

**RÉPONSES AUX QUESTIONS DE LA COALITION INDUSTRIELLE**

**QUESTION 1 :**

**Référence :** Pièce HQT-3 document 1, page 23  
Partie 3 : La conception intégrée et la planification du réseau de transport.

**Contexte :** Vous expliquez ici comment le réseau de transport est utilisé et planifié de façon à satisfaire à l'ensemble des besoins en électricité de la clientèle qui fluctuent constamment au fil des ans, des saisons et des jours.

**Demands :**

- a) Veuillez élaborer des mesures qui sont mises en place par TransÉnergie afin de remettre en marché et réaliser des revenus lorsque la capacité de transport réservée pour la charge locale ou encore pour le service de transport ferme de point à point n'est pas effectivement requise ou utilisée.

**R1a) Toute la capacité de transport inutilisée pour répondre aux besoins de la charge locale et des services point-à-point est mise en marché via le système OASIS (Open Access Same time Information System), système accessible via Internet à tous les clients du service de transport, dans le but explicite de commercialiser la capacité disponible en tout temps et partant, d'optimiser l'utilisation du réseau de transport.**

TransÉnergie établit pour le service de point à point la disponibilité en MW appelée "ATC" (Available Transfer Capability). Cette quantité est établie pour le service ferme et le service non ferme, les deux étant liées. Lorsqu'un client réserve une capacité de transport ferme sur un des chemins disponibles, l'ATC ferme sur ce chemin est diminué d'autant. L' ATC non ferme comprend la capacité du réseau au-delà des besoins de la charge locale, incluant l'aléa prévu pour sécuriser l'alimentation de celle-ci.

De plus, conformément aux *Tarifs et Conditions*, lorsque le client du service ferme de transport transmet, au plus tard à 13H00 pour le lendemain son programme pour utiliser en tout ou en partie la capacité qu'il a réservée, la capacité non ferme affichée sur OASIS est diminuée

de la quantité programmée par le client du service ferme.

Cela fait donc en sorte que la capacité de transport restante est toujours offerte en service ferme ou non ferme de façon non discriminatoire à tous les clients du service de transport, afin de maximiser l'utilisation de la capacité de transport disponible sur le réseau.

- b) Veuillez préciser le traitement comptable et réglementaire proposé pour les revenus réalisés à même la remise en marché de la capacité excédentaire qui n'est pas requise pour desservir la charge locale ou le service ferme de point à point.

**R1b) Tel que décrit à la pièce HQT-10, Document 1, pages 15, 16 et 17 de 66, les revenus réalisés par la commercialisation des capacités excédentaires sont déduits à 100% du coût de service imputable à la charge locale et au service ferme de point à point.**

#### **QUESTION 2 :**

**Référence : Pièce HQT-4 document 1, page 5 lignes 1 à 5**

**Contexte :** Vous indiquez ici que depuis le 1er mai 1997, Hydro-Québec a procédé à l'ouverture de son réseau au transit de gros pour certaines activités dont, le transit intérieur (« *wheel within* »), soit l'acheminement sur le réseau de transport d'Hydro-Québec, d'électricité provenant d'un producteur situé au Québec et qui a comme destination finale une charge (du marché de gros) située au Québec. Vous indiquez toutefois que, bien qu'offert, ce service n'a pas été retenu jusqu'à maintenant.

**Demandes :**

- a) Veuillez élaborer au sujet des raisons qui expliquent que, bien qu'offert, ce service n'a pas été retenu jusqu'à maintenant.

**R2a) Il appartient aux réseaux municipaux et à la Coopérative régionale d'électricité de St-Jean-Baptiste de Rouville, à qui est destiné ce service, d'expliquer les motifs pour lesquels ce service n'a pas été utilisé.**

- b) Veuillez indiquer les mesures qui devraient être entreprises par Hydro-Québec, par le gouvernement du Québec (décret) ou par la Régie de l'énergie pour mettre ce service en place.

**R2b) L'article 134 de la Loi sur la Régie de l'énergie indique que: «Une municipalité peut, avec l'autorisation du gouvernement aux conditions qu'il détermine, acheter de l'électricité de tout autre service public.». Il appartient donc aux municipalités visées par cet article et au gouvernement du Québec de fixer les mesures qu'ils jugent utiles.**

- c) Veuillez indiquer les conditions et modalités auxquelles Hydro-Québec est disposée à offrir ce service.

**R2c) Hydro-Québec indique à la pièce HQT-10, Document 1, pages 46 et 47 de 66, les sujets qu'elle souhaiterait discuter dans le cas où les municipalités se prévalaient de leur droit d'acheter de l'électricité d'un autre service public.**

### **QUESTION 3 :**

**Référence : HQT-5 document 3**

**Contexte :** Cette pièce, bien que fournissant la ventilation du revenu requis du service de transport pour l'année témoin débutant le 1er janvier 2001, ne permet pas de bien situer l'évolution du coût de service de TransÉnergie d'un point de vue historique non plus que de déterminer la ventilation ou les sources des revenus additionnels requis pour l'année témoin 2001 par rapport à ceux générés par les tarifs actuels qui sont en vigueur depuis le 1er mai 1997.

