

## **Rendement des capitaux propres autorisés pour les services publics de gaz et d'électricité canadiens et américains**

Volume III, 1<sup>er</sup> mai 2015

### **INTRODUCTION**

Concentric Energy Advisors, Inc. (Concentric) est fière de publier cette troisième édition de ce bulletin. Ce dernier résume les rendements des capitaux propres ordinaires (RCP) autorisés et les ratios de capitaux propres ordinaires pour les distributeurs canadiens de gaz et d'électricité, les sociétés canadiennes de transport d'électricité, les distributeurs américains de gaz et d'électricité, ainsi que certains rendements d'obligation. Au Canada, un grand nombre d'organismes de réglementation, d'intervenants et d'analystes examinent les rendements permis dans d'autres compétences canadiennes et ceux des services publics américains lorsqu'ils évaluent le coût du capital. Ce bulletin vise à soutenir ces comparaisons entre les compétences.

Ce bulletin et la base de données à l'appui comprennent les RCP autorisés et les ratios de capitaux propres ordinaires de plus de 40 services publics canadiens de gaz et d'électricité. À des fins de comparaison, le bulletin présente également les RCP autorisés moyens et médians et les ratios de capitaux propres ordinaires pour les distributeurs de gaz et d'électricité américains, tels que déclarés par la firme SNL Financials Regulatory Research Associates.

### **RCP**

Concentric observe que l'écart entre les RCP autorisés médians pour les distributeurs de gaz canadiens et américains continue de se resserrer, passant de 100 points de base en 2000 à 53 points de base en 2014 et à seulement 18 points de base au cours des trois premiers mois de 2015. On constate un plus grand écart entre les distributeurs d'électricité canadiens et américains, soit 125 points de base en 2014 et 122 points de base en 2015. Concentric note que les RCP de gaz sont plus élevés que leurs homologues pour l'électricité au Canada alors que l'on observe habituellement l'inverse pour les RCP médians américains par rapport aux sociétés de transport d'électricité canadiennes qui sont 20 points de base plus faibles que ceux attribués aux distributeurs d'électricité canadiens, mais 142 à 145 points de base sous les distributeurs d'électricité américains au cours de la période 2014-2015.

Concentric attribue la réduction de l'écart entre les RCP autorisés canadiens et américains de la dernière décennie au rajustement et au remplacement des formules automatiques largement utilisées au Canada, ce qui habituellement a permis une augmentation des RCP permis par rapport aux niveaux des formules précédentes. Simultanément, les RCP américains ont suivi la baisse des taux d'intérêt et des prévisions de croissance des revenus qui stimulent les estimations de RCP.

### **RATIOS DE CAPITAUX PROPRES**

Bien que les RCP autorisés entre les deux pays se soient rapprochés, il n'en est rien pour les ratios de capitaux propres. En 2014, le ratio de capitaux propres médian pour les distributeurs de gaz canadiens était de 39,3 % et celui pour les États-Unis était de 51,9 %, une différence comparable à celle des distributeurs d'électricité dont les ratios étaient de 40,0 % et 50,1

% respectivement. Les ratios de capitaux propres autorisés pour les sociétés de transport d'électricité canadiennes sont 4,0 % plus bas que ceux de leurs homologues de distribution d'électricité, et 14,0 % inférieurs à ceux des distributeurs d'électricité américains.

### **DÉCISIONS RÉCENTES**

Les organisations de réglementation des services publics canadiens ont rendu plusieurs décisions importantes sur le coût en capital depuis la deuxième édition de ce bulletin, publiée en mai 2014. Notamment, en Alberta, l'Alberta Utilities Commission (AUC) a rendu sa décision dans le cadre de la procédure sur le coût en capital générique de 2013 (2013 Generic Cost of Capital) touchant l'ensemble des services publics d'électricité et de gaz de la province. Le RCP permis pour les services publics d'électricité et de gaz pour l'Alberta a été établi à 8,3 % pour 2015. En outre, l'AUC a déterminé que les RCP permis pour 2013 et 2014 seraient modifiés par rapport au ratio intérimaire précédent pour passer de 8,75 % à 8,3 %. L'AUC a également réduit le ratio de capitaux propres reconnu par un point de pourcentage pour la plupart des services publics réglementés de l'Alberta et elle a décidé de ne pas retourner à une formule automatique à ce moment. Les services publics de l'Alberta ont produit des demandes pour en appeler de cette décision. En Ontario, la formule de RCP révisée de la Commission de l'énergie de l'Ontario établie en décembre 1999 demeure en vigueur, mais une autre révision est prévue en 2015. Au Québec, la Régie a encore décidé de permettre à Gaz Métro de maintenir son RCP autorisé à 8,9 % sans tenir une audience officielle, et de la même manière, elle a permis à Hydro-Québec Distribution et à TransÉnergie de maintenir 8,2 % pour les deux divisions.

