

**COMPLÉMENT À LA RÉPONSE 6.1
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) SUR LA DEMANDE
RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRES 2015-2016**

6. Référence : Pièce B-0012, p. 8-17.

Demande :

6.1 Veuillez compléter le balisage déposé en précisant comment, pour chacun des organismes de réglementation canadiens cités, les comptes de *pass-on*, de nivellation pour aléas climatiques, de contributions à des projets de raccordement, ainsi que les comptes PGEÉ sont rémunérés. Veuillez spécifier s'ils sont inclus ou non dans la base de tarification et quel taux de rendement est utilisé dans chacun des cas.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de compléter le balisage déposé à la pièce HQD-3, document 3 (B-0012) à l'intérieur du délai imparti, le niveau de précisions demandé étant très élevé. Toutefois, il mettra tous les efforts nécessaires pour déposer ce complément au plus tard le 23 octobre, soit en même temps que les réponses aux demandes de renseignements de la Régie et des intervenants.

Complément de Réponse :

1 **À la lumière du balisage produit par les experts de Concentric, en complément**
2 **de celui présenté par le Distributeur à la pièce HQD-3, document 3 (B-0012), ce**
3 **dernier constate que le traitement des quatre types de comptes d'écart et de**
4 **report (CER) identifiés par la Régie n'est pas homogène d'un organisme**
5 **réglementaire canadien à l'autre.**

6 **En effet, la présence ou non de comptes d'écart de type *pass-on*, nivellation**
7 **pour aléas climatiques, contributions à des projets de raccordement ou relatif**
8 **à l'efficacité énergétique ainsi que leur nombre diffèrent largement selon les**
9 **juridictions. Ainsi, plusieurs compagnies (ENMAX, EPCOR, Hydro One et NB**
10 **Power) n'ont aucun de ces comptes alors que d'autres en possèdent**
11 **plusieurs.**

12 **Quant au mode de rémunération et au taux qui y est rattaché, le Distributeur**
13 **note que plusieurs compagnies qui disposent du type de CER susmentionnés**
14 **les rémunèrent au taux du coût moyen pondéré du capital, qu'ils soient ou**
15 **non inclus dans la base de tarification.**

16 **Par ailleurs, le Distributeur constate qu'entre le dépôt de la pièce HQD-03,**
17 **document 3 (B-0012) et aujourd'hui, l'AUC a rendu la décision 2014-263 le 17**
18 **septembre 2014 dans laquelle, elle reconnaît la rémunération au coût moyen**

1 pondéré du capital du compte d'écart de coûts d'équilibrage conjoint
2 (*Province-wide Load Balancing deferral Account ou LBDA*).

3 Au vu de ces résultats, le Distributeur réitère la nécessité de prendre en
4 compte les spécificités qui lui sont propres, notamment l'importance relative
5 de la valeur des CER qui peut avoir un impact significatif sur sa structure de
6 capital et la politique de gestion intégrée d'Hydro-Québec pour le financement
7 de sa dette. Sur ces bases, et pour les raisons déjà invoquées à la pièce
8 HQD-3, document 3 (B-0012) le Distributeur considère que le coût moyen
9 pondéré du capital est le coût approprié pour rémunérer l'ensemble de ses
10 comptes d'écart.

11 Le tableau R-6.1 préparé par Concentric présente les résultats du balisage.

Tableau R-6.1

Balisage des organismes de réglementation canadiens relativ à la rémunération des comptes d'écart