Veillez noter qu'il s'agit là d'informations qui sont habituellement fournies par la Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) à chaque année, dans le cadre de sa cause tarifaire, aux fins de dresser le portrait global des revenus requis aux fins tarifaires. À titre d'exemple, vous trouverez sous pli les annexes suivantes qui sont des pièces produites par SCGM dans le cadre de sa cause tarifaire 2000, R-3426-99 :

- **Annexe A :** Pièce SCGM-8 document 5, fournissant la comparaison, avec explications à l'appui, entre le budget

1999 autorisé dans les décisions D-99-11 et D-99-150, la projection 10/2 1999 et le Budget 2000.

- **Annexe B** : Pièce SCGM-8 document 2, faisant état du revenu d'exploitation pro forma et des revenus additionnels requis pour l'année témoin se terminant le 30 septembre 2000.

**Demandes :**

- a) En utilisation un format semblable à celui de l'**Annexe A** en y apportant les adaptations nécessaires, veuillez fournir la comparaison entre le budget proposé pour l'année témoin 2001 avec les résultats financiers de toutes les années pour lesquelles TransÉnergie est en mesure de fournir des données qui lui sont propres en incluant, à tout le moins, les années 1997, 1998, 1999 et 2000 (projection 8/4).

**R3a) Voir réponse à la question 36.1 de la Régie de l'énergie.**

- b) En utilisant un format semblable à celui de l'**Annexe B** en y apportant les adaptations nécessaires, veuillez fournir l'état du revenu d'exploitation pro forma et des revenus additionnels requis pour l'année témoin débutant le 1er janvier 2001.

**R3b) Voir réponse à la question 36.1 de la Régie de l'énergie.**

**QUESTION 4 :**

**Référence : Pièce HQT-5 document 5**

**Contexte :** Vous fournissez ici la conciliation des données tarifaires avec les états financiers pour l'année historique 1999.

**Demandes :**

- a) Veuillez produire un exemplaire des états financiers consolidés vérifiés d'Hydro-Québec pour chacune des années 1997, 1998 et 1999.

**R4a) Voir réponse à la question 1.1 de la Régie de l'énergie.**

- b) Veuillez produire les états financiers internes de TransÉnergie pour toute les années pour lesquelles ceux-ci sont disponibles incluant, à tout le moins, les années 1997, 1998, 1999 et 2000 [projection 8/4].

**R4b) Les états financiers de 1999 pour TransÉnergie se retrouvent à la pièce HQT-5, Document 5, pages 3 et 4.**

**Les données pour les années 2000 et 2001 se retrouvent à notre réponse à la question 36.1 de la Régie de l'énergie.**

- c) Veuillez fournir la réconciliation détaillée des données du budget proposé pour l'année témoin 2001 dans le cadre du présent dossier avec les résultats financiers de TransÉnergie pour chacune des années 1997, 1998, 1999 et 2000 (projection 8/4).

**R4c) Voir réponse à la question 36.1 de la Régie de l'énergie.**

**QUESTION 5 :**

**Références :** Pièce HQT-6 document 1

**Contexte :** Vous présentez ici le sommaire des dépenses nécessaires à la prestation du service de transport pour l'année témoin 2001.

**Demandes :**

- a) Veuillez fournir un tableau comparatif montrant l'évolution des dépenses nécessaires à la prestation du service de transport par TransÉnergie pour chacune des années pour lesquelles des données distinctes existent pour TransÉnergie incluant, à tout le moins, les années 1997, 1998 et 1999 et 2000 (projection 8/4) par rapport au budget proposé pour 2001.

**R5a) Voir réponse à la question 36.1 de la Régie**

- b) Veuillez fournir une explication au soutien de toutes les variations importantes (plus de 500 000 \$) que l'on peut constater au niveau de l'évolution historique de chacun des postes des dépenses nécessaires à la prestation du service pour les années 1997, 1998, 1999, 2000 (projection 8/4) par rapport au budget proposé pour 2001.

**R5b) Voir réponse à la question 36.1 de la Régie**

**QUESTION 6 :****Référence : Pièce HQT-6 document 3****Contexte :** Vous fournissez ici les données relatives au charges brutes directes de TransÉnergie.**Demandses :**

- a) Veuillez fournir un tableau fournissant la ventilation détaillée ainsi que l'évolution historique des charges brutes directes de TransÉnergie pour toutes les années pour lesquelles des données comptables distinctes sont disponibles pour TransÉnergie, incluant à tout le moins 1997, 1998, 1999, 2000 (projection 8/4) par rapport au budget proposé pour 2001.

**R6a) Voir réponse à la question 36.1 de la Régie**

- b) Veuillez fournir les explications de toutes les variations importantes (500 000 \$ ou plus) constatées au niveau de l'évolution historique de chacun des postes de dépenses.