### **RENDEMENTS D'OBLIGATIONS**

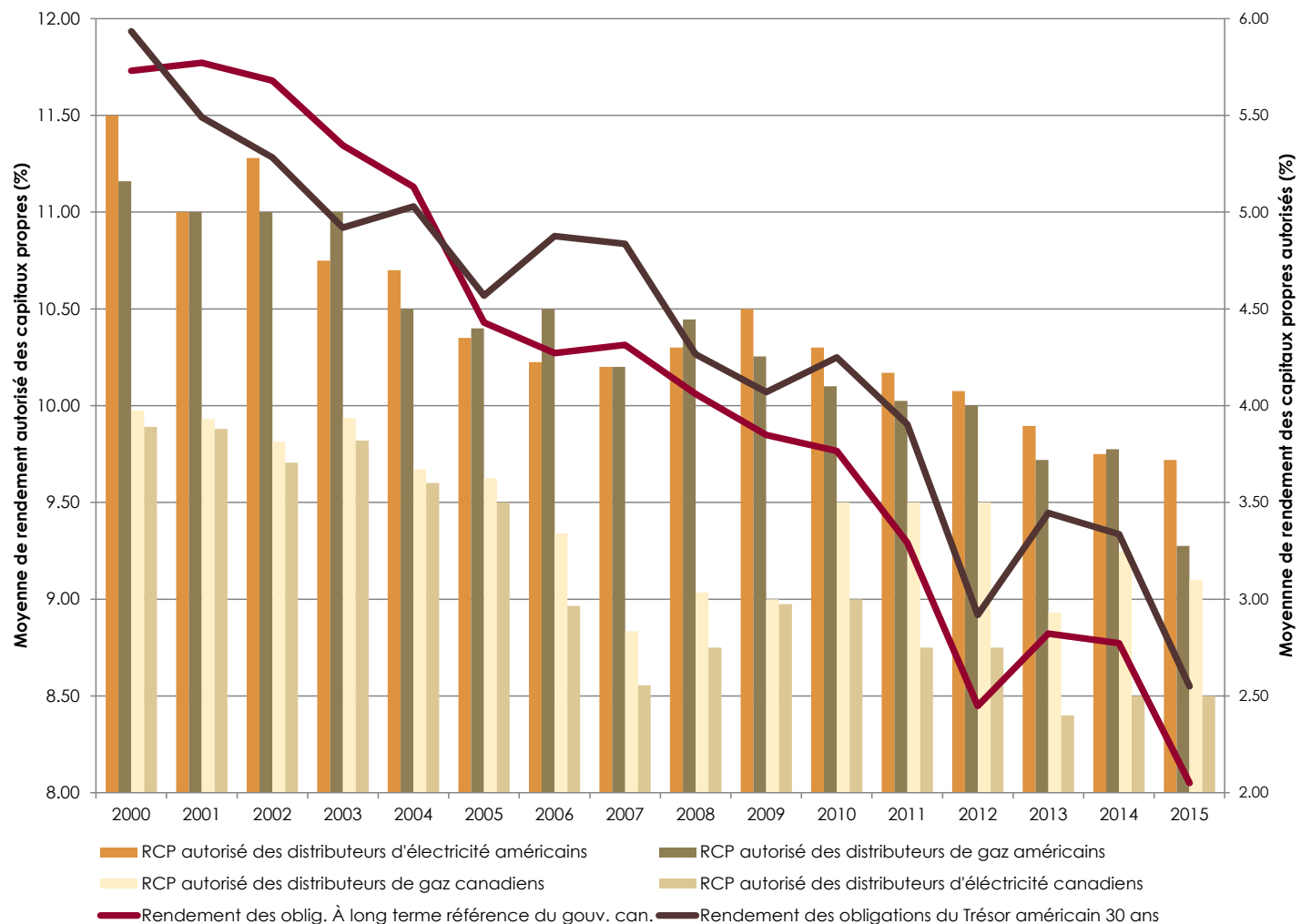
Les rendements d'obligations du gouvernement et des entreprises sont souvent examinés lorsque vient le temps d'établir les RCP autorisés pour les services publics. Comme le montre le tableau à la page 3, après avoir subi un déclin pendant de nombreuses années, les rendements d'obligations à long terme du gouvernement (considérés comme un taux de rendement sans risque), tant au Canada qu'aux États-Unis, ont augmenté à partir du milieu de l'année 2012 jusqu'au milieu de l'année 2013, mais ont repris leur déclin prolongé depuis. Bien que les rendements d'obligations du gouvernement jouent un rôle important dans la détermination du RCP autorisé pour les services publics réglementés, des changements à ces rendements d'obligations du gouvernement ne se traduisent pas automatiquement par un changement d'un à un dans le coût des fonds propres. La relation entre les rendements d'obligations du gouvernement et la prime du risque sur les capitaux propres (l'écart entre les rendements d'obligations du gouvernement et le coût des fonds propres) a historiquement démontré une relation inverse. À l'avenir, Concentric anticipe que l'amélioration des conditions économiques et le retrait d'une politique monétaire accommodante, tant au Canada qu'aux États-Unis, marqueront le commencement d'une pression vers le haut du coût du capital pour les services publics pour plusieurs années à venir.

