locate compliance filings/orders
- Massachusetts Electric Company – complete information provided
- Unitil Electric – could not locate compliance filings/orders
- Niagara Mohawk – new ESM; no results available
- Montana–Dakota Utilities – complete information provided
- Appalachian Power Company – could not locate compliance filings/orders
- Puget Sound Energy - new ESM; no results available

31.3 Veuillez élaborer sur le fait que des écarts de rendement comparables à ceux enregistrés au cours des cinq dernières années puissent être observés à l'avenir dans le cadre du MTÉR.

Réponse :

Les Demandeurs ne sont pas en mesure de prédire les écarts de rendement qui pourraient se produire dans le futur.

Par ailleurs, le Transporteur et le Distributeur indiquent qu'ils établissent les meilleures prévisions possibles en fonction des informations dont ils disposent au moment des dépôts de leurs demandes tarifaires et qu'ils poursuivront leurs efforts pour optimiser leurs opérations.

- 32. Références :**
- (i) B-0020, p. 20.
 - (ii) B-0020, p. 43
 - (iii) B-0020, p. 25

Préambule :

(i) « *Explicit tying of ESMs to performance metrics appears to be rare. Only two members of the Proxy Group (Gaz Métro and Mississippi Power) have such an arrangement.* »

(ii) « *These challenges and administrative burden of conditioning ESM sharing on achieving performance indicators should be balanced against the fact that there has been little or no indication that this has been a concern, as both the Transmission Provider and Distributor have demonstrated that significant efficiency gains that each has realized in prior years have been achieved without compromising quality performance. To the contrary, performance has either been maintained or improved over the past years while simultaneously realizing efficiency gains that are passed on to customers.* » [nous soulignons]

(iii) « Le MTÉR proposé par le Transporteur et le Distributeur, dont le but est de répondre à la demande de la Régie de traiter des écarts de rendement, répond entre autres à un objectif de simplicité d'application et d'allègement réglementaire pour le traitement de cette question. Sa structure, dont fait partie la zone sans partage, a été développée de façon à maintenir un juste équilibre au niveau du risque assumé par les divisions, tout en favorisant la poursuite de gains d'efficience ». [nous soulignons]

Demande :

32.1 Les Demandeurs indiquent ne pas avoir rencontré de difficultés à maintenir ou améliorer leur performance au cours des dernières années, ce que reflètent leurs indicateurs de performance (ii). Considérant qu'il existe des mécanismes de partage intégrant l'atteinte de certains objectifs de performance comme préalable au partage des écarts de rendement (i), veuillez préciser les raisons, autres que l'allègement réglementaire, pour lesquelles de tels indicateurs ne pourraient pas être intégrés au MTÉR proposé.

Réponse :

Les Demandeurs rappellent qu'ils ont proposé un mécanisme simple pouvant être mise en œuvre rapidement et qu'il ne leur apparaît pas pertinent de lier le partage des écarts à l'atteinte d'indicateurs de performance et de qualité du service. Généralement, un tel lien est effectué afin de remédier à une situation de sous-performance et les cibles visées sont alors minimales. Or, la performance des Demandeurs n'est pas remise en cause.

Par ailleurs, l'atteinte de cibles de performance implique des coûts qui doivent nécessairement être considérés dans le cadre du processus réglementaire de fixation ou de modification des tarifs par la Régie. De là, l'examen d'indicateurs aptes à orienter les efforts et rendre compte des résultats en matière de performance constitue un exercice à effectuer dans le cadre des dossiers tarifaires.

De plus, outre la complexité associée au processus de choix des indicateurs appropriés, leur emploi dans le cadre de l'application du MTÉR pose plusieurs difficultés d'ordre technique et méthodologique et pourrait s'avérer pénalisant tant envers les Demandeurs que les clients, selon le cas.

- Ainsi, de façon générale, il existe un délai, parfois de plusieurs années, entre la réalisation de dépenses et la concrétisation de leur impact sur les indicateurs. À titre d'exemple, une augmentation ou une diminution dans une année des sommes consacrées à la maîtrise de la végétation ne se fera sentir sur la fiabilité du service que quelques années plus tard.