**R6b) Voir réponse à la question 36.1 de la Régie****QUESTION 7 :****Référence : Pièce HQT-6 document 5****Contexte :** Vous fournissez ici le détail des charges des services partagés en technologies de l'information pour le budget 2001.**Demandses :**

- a) Veuillez fournir la ventilation détaillée ainsi que l'évolution historique de tous et chacun des poste de dépenses de la DPTI (avec indication de leur imputation à TransÉnergie) pour chacune des années 1997, 1998, 1999, 2000 (projection 8/4) par rapport au budget proposé pour 2001.

**R7a) Tel que décrit à la section 5 de HQT-6, Document 5, les coûts de la DPTI se déversent dans divers produits, qui sont par la suite facturés aux clients sur une base de consommation. Il est donc impossible de fournir la répartition réelle de ces coûts par client.**

Voici un tableau décrivant l'évolution de nos coûts :

Poste	Réel 1999	Estimé 2000	Prix de revient 2001
Charges primaires	232 M\$	240 M\$	281 M\$
Charges secondaires	19 M\$	39 M\$	42 M\$
Amortissement	130 M\$	119 M\$	113 M\$
Taxes	11 M\$	11 M\$	11 M\$
Frais financiers	50 M\$	57 M\$	66 M\$
Rendement sur les actifs	n/a	n/a	18 M\$

- b) Veuillez fournir une explication de toutes les variations d'importance (500 000 \$) constatées au niveau de l'évolution historique de chacun des postes de dépenses.

**R7b) Explications des écarts 1999 - 2000:**

Charges primaires	Projet de sécurité informatique (ATS)	+ 5 M\$
	Efforts d'optimisation 2000	- 9 M\$
	Nouveaux produits et services offerts aux clients	+ 12 M\$
Charges secondaires	Poursuite du déploiement de la facturation interne	+ 20 M\$
Amortissement	Nouveaux projets mis en service et fin d'amortissement de certains actifs	- 11 M\$
Frais financiers	Augmentation de la valeur nette des actifs de la DPTI. Voir également la réponse à la question 42.1 de la Régie de l'énergie.	+ 7 M\$

**Explications des écarts 2000 – 2001 :**

Charges primaires	Projet SAP 4.6	+ 15 M\$
	Évolution des postes de travail	+ 8 M\$
	Nouveaux systèmes exploités	+ 10 M\$
	Dépenses non budgétées en 2000	+ 7 M\$
Charges secondaires	Prévision de facturation des services internes 2001 basée sur l'estimation de juillet 2000	+ 3 M\$
Amortissement	Nouveaux projets mis en service et fin d'amortissement de certains actifs	- 6 M\$
Frais financiers	Augmentation de la valeur nette des actifs de la DPTI. Voir également la réponse à la question 42.1 de la Régie de l'énergie.	+ 9 M\$

**QUESTION 8 :****Références: HQT-6 document 6**

**Contexte:** Vous fournissez ici le détail des charges des services partagés en approvisionnement et services pour le budget 2001.

**Demandses :**

- a) Veuillez fournir la ventilation détaillée et l'évolution historique de chacun des postes de dépenses de la DPAS (avec indication de leur imputation à TransÉnergie) pour chacune des années 1997, 1998, 1999, 2000 (projection 8/4) par rapport au budget proposé pour 2001.

**R8a) Le tableau suivant présente l'évolution des charges 1999 - 2001 pour l'unité Approvisionnement et services :**

(en millions de dollars)

	1999	BUDGET 2001*	ÉCART
<b>CHARGES D'EXPLOITATION</b>	<b>308</b>	<b>314</b>	<b>6</b>
Charges primaires **	275	269	-6
Charges secondaires	33	45	12
<b>AUTRES CHARGES</b>	<b>58</b>	<b>52</b>	<b>-6</b>
Amortissements	28	27	-1
Frais financiers	17	11	-6
Taxes	13	14	1
<b>TOTAL</b>	<b>366</b>	<b>366</b>	<b>0</b>

\* Selon l'hypothèse de la reconduction du budget 2000 à l'exercice 2001, les données de 2000 et 2001 sont identiques.

\*\* incluant les coûts transitaires.

- b) Veuillez fournir les explications toutes les variation d'importance (500 000 \$ et plus) constatées au niveau de l'évolution historique de tous et chacun des postes de dépenses de la DPAS.

**R8b) Voici les principales explications de cette évolution des charges:**

**Au niveau des charges primaires, la baisse s'explique principalement par l'optimisation de nos processus de travail.**

**Quant à nos charges secondaires (facturation de nos fournisseurs internes) la hausse s'explique par l'augmentation des tarifs de nos fournisseurs, causée par une facturation plus précise dont surtout l'unité Technologies de l'information.**

**Dans le cas des amortissements, la baisse s'explique principalement par la réduction des coûts à amortir de nos actifs en Bâtiments, matériel informatique et en véhicules.**

En ce qui a trait aux frais financiers, ils sont établis de la façon décrite à la réponse à la question 42.1 de la Régie de l'énergie.

Concernant les taxes, la baisse s'explique par la vente de certains bâtiments administratifs, résultats de nos efforts continus de l'optimisation de nos activités.