Regulatory Board	Regulated Company	List of Applicable DVA	DVA amongst IR's 4 types (Weather, DSM, Purchased Gas, Contributions)	Included in Rate Base?	Recovery Period	Carrying Cost	Comments	Source
Régie de l'énergie	Gaz Métropolitain	1) Weather and wind stabilization account 2) Energy supply account 3) EEP Expenditures and Subsidies 4) Energy Efficiency Incentives	1) Weather stabilization account 2) Energy supply account 3) and 4) Demand side Management (DSM)/Energy Efficiency account	1) Yes 2) No 3) and 4) Yes	1) 1 to 5 years 2) within 12 months 3) and 4) 1 year	1) Weighted Average Cost of Capital (WACC) 2) WACC 3) and 4) WACC		- Gaz Métro - 2013 Annual Financial statements on September 30, 2013, Note 5, pages 19-22 - Correspondence with key company personnel
	Gazifère	1) Weather stabilization deferral account 2) DSM variance account 3) Purchased gas variance	1) Weather stabilization account 2) DSM account 3) Energy supply account	1) Yes 2) No 3) Yes	1) 5 years 2) 1 year 3) 1 year	1) No return 2) WACC 3) No return		- Documents B-0013 and B-0016 Gazifère Regulatory Book Closing on December 31, 2013, Docket R-3884-2014 - Decision D-2012-163, para 53 - Decision D-2008-144, p 19 - Correspondence with key company personnel
Alberta Utilities Commission	AltaGas	Deferred Cost of Gas	Energy supply account	No	Monthly	No return		- AltaGas - Consolidated Financial Statements 2013, pages 30-32 - AltaGas Utilities Inc. - 2013 Rule 005, Financial Statement, Note 7, page 17 - AUC Decision 2001-75,
	ATCO Gas	1) Rider L, Load Balancing Deferral Account (LBDA) 2) Rider W, Weather Deferral Account	1) Energy Supply 2) Weather Stabilization	1) No 2) No	1) Varies. Typically 2 to 3 months 2) 1 Year	1) WACC 2) WACC	- The load balancing deferral account relates to the physical operation of the gas distribution system. This is not an energy supply account in the conventional sense.	- ATCO - MD&A march 2014, page 20 - AUC Decision 2014-268 - AUC Decision 2014-263 - AUC ATCO 2013 Rule 005 - Correspondence with key company personnel
		Rider E - Special Facilities Charge	Contribution for new customer connections	Yes	Life of the agreement	WACC	- Costs associated with special facilities constructed on customer property are recovered through special facilities rate, and facilities are treated as utility property and are included in rate base. - ATCO Electric has a similar Rider E tariff.	- AUC Decision 2011-176 - Fortis Alberta Tariff (October 1, 2014) - Correspondence with key company personnel
	EPCOR	None	None	N/A	N/A	N/A		- Correspondence with key company personnel
	ENMAX	None	None	N/A	N/A	N/A		- Correspondence with key company personnel

Tableau R-6.1 (suite)

Balisage des organismes de réglementation canadiens relativ à la rémunération des comptes d'écart