- En outre, la performance des indicateurs peut être affectée par des événements hors du contrôle des divisions. Ainsi, une année caractérisée par plusieurs orages pourrait entraîner une détérioration de l'indicateur sur la fiabilité de service sans que ce ne soit lié à des décisions financières. Dans ces cas, il serait difficile, voire impossible, de mettre en place les moyens nécessaires pour départager ces raisons et établir les conditions d'application du MTÉR.

Enfin, les Demandeurs sont d'avis qu'il est souhaitable de continuer de faire un suivi à la Régie sans relier d'indicateurs au mécanisme proposé.

33. Références :
- (i) B-0020, p. 38.
 - (ii) B-0020, p. 38.
 - (iii) R-3823-2012, C-HQT-0021, p. 10
 - (iv) R-3854-2013, B-0008, p. 10 et 11

Préambule :

(i) « Mr. Yardley has reviewed the relevant orders and did not see any discussion of the impact of forecast differences on the design of an ESM. Thus, the impact of forecast differences is not distinguished from the impact of efficiency gains for purposes of designing the ESM. However, it is apparent from the recent Gaz Métro rate decision that this is an area of particular concern to the Régie. » [nous soulignons]

(ii) « The recommendation is designed to specifically address (1) the concerns of the Régie regarding historical earnings variances by proposing a deadband that is relatively small (approximately one-half the size) compared to the average of recent variances and (2) the importance of pursuing operating efficiencies for management because these efficiency gains benefit customers in subsequent years ». [nous soulignons]

(iii) « Pour les prochaines années, les gains anticipés aux CNE s'annoncent tributaires d'un raffinement des façons de faire associées à la nouvelle organisation. Dans ce cadre, le Transporteur anticipe que des ajustements résiduels de ses processus et méthodes de travail donneront lieu à des gains de moindre ampleur ». [nous soulignons]

(iv) « L'amélioration continue de l'efficience et de la qualité du service demeure au coeur des préoccupations du Distributeur. Au cours des prochaines années, le Distributeur entend donc poursuivre ses efforts dans cette voie, conscient toutefois que les améliorations résiduelles à ses façons de faire donneront lieu à des gains de moindre importance ». [nous soulignons]

Bien que les Demandeurs reconnaissent l'importance de réaliser des gains d'efficience au bénéfice des clients (ii), le MTÉR est conçu de telle manière à ce que tout écart de rendement soit constaté sans égard à son origine (écarts de prévision et gains de productivité (i)).

Dans le cadre de leur dossier tarifaire respectif, le Transporteur (iii) et le Distributeur (iv) indiquent par ailleurs que les gains d'efficience anticipés seront de moindre importance puisqu'ils sont tributaires d'ajustements résiduels aux processus et méthodes de gestion.

Demandes :

33.1 Considérant que selon le Transporteur et le Distributeur les gains d'efficience résiduels à venir seront de moindre importance au cours des prochaines années, veuillez élaborer sur le fait que les formules proposées au MTÉR profiteront d'abord aux demandeurs puisque la zone sans partage est celle la plus facile à atteindre.

Réponse :

D'entrée de jeu, les Demandeurs rappellent que leurs récentes propositions tarifaires respectives incorporent d'importants gains d'efficience et réductions de coûts au bénéfice de leurs clientèles.

Par ailleurs, compte tenu du fait que les Demandeurs anticipent que les gains d'efficience à venir seront plus difficiles à réaliser et de moindre importance, il est d'autant plus important que le MTÉR maintienne des incitatifs à poursuivre les efforts en cette matière.

Avec la prise en charge de 100 % des écarts défavorables, les zones sans partage et le partage à 50/50 des excédents favorables au-delà de cette zone, les Demandeurs sont d'avis que le mécanisme qu'ils proposent rencontre cet objectif. Il maintient les incitatifs à réaliser des gains d'efficience en cours d'année et plus particulièrement, à les maximiser puisque au-delà de la zone sans partage, ils bénéficient encore de 50 % des écarts.

D'autre part, les Demandeurs rappellent que l'ensemble des écarts de prévision, peu importe leur origine, sont couverts par l'application du MTÉR, puisque celui-ci a notamment pour objet de traiter des écarts de rendement. Bien que les clients des Demandeurs continueraient à être protégés des écarts défavorables qui demeurent entièrement à la charge de ceux-ci. Les clients seraient désormais susceptibles de bénéficier d'une partie des écarts favorables, quelqu'en soit la nature, selon les paramètres du MTÉR proposé.