**QUESTION 9 :**

**Référence :** Pièce HQT-7 document 2

**Contexte :** Vous fournissez ici le calcul du solde moyen de la base de tarification de TransÉnergie pour l'année témoin 2001. Encore une fois, cependant, il est difficile de cerner l'évolution historique de la valeur de la base de tarification et comprendre les raisons des écarts qui peuvent être constatés à ce chapitre.

À titre d'exemple, vous trouverez sous pli, comme **Annexe C**, un exemplaire de la Pièce SCGM-6 document 8 produite par SCGM dans sa cause tarifaire 2000, R-3426-99, fournissant la comparaison des moyennes mensuelles de sa base de tarification entre le budget autorisé dans les décisions D-99-11 et D-99-150, la projection (10/2) pour 1999 et le budget proposé pour l'année témoin 2000.

**Demandes :**

- a) En utilisant un format semblable à celui de l'**Annexe C** en y apportant les adaptations nécessaires, veuillez fournir un tableau comparatif fournissant la ventilation détaillée et l'évolution historique de la base de tarification de TransÉnergie pour chacune des années pour lesquelles des données distinctes existent pour TransÉnergie, incluant 1997, 1998, 1999, 2000 (projection 8/4) par rapport au budget proposé pour 2001.

**R9a) Voir réponse à la question 24.1 de la Régie de l'énergie.**

- b) Veuillez fournir une explication de toutes les variations d'importance (10 millions \$ et plus) constatées au niveau de l'évolution historique de chacun des postes de la base de tarification.

**R9b) Voir réponse à la question 36.1 de la Régie**

**QUESTION 10 :****Référence : Section 7, Base de tarification**

**Contexte :** Au cours de mois qui ont suivi la tempête de verglas de janvier 1998, le gouvernement du Québec avait annoncé son intention de contribuer au financement, en tout ou en partie, des coûts de reconstruction des actifs de transport qui avaient été endommagés et ce, de façon à éviter des impacts tarifaires aux usagers du Québec.

**Demandses :**

- a) Veuillez fournir la ventilation détaillée, avec pièces justificatives (tels que décrets, contrats, etc.) à l'appui, des contributions financières effectuées par le gouvernement du Québec aux coûts de reconstruction des actifs de TransÉnergie ou autres dommages qui ont été subis par Hydro-Québec suite à la tempête de verglas du mois de janvier 1998.

**R10a) Contributions gouvernementales suite à la tempête de verglas de janvier 1998, applicables à TransÉnergie:**

**Mesures d'urgence: 46 M\$**

**Coûts nets de rétablissement du réseau 209 M\$**

**Compensation pour frais financiers encourus 11 M\$\***

\* Contribution annuelle pendant 10 ans.

**Le protocole d'entente signé avec le gouvernement du Québec et le décret 330-98 qui y est associé sont fournis à la pièce HQT-13, documents 18.2 et 18.1 respectivement.**

- b) Veuillez préciser les pièces de votre preuve documentaire (déjà déposée ou à venir) où l'on peut retrouver l'imputation des contributions du gouvernement.

**R10b) Voir les pièces HQT-5, Document 3 et HQT-7, Document 2, page 2.**

**QUESTION 11 :****Référence : Pièce HQT-8 document 1 page 10 lignes 13 à 18.**

**Contexte :** Aux fins de l'évaluation des risques de TransÉnergie, vous indiquez qu'il existe encore peu d'entreprises consacrées au transport de l'électricité et que les comparaisons doivent nécessairement s'appuyer sur des analogies avec des entreprises existantes comme, par exemple, des compagnies d'électricité intégrées, des compagnies gazières intégrées et des compagnies de transport de gaz par pipeline.

**Demandes :**

- a) Veuillez identifier les entreprises consacrées uniquement au transport de l'électricité auxquelles pourrait se comparer TransÉnergie.

**R11a) Hydro One would be the closest comparable to TransÉnergie, although Hydro One covers both transmission and distribution.**

- b) Pour chaque entreprise de transport d'électricité identifiée dans la réponse précédente, veuillez fournir les données pertinentes à l'évaluation de leurs risques comme, par exemple, les rapports des agences de notation de crédit à leur sujet ou encore les décisions réglementaires explicitant la prime de risque qui leur est octroyée aux fins de l'évaluation du taux de rendement sur leur avoir propre.

**R11b) See attached DBRS and CBRS bond rating reports for a credit assessment of Hydro One. (Voir les pièces HQT-8, Documents 3.5 et 3.6)**

- c) Pour chaque entreprise de transport d'électricité identifiée dans vos réponses aux questions précédentes, veuillez expliciter en quoi exactement TransÉnergie pourrait être considérée comme plus ou moins risquée que ces entreprises. Dans chaque cas, veuillez faire les distinctions qui s'imposent au niveau du risque d'affaires, du risque réglementaire et du risque financier.