Regulatory Board	Regulated Company	List of Applicable DVA	DVA amongst IR's 4 types (Weather, DSM, Purchased Gas, Contributions)	Included in Rate Base?	Recovery Period	Carrying Cost	Comments	Source
Bristish Columbia Utilities Commission	BC Hydro	1) Non-heritage deferral account (variance account) 2) Heritage deferral account (variance account) 3) Trade income deferral account (variance account) 4) DSM deferral account (deferral account)	1) Weather Stabilization 2) and 3) Energy supply accounts 4) DSM account	1) No 2) and 3) No 4) Yes	1), 2), and 3) Heritage Deferral Account, Non-Heritage Deferral Account, Trade Income Deferral Account recovered through Deferral Account Rate Rider (DARR) - has historically provided recovery over 10 years but in 2015-2016 RRA, was increased to 20 year recovery period. 4) DSM 15 years	1), 2) and 3) HDA, NHDA, TIDA : Weighted average cost of debt 4) DSM: No return earned before asset goes into service (DSM expenditures generally go into service in the year of expenditure) - once in service unamortized balance earns the WACC.		- BC Hydro - Annual Report 2014, pages 55-56; 87-91 - BC Hydro F2015-2016 RRA, Appendix C, Schedule 8.0, page 38 - BC Hydro F2015-20216 RRA, Appendix H, page 55 - Order G-77-12A, page 5 - Correspondence with key company personnel
	Fortis BC	1) Commodity Cost Reconciliation Account (gas variance account); Midstream Cost Reconciliation Account (gas variance account) 2) Power Purchase Expense variance account (electric) 3) EEC Deferral Account (gas) 4) Revenue Stabilization Adjustment Mechanism (gas variance account)	1) Energy supply account (Gas) 2) Energy supply (Electric) 3) DSM account (Gas) 4) Weather Stabilization (Gas only)	1) Yes 2) No 3) Yes 4) Yes	1) 1 - 2 years 2) 1 year 3) 10 years 4) 2 years	1) WACC 2) Short-term Debt Return 3) WACC 4) WACC	Historically, the majority of FBC (Electric) deferral accounts were included in rate base and attracted the WACC. FBC Order G-110-12 established a new policy for the electric utility whereby the WACC only applies to the financing of capital assets. Otherwise, WACD for DVA recovered > 1 year and Short term Interest Rate < 1 year. For FEI (Gas) regulatory deferrals continue to attract the WACC.	- FortisBC - Consolidated Financial Statements December 31, 2013, pages 16-18 - FortisBC Exhibit B-9 - Responses to Celgar IR No.2, Question 21.0, Page 43 - G-44-12, pp. 151, 183 - G-110-12, pp. 105, 115 - Correspondence with key company personnel
Ontario Energy Board	Hydro One	None	None	N/A	N/A	N/A	N/A	- Hydro One - 2013 Consolidated Financial statements, Note 11, pages 22-25
	Enbridge	1) Purchased Gas Variance Account 2) Unaccounted for Gas Variance Account 3) Storage and Transportation Deferral Account 4) Lost Revenue Adjustment Mechanism Variance Account 5) Demand Side Management Deferral Account	1), 2) and 3) Energy supply account 4) and 5) DSM Deferral	1) No 2) No 3) No 4) No 5) No	1), 2) and 3) Quarterly 4) and 5) Apply for disposition annually, subject to OEB approval	1), 2) and 3) 90-day interest rate 4) and 5) 1 year interest rate	90-day short term interest rate plus a corporate spread for accounts that are adjusted quarterly, i.e. PGVA; Use one-year short term interest rate plus corporate spread for regulatory accounts that are not adjusted quarterly.	- Enbridge 2013 Annual Financial Statement, Note 5, pages 14-16 - Letter to all gas and electric utilities re.: Approval of Accounting Interest Rates Methodology for Regulatory Accounts Board File No. EB-2006-0117 (November 28, 2006) - OEB Accounting Order EB-2012-0459, EGDI (August 22, 2014) - Correspondence with key company personnel

Tableau R-6.1 (fin)

Balisage des organismes de réglementation canadiens relativ à la rémunération des comptes d'écart

Regulatory Board	Regulated Company	List of Applicable DVA	DVA amongst IR's 4 types (Weather, DSM, Purchased Gas, Contributions)	Included in Rate Base?	Recovery Period	Carrying Cost	Comments	Source
New Brunswick Energy and Utilities Board	NB Power	None	None	N/A	N/A	N/A		- Decision - In the Matter of Point Lepreau Nuclear Generating Station Deferral Account and section 143.1 of the Electricity Act (March 13, 2013) NB Power Consolidated Financial Statements, Note 4, pages 7-9 and Note 14, page 25 - Correspondence with key company personnel
National Energy Board	TCPL	1) Long-term Adjustment account (deferral) 2) Toll Stabilization Adjustment (deferral)	1) and 2) Revenue Stabilization	1) Yes 2) No	1) Life of transmission system 2) 4 years	1) WACC 2) WACC	- Deferral accounts cited, pertain to stabilization of revenues inclusive of weather related variances. - Board stated in Order "Also, we are not prepared to assume how TransCanada will finance the TSA; we deem the entirety of the Mainline's financing needs to be met with a 60-40 debt-equity split, rather than deeming how individual accounts are financed."	- TCPL - 2013 MD&A and Consolidated Statements, Note 9, pages 118-121 - Business and Services Restructuring and Mainline 2012-2013 Tolls Application, Part C: Business and Services Restructuring Proposal, Section 7.0: Toll Design, page 46. - Reasons for Decision, TransCanada PipeLines Limited, NOVA Gas Transmission Ltd., and Foothills Pipe Lines Ltd. RH-003-2011, March 2013