33.2 Considérant le fait que la réalisation de gains d'efficience sera plus ardue dans les années à venir et, de ce fait, devrait compter dans une moindre mesure dans la formation d'écarts de rendement des Demandeurs, veuillez confirmer que, à compter

de l'année tarifaire 2014, les écarts de rendement seront essentiellement tributaires d'écarts de prévisions. Veuillez élaborer.

Réponse :

Pour les années à venir, les Demandeurs considèrent que les écarts de rendement sont susceptibles de provenir à la fois de gains d'efficacité et d'écarts prévisionnels.

Voir également la réponse à la question 33.1.

33.3 Veuillez élaborer sur la possibilité d'intégrer au MTÉR un mécanisme de partage prévoyant de retourner à la clientèle tout ou une partie prépondérante des écarts de rendement provenant d'écarts prévisionnels.

Réponse :

Les Demandeurs proposent de prendre à leur charge 100 % des écarts de rendement défavorables, peu importe leur origine. Il serait donc inéquitable que l'entièreté des écarts de rendement favorables ne fasse pas l'objet du partage proposé.

Par ailleurs, les Demandeurs rappellent que le MTÉR proposé est simple d'application et qu'il peut être mis en œuvre rapidement. De plus, alors que les écarts de rendement proviennent dans tous les cas d'écarts entre les prévisions et les coûts réels constatés pour une année donnée, ceux-ci s'avèrent difficiles, voire impossibles à départager entre les gains d'efficacité non anticipés ou non réalisés et les écarts de prévision dus à des événements fortuits.

Pour ces raisons, les Demandeurs jugent qu'un mécanisme de partage prévoyant retourner à la clientèle tout ou une partie prépondérante des écarts favorables provenant d'écarts prévisionnels serait inéquitable et lourd à appliquer.

- 34. Références :** (i) B-0020, p. 20 ;
(ii) B-0026, en liasse, Request 10.1, Attachments 1 et 2;
(iii) Décision D-2013-106, dossier R-3809-2012 Phase 2, p. 85.

Préambule :

(i) « *Request 10.1, Attachment 1 presents a summary of rate plans for the Canadian and U.S. Proxy Groups. Request 10.1, Attachment 2 presents a summary of rate plans for selected electric utilities that have ESMs but are not part of the Proxy Groups.* »

(ii) Titre de la sixième colonne : *Earning Sharing Mechanism ("Distributor – Customer")*

La référence relative au mécanisme de partage de Gaz Métro pour l'année 2013 indique :
« *Any excess beyond 50 basis points will be shared 100-0.* »

(iii) « [388] *En conséquence, la Régie détermine que les manques à gagner seront à la charge de l'actionnaire. Les trop-perçus seront partagés comme suit :*

- *premiers 50 points de base : Gaz Métro 50 %, clientèle 50 %;*
- *au-delà de 50 points de base : clientèle 100 % ».*

Demandes :

34.1 En vous référant à (ii), veuillez confirmer que le partage des écarts de rendement pour chacune des entreprises considérées reflète une répartition dont le premier chiffre est la part de Distributeur et le second la clientèle.

Réponse :

The sharing percentages on Attachment 1 for the Proxy Group companies are expressed as “Distributor – Customer”. The sharing percentages on Attachment 2 for other earnings sharing mechanisms are expressed as “Customer – Distributor”. Regrettably, the column heading on Attachment 2 does not indicate the format. Mr. Yardley apologizes for any confusion that this has created.

34.2 Dans le cas du mécanisme de partage 2013 de Gaz Métro (Attachment 1) veuillez confirmer que au-delà de 50 points de base le partage devrait se lire 0 % Distributeur – 100 % Clientèle, tel qu'indiqué en (iii), plutôt que 100 % Distributeur et 0 % Clientèle.

Réponse :

The sharing percentages are reversed and should be 0% Distributor – 100% Customers for earnings that exceed 50 basis points above the authorized ROE.

34.3 Veuillez confirmer que les informations contenues dans chacun des Attachments 1 et 2 reflète la situation existante pour l'ensemble des autres entreprises réglementées canadiennes et américaines mentionnées.

Réponse :

The information contained in each of Attachments 1 and 2 is the existing situation with two exceptions: the 2007 Gaz Métro plan has been replaced by the 2013 plan, and the Fortis BC plan has expired.