**R11c) Hydro One is comparable in risk to TransÉnergie. Although comparable in terms of business and regulatory risk, Hydro One's much stronger capital structure consisting of 55% debt and 45% equity makes**

**its financial risk substantially lower than Hydro-Quebec`s.**

- d) Veuillez identifier les compagnies d'électricité intégrées dont les analogies avec TransÉnergie peuvent fournir une base de comparaison au niveau du risque.

**R11d) The Canadian electric utilities identified on the list of companies that appears on page 17 of my testimony are comparable in risk to TransÉnergie. The U.S. transmission-intensive electric utilities identified on page 19 are comparable in risk to TransÉnergie.**

- e) Pour chacune des compagnies d'électricité intégrées identifiées dans votre réponse à la question précédente, veuillez expliciter en quoi exactement TransÉnergie pourrait être considérée comme plus ou moins risquée que ces entreprises. Dans chaque cas, veuillez faire les distinctions qui s'imposent au niveau du risque d'affaires, du risque réglementaire et du risque financier.

**R11e) Although I did not conduct a comprehensive risk analysis of each electric utility company identified in question 11 d), I view these companies as fairly homogeneous in risk and residing in the same risk class. The latter is very narrow, and it is difficult and somewhat redundant to produce an even finer discrimination of risk characteristics within that narrow risk class. On a relative basis, the risk differences between the companies are largely indistinguishable. Each company possesses its own set of unique risk features and characteristics. These risk features are frequently offsetting, with the result that the companies are in the same risk class. I did not perform a detailed analysis of each and every risk faced by each company, and nor do I utilize such information in my testimony. Such an analysis would be tantamount to conducting a full-scale investigation of the comparative risks of each and every company in the sample.**

**This information request is well outside any reasonable limits of discovery. I consider the request burdensome, computationally prohibitive, and that this request would require several months and abundant resources to conduct such an analysis. More importantly, I do not remotely rely on any such information in my testimony.**

- f) Veuillez identifier les compagnies gazières intégrées dont les analogies avec TransÉnergie peuvent fournir une base de comparaison au niveau du risque.

**R11f) See answer to d).**

- g) Pour chacune des compagnies gazières intégrées que vous avez identifiées dans votre réponse à la question précédente, veuillez préciser en quoi exactement TransÉnergie peut être considérée comme plus ou moins risquée que chaque telle entreprise. Pour les fins de votre réponse, veuillez effectuer les nuances qui s'imposent au niveau du risque d'affaires, du risque réglementaire et du risque financier.

**R11g) See answer to e).**

- h) Veuillez identifier les compagnies de transport de gaz par pipeline dont les analogies avec TransÉnergie peuvent fournir une base de comparaison au niveau du risque.

**R11h) See answer to d).**

- i) Pour chacune des compagnies de transport de gaz par pipeline que vous avez identifiées en réponse à la question précédente, veuillez préciser en quoi TransÉnergie serait plus ou moins risquée que chaque telle entreprise. Pour les fins de votre réponse, veuillez effectuer les nuances qui s'imposent entre le risque d'affaires, le risque réglementaire et le risque financier.

**R11i) See answer to e).**

- j) En effectuant les nuances qui s'imposent au niveau du risque d'affaires, du risque réglementaire et du risque financier, veuillez préciser et quantifier [sur une échelle de 1 à 10] votre évaluation du risque de TransÉnergie par rapport aux entreprises canadiennes suivantes :

1<sup>o</sup> Compagnies d'électricité :

- BC Hydro
- Edmonton Hydro
- Saskatchewan Power
- Manitoba Hydro
- Ontario Hydro
- New-Brunswick Power
- Newfoundland and Labrador

- Churchill Falls
- West Kootenay
- Canadian Utilities
- TransAlta Utilities (Generation)
- TransAlta Utilities (Transmission)
- TransAlta Utilities (Distribution)
- Great Lakes Power
- Maritime Electric
- Newfoundland Light and Power
- Nova-Scotia Power

2° Distributeurs gazier :

- BC Gas
- Canadian Western Canadian Gas
- Centra Gas (Manitoba)
- Centra Gas (Ontario)
- Centra Gas (BC)
- Enbridge Consumers Gas
- Gazifère
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM)
- North Western Utilities
- Pacific Northern Gas
- Union Gas

3° Transporteurs de gaz par pipeline :

- Alberta Natural Gas
- Foothill Pipelines
- Nova Corp of Alberta
- TransCanada Pipelines (TCPL)
- TransQuébec and Maritimes (TQM)
- West Coast Energy

**R11j) This request is tantamount to conducting a full investigation of the comparative risks of each of the 34 companies listed in the question, and is well outside any reasonable limits of discovery. I consider the request burdensome, computationally prohibitive, and that this request would require several months and abundant**

resources to conduct an analysis of each risk element of each of the 34 companies enumerated.

I did not conduct a comprehensive risk analysis of each of the 34 companies listed in the question, and nor do I utilize any such analysis in his testimony. As a general proposition, I view these companies as fairly homogeneous in risk and residing in the same broad risk class. It is difficult and somewhat redundant to produce an even finer discrimination of risk characteristics within such a narrow risk class.