<b>Rendement autorisé des capitaux propres pour les distributeurs canadiens et américains de gaz et d'électricité<sup>1</sup></b>	<b>Rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires (%)</b>			<b>Ratio capitaux propres ordinaires (%)</b>		
	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<b>Distributeurs de gaz canadiens<sup>2</sup></b>						
AltaGas Utilities Inc. <sup>3</sup>	8.30	8.30	8.30	42.00	42.00	42.00
ATCO Gas <sup>3</sup>	8.30	8.30	8.30	38.00	38.00	38.00
Centra Gas Manitoba Inc.	N/A	N/A	N/A	30.00	30.00	30.00
Enbridge Gas Distribution Inc. <sup>4</sup>	8.93	9.36	9.30	36.00	36.00	36.00
Enbridge Gas New Brunswick	10.90	10.90	10.90	45.00	45.00	45.00
FortisBC Energy Inc.	8.75	8.75	8.75	38.50	38.50	38.50
FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc. <sup>5</sup>	9.25	9.25	—	41.50	41.50	—
FortisBC Energy (Whistler) Inc. <sup>5</sup>	9.50	9.50	—	41.50	41.50	—
Gaz Métro Limited Partnership	8.90	8.90	8.90	38.50	38.50	38.50
Gazifère Inc.	7.82	9.10	9.10	40.00	40.00	40.00
Heritage Gas Limited	11.00	11.00	11.00	45.00	45.00	45.00
Pacific Northern Gas Ltd.	9.50	9.50	9.50	46.50	46.50	46.50
Pacific Northern Gas (N.E.) Ltd. (Fort St. John/Dawson Creek)	9.25	9.25	9.25	41.00	41.00	41.00
Pacific Northern Gas (N.E.) Ltd. (Tumbler Ridge)	9.50	9.50	9.50	46.50	46.50	46.50
SaskEnergy Inc.	8.75	8.75	7.74	37.00	37.00	37.00
Union Gas Limited <sup>6</sup>	8.93	8.93	8.93	36.00	36.00	36.00
<b>Moyenne</b>	9.17	9.29	9.19	40.19	40.19	40.00
<b>Médiane</b>	8.93	9.25	9.10	40.50	40.50	39.25
<b>Distributeurs de gaz américains<sup>7</sup></b>						
Moyenne de toutes les décisions des dossiers de taux pour l'année	9.68	9.78	9.48	50.60	51.25	50.60
Médiane de toutes les décisions de dossiers de taux pour l'année	9.72	9.78	9.28	50.38	51.90	50.48
<b>Distributeurs d'électricité canadiens <sup>2</sup></b>						
ATCO Electric Ltd. <sup>3</sup>	8.30	8.30	8.30	38.00	38.00	38.00
ENMAX Power Corporation <sup>3</sup>	8.30	8.30	8.30	40.00	40.00	40.00
EPCOR Distribution Inc. <sup>3</sup>	8.30	8.30	8.30	40.00	40.00	40.00
FortisAlberta Inc. <sup>3</sup>	8.30	8.30	8.30	40.00	40.00	40.00
FortisBC Inc.	9.15	9.15	9.15	40.00	40.00	40.00
Hydro-Québec Distribution	6.19	8.20	8.20	35.00	35.00	35.00
Manitoba Hydro	* N/A	N/A	N/A	25.00	25.00	25.00
Maritime Electric Company Limited	9.75	9.75	9.75	43.50	43.10	41.90
Newfoundland and Labrador Hydro <sup>8</sup>	4.47	En attent	En attent	20.00	En attent	En attent
Newfoundland Power Inc.	8.80	8.80	8.80	45.00	45.00	45.00
Nova Scotia Power Inc.	9.00	9.00	9.00	37.50	37.50	37.50
Ontario's Electric Distributors <sup>4</sup>	8.98	9.36	9.30	40.00	40.00	40.00
Saskatchewan Power Corporation	8.50	8.50	8.50	40.00	40.00	40.00
<b>Moyenne</b>	8.17	8.72	8.72	37.23	38.63	38.53
<b>Médiane</b>	8.40	8.50	8.50	40.00	40.00	40.00
<b>Distributeurs d'électricité américains <sup>7</sup></b>						
Moyenne de toutes les décisions des dossiers de taux pour l'année	10.02	9.75	9.66	49.25	50.57	51.81
Médiane de toutes les décisions de dossiers de taux pour l'année	9.90	9.75	9.72	50.84	50.14	51.43