Total investment risk results from a multi-dimensional blend of several factors, including demand risks, regulatory risks, financial risks, and size. The demand risk component can in turn be disaggregated into sub-factors, including concentration of demand, customer mix, and service territory economics. It is difficult to quantify the exact impact of any given factor, such as business risk, on the company's total risk, let alone the impact of sub-factors. Investors examine a number of qualitative and quantitative factors before rendering a risk decision, that such factors are considered both individually and collectively.

Each of the 34 companies listed in the question possesses its own set of unique risk features and characteristics. These risk features are frequently offsetting, with the result that the companies are in the same broad risk class. For example, a regulated utility can face significant demand risks in its service territories but this is offset by a financial risk that is lower than those of its peers, given its relative low debt-equity capitalization.

**QUESTION 12 :**

**Référence :** Pièce HQT-8 document 1 page 11 lignes 4 à 13

**Contexte :** Vous précisez ici le risque d'affaires pour le transporteur découlant de la charge locale.

**Demandes :**

- a) Veuillez confirmer que, pour l'année témoin 2001, les revenus payables par le distributeur au transporteur seront de l'ordre de deux millions trois cent quatre-vingt-cinq mille dollars (2 385 000 \$) représentant 88,8 % du revenu requis total de deux millions six cent quatre-vingt-cinq mille dollars (2 685 000 \$) budgétisé pour le transporteur.

**R12a) Oui.**

- b) Veuillez confirmer que le distributeur aura l'obligation de payer ces revenus totaux de 2,385 millions au transporteur et ce, peu importe son utilisation effective du réseau de transport. En d'autres mots, veuillez confirmer si les revenus perçus du distributeur pour la charge locale constituent des revenus garantis pour le transporteur.

**R12b) Le coût du service de transport pour la charge locale couvre tous les besoins du distributeur, quels que soient ces besoins.**

- c) Dans la mesure où votre réponse aux deux questions précédentes est affirmative, veuillez préciser quels sont les risques « mineurs » qui demeurent à la charge du transporteur pour ce qui a trait aux revenus budgétisés pour la charge locale.

**R12c) Voir réponse à la question 56 du CERQ.**

**QUESTION 13 :**

**Référence : Pièce HQT-8 document 1 page 11 lignes 15 à 19**

**Contexte :** Vous préciser ici les risques d'affaires relatifs au service de transport point à point.

**Demandes :**

- a) Veuillez préciser dans quelle proportion (en termes de charges réservées et de pourcentage d'utilisation) Hydro-Québec elle-même utilise les services de transport de point à point dans le cadre des transits contractés à des fins d'exportation (« *Wheel out* »). Pour les fins de votre réponse, veuillez fournir les données relatives aux années 1997, 1998, 1999 et 2000 (projection 8/4).

**R13a) Les informations demandées se trouvent à la pièce HQT-4, Document 1, page 14 de 22.**

- b) Hormis les contrats avec Ontario Hydro et CRT dont il est fait mention à la page 20 du témoignage de monsieur Chéhadé produit comme pièce HQT10 document1, veuillez préciser (en termes de charges et de pourcentage d'utilisation) les réservations annuelles de service de point à point provenant de clients autres qu'Hydro-Québec elle-même.

**R13b) Aucun autre client qu'Hydro-Québec n'a de réservation annuelle.**

- c) Veuillez élaborer au sujet des risques d'insolvabilité des clients du service de transport point à point dont, notamment, Hydro-Québec elle-même, Ontario Hydro et CRT.

**R13c) Les clients admissibles au service de transport de TransÉnergie font l'objet d'un processus d'accréditation suite à leur demande pour obtenir un tel service. Chacun d'eux fait l'objet d'une analyse financière afin de vérifier qu'il répond à des critères de solvabilité et doit fournir les données requises à cette fin. Ces enquêtes de solvabilité sont faites conformément aux pratiques usuelles du commerce et permettent de diminuer les risques de mauvaises créances pour Hydro-Québec. Par la suite, selon la recommandation issue de cette vérification, une garantie corporative ou une lettre de crédit établies pour un montant couvrant approximativement trois mois de service de transport sont généralement exigées du client. Ce processus protège adéquatement TransÉnergie en ce qui concerne les clients externes du transport.**

En ce qui concerne Hydro-Québec elle-même, il n'y a pas lieu d'exiger de telles garanties puisque TransÉnergie est une division d'Hydro-Québec et fait donc partie de la même entité légale. CRT est un transporteur qui n'est pas un client du service de transport de TransÉnergie. Ontario Power Generation Inc (OPGI), successeur marchand d'Ontario Hydro, n'est pas à ce moment client de TransÉnergie. Il pourrait toutefois le devenir dès que le réseau ontarien sera ouvert au transit par des tiers, permettant ainsi à OPGI

---

**de satisfaire à l'exigence de réciprocité prévue à l'article 6 des Tarifs et Conditions.**

- d) Veuillez confirmer qu'à l'instar des revenus escomptés de la charge locale, les revenus de l'ordre de 289 millions budgétisés pour les 3 844 mégawatts du service de point à point annuel sont des revenus garantis représentant 10,8 % des revenus requis totaux de TransÉnergie. Dans la négative, veuillez préciser, avec motifs à l'appui, la proportion desdits revenus qui est considérée comme non garantie.

**R13d) Notons tout d'abord que les 3844 mégawatts associés au service de point à point annuel ne sont que des prévisions. Actuellement et tel que décrit à la pièce HQT-4, Document 1, page 15 de 22, seuls 500 MW se terminant en mai 2001 et 45 MW se terminant en 2019, sont assurés. De plus, la prévision de réservations pour le service de point à point est relativement optimiste en regard des réservations des 4 années d'exploitation de TransÉnergie. On peut donc conclure qu'une très large partie des revenus de TransÉnergie sont à risques.**

**QUESTION 14 :**

**Référence : Pièce HQT-8 document 1 pages 11 (ligne 21) à 12 (ligne 2)**

**Contexte :** Vous élaborez ici sur le risque découlant de la partie des revenus provenant des ventes de transport point à point dont le renouvellement est incertain.

**Demandes :**

- a) Veuillez préciser la proportion (en termes de charges, de dollars et de pourcentage) des revenus provenant des ventes de transport point à point dont le renouvellement a déjà été confirmé pour l'année témoin 2001.

**R14a) À ce jour, il n'y a aucune entente de transport de point à point long terme qui a été renouvelée pour l'année-témoin 2001. Au 1<sup>er</sup> janvier 2001, deux conventions long terme seront encore en vigueur, soit une de 500 MW pour livraison à Châteauguay se terminant le 31 mai 2001 et une convention de 45 MW pour livraison à CRT**

---

**se terminant en 2019, pour des revenus prévus en 2001 de 20,0 M\$, incluant les pertes de transport.**

- b) Pour la proportion de revenus provenant des ventes de transport point à point dont le renouvellement n'a pas encore été confirmé, veuillez élaborer au sujet des probabilités de renouvellement ou de non-renouvellement pour l'année témoin 2001. Veuillez expliciter votre réponse.

**R14b) Les possibilités de renouvellement concernent uniquement les ententes de service ferme point à point annuelles conclues avec le Groupe Production Hydro-Québec. Ce client procède actuellement à l'évaluation de ses besoins pour 2001. Il n'est pas possible pour TransÉnergie de présumer des choix que ce client posera entre le renouvellement ou la modification de son utilisation de tels services long terme ou l'utilisation d'autres types de service court terme. Le portefeuille des services de transport qu'il utilise sera sans doute optimisé par ce client en fonction des marchés de l'électricité qu'il anticipe. Les prévisions de revenus de TransÉnergie pour les services point-à-point sont plus abondamment décrites à la pièce HQT-10, Document 1.**

- c) Veuillez confirmer que les revenus budgétisés pour les ventes à court terme ne représentent que 11 millions de dollars ou 0,4 % des revenus requis totaux de l'ordre de 2,685 millions pour TransÉnergie et qu'ils sont soustraits des revenus requis totaux de transport imputables à l'ensemble des clients utilisant un service de transport à long terme, que ce soit la charge locale ou encore le service de point à point annuel. Voir le tableau apparaissant à la pièce HQT10 document 1 page 32.

**R14c) Oui.**

- d) Dans la mesure où votre réponse à la question précédente est affirmative, veuillez préciser (en termes de charges, de dollars et de pourcentage du revenu requis) les revenus de TransÉnergie autres que ceux générés par les ventes à court terme qui sont considérées comme véritablement à risque.

**R14d) Voir réponse à la question 13d) précédente.**

- e) N'est-il pas exact que 99,6 % des revenus requis totaux de TransÉnergie sont récupérés des clients via une contribution aux

frais fixes (« Demand Charge ») qui est payable contractuellement peu importe l'énergie transitée sur le réseau? Si votre réponse est négative, veuillez expliciter en quoi ces revenus ne devraient pas être considérés comme totalement garantis.

**R14e) Voir réponse à la question 13d) précédente.**

**QUESTION 15 :**

**Référence : Pièce HQT-8 document 1 page 12 lignes 4 à 20**

**Contexte :** Vous élaborez ici sur les risques associés aux conditions climatiques difficiles qui ont pour effet de rendre TransÉnergie vulnérable à des phénomènes naturels comme le verglas et les vents.

**Demandes :**

- a) Veuillez préciser si ces risques peuvent influencer sur les revenus du transporteur en faisant les distinctions qui s'imposent entre les revenus escomptés de la charge locale, du service point à point annuel et ceux des ventes à court terme.

**R15a) Les impacts des risques associés aux conditions climatiques sur les différentes catégories de clients varient selon la nature et l'ampleur de ces conditions. De façon générale, ils s'expriment par une baisse de revenus dans le cas des clients des services de point à point ferme et non ferme et par une hausse des charges pour le transporteur.**

- b) En prenant comme exemple la tempête de verglas de janvier 1998, veuillez préciser et quantifier les « impacts financiers significatifs » auxquels il est fait référence à la ligne 20 en faisant les distinctions qui s'imposent, le cas échéant, entre les entités qui ont subi ces impacts dont, notamment, le gouvernement du Québec.