**Rendement autorisé des capitaux propres pour les distributeurs canadiens et américains de gaz et d'électricité**

	Rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires (%)			Ratio capitaux propres ordinaires (%)		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015
<b>Sociétés canadiennes de transport d'électricité<sup>2</sup></b>						
AltaLink Management Ltd. <sup>3</sup>	8.30	8.30	8.30	36.00	36.00	36.00
ATCO Electric Ltd. <sup>3</sup>	8.30	8.30	8.30	36.00	36.00	36.00
ENMAX Power Corporation <sup>3</sup>	8.30	8.30	8.30	36.00	36.00	36.00
EPCOR Transmission Inc. <sup>3</sup>	8.30	8.30	8.30	36.00	36.00	36.00
Hydro One Networks Inc.	8.93	9.36	9.30	40.00	40.00	40.00
Hydro-Québec TransÉnergie	6.41	8.20	8.20	30.00	30.00	30.00
<b>Moyenne</b>	8.09	8.46	8.45	35.67	35.67	35.67
<b>Médiane</b>	8.30	8.30	8.30	36.00	36.00	36.00

Indicateurs économiques (rendements en %) <sup>9</sup>	2013	2014	2015
Rendements d'obligations types du gouvernement canadien à long terme	2.82	2.77	2.05
Rendements d'obligations du Trésor américain 30 ans	3.45	3.34	2.55
Rendement des obligations des services publics de cote A de Bloomberg Fair Value Canada	4.24	4.14	3.50
Indice de rendement des obligations des services publics de cote A de Moody's (États-Unis)	4.48	4.27	3.67



**REMARQUES**

1. Les données pour un groupe élargi de sociétés de transport de gaz canadiennes sont contenues dans la base de données sur le RCP de Concentric Energy Advisors.
2. Permis dans les taux pour l'année correspondante, lorsqu'il y a chevauchement, le taux/ratio montré prévaut pour la majorité de l'année. Sources : Documents et décisions réglementaires; formulaires de renseignements annuels; rapports annuels.
3. La décision de 2015 de l'Alberta Utilities Commission dans le cadre de la procédure sur le coût en capital générique était rétroactive. Les RCP et le ratio de capitaux propres ont été ajustés pour la période 2013 à 2015. Cela a également eu un effet sur les moyennes de la catégorie pour 2013 à 2015 comparativement à ceux déclarés dans les années précédentes.
4. Depuis 2014, la Commission de l'énergie de l'Ontario met à jour les paramètres du coût en capital pour établir les taux du coût des demandes de service une seule fois par année.
5. FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc. et FortisBC Energy (Whistler) Inc. ont été fusionnées avec FortisBC Energy Inc. et ne sont plus des entités séparées en 2015.
6. Le RCP selon l'accord de règlement du Syndicat dans son plan de réglementation incitatif de 5 ans pour 2014 à 2018.
7. Source : Regulatory Research Associates Division de SNL Financial LC. Données pour 2015 incluant les décisions jusqu'au 31 mars 2015.
8. Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) a présenté une demande de tarif général (DTG) le 30 juillet 2013. Aucune décision n'a encore été rendue pour la DTG. La société a par la suite présenté une demande de tarifs intérimaires qui a été refusée par le comité dans son Ordre no P.U. 39 (2014), émis le 17 septembre 2014. Le 10 novembre 2014, NLH a présenté une DTG 2013 modifiée en se basant sur les changements de l'exercice de référence 2014 précédente et sur les prévisions d'un nouvel exercice de référence 2015. Cette DTG modifiée demeure en attente d'audience devant le comité.
9. Moyenne de rendement quotidien. Source : Bloomberg Finance L.P. Données pour 2015 jusqu'au 31 mars 2015.

\* S.o. indique que les données ne sont pas disponibles.

**CONCENTRIC ENERGY ADVISORS, INC.**

**Pour obtenir de plus amples renseignements sur ces données, veuillez communiquer avec :**

**Jim Coyne**

Vice-président principal  
jcoyne@ceadvisors.com  
508 263-6255

[www.ceadvisors.com](http://www.ceadvisors.com)

**John Trogonoski**

Gestionnaire de projet principal  
jtrogonoski@ceadvisors.com  
508 263-6258

[www.ceadvisors.com](http://www.ceadvisors.com)