**R15b) Suite à la tempête de verglas de 1998, la division TransÉnergie a été affectée de la manière suivante:**

***Dépenses ayant un effet sur les investissements***

- Des équipements, dont la valeur nette se chiffrait à 62,5 M\$ et dont la durée de vie restante moyenne

était de 32 ans, ont été endommagés. Leur reconstruction a coûté 209 M\$ et a permis une prolongation de durée de vie moyenne de 18 ans puisqu'il s'agissait d'une reconstruction à neuf (durée de vie utile totale de 50 ans).

#### *Dépenses ayant un effet sur les charges*

- Au niveau des frais de déblaiement, de réparation et de dépannage, TransÉnergie a dû engager une somme de 46 M\$.

#### *Compensations gouvernementales*

- Par ailleurs, un protocole d'entente signé avec le gouvernement du Québec et associé à un décret gouvernemental (330-98), lequel établissait un programme d'assistance financière en faveur d'Hydro-Québec, prévoyait les compensations suivantes:
  - Au niveau des équipements reconstruits, une somme de 152 M\$ dont les paiements s'échelonnent sur 10 ans. L'écart entre les sommes investies dans les équipements reconstruits (209 M\$) et les compensations gouvernementales afférentes (152 M\$) représente les salaires payés en temps régulier, les frais généraux, de même qu'un amortissement théorique afin de tenir compte de la prolongation de durée de vie obtenue suite à la reconstruction.
  - Au niveau des frais de déblaiement, de réparation et de dépannage (appelés "mesures d'urgence" dans le protocole), une somme de 46 M\$ dont le paiement surviendra au plus tard le 31 décembre 2002.
  - Au niveau des frais financiers encourus, une somme annuelle de 11 M \$ pendant 10 ans.

Le verglas étant en soi un événement inédit dans les annales d'Hydro-Québec, nous n'avons aucune assurance que si une telle situation se répétait dans le futur, le gouvernement du Québec appliquerait les mêmes mesures palliatives. Par ailleurs, dans le cadre du verglas de 1998, le gouvernement du Québec s'est

adressé à son tour au gouvernement fédéral afin de recevoir une compensation pour l'ensemble des coûts de verglas (soit ceux d'Hydro-Québec, de même que ceux des entités gouvernementales et autres entités visées) dans le cadre du programme fédéral d'aide financière en cas de catastrophe.

**QUESTION 16 :**

**Référence :** Pièce HQT-8 document 1 page 13 lignes 3 à 9.

**Contexte :** Vous mentionnez ici le caractère récent du cadre réglementaire appliqué à l'électricité au Québec comme motif de risque réglementaire plus élevé pour TransÉnergie.

**Demandes :**

- a) Veuillez élaborer au sujet des similitudes qui existent entre la réglementation du transport de l'électricité et celle de la distribution du gaz naturel, comme la Régie de l'énergie (auparavant la Régie du gaz naturel) l'a exercée depuis plusieurs années à l'égard des distributeurs SCGM et Gazifère.

**R16a) Les dispositions législatives concernant la réglementation du transport d'électricité et la distribution du gaz naturel sont généralement similaires.**

**Cependant, l'exercice de cette réglementation par la Régie de l'énergie (auparavant la Régie du gaz naturel) n'est pas au même niveau puisque pour Hydro-Québec, la cause tarifaire du service de transport sera la première cause tarifaire qui mènera à une décision de la Régie.**

- b) Selon votre analyse de la réglementation des distributeurs gaziers par la Régie de l'énergie et, auparavant, par la Régie du gaz naturel, croyez-vous que l'organisme de réglementation québécois a procuré un encadrement réglementaire favorable aux distributeurs sous sa juridiction? Veuillez expliciter votre réponse.

**R16b) Selon notre analyse très sommaire, il nous semble que les distributeurs gaziers sous la juridiction de la Régie du gaz naturel ont bénéficié d'un encadrement réglementaire favorable.**

Cependant, nous avons constaté un changement depuis la mise en place de la Régie de l'énergie. Ainsi, plusieurs décisions de la Régie ont fait l'objet de demandes de révision par les deux distributeurs gaziers. De plus, le témoignage du président de SCGM dans la cause tarifaire 2000 de ce distributeur exprime de vives préoccupations concernant l'encadrement réglementaire dont il fait l'objet.

- c) Avez-vous des raisons de croire que l'encadrement réglementaire dont bénéficiera TransÉnergie auprès de la Régie de l'énergie du Québec sera moins favorable de celui qui a prévalu jusqu'à ce jour pour les distributeurs gaziers? Veuillez expliciter votre réponse.

**R16c) Nous croyons que l'encadrement de la Régie de l'énergie dont bénéficiera Hydro-Québec sera équitable et comparable à celui des autres distributeurs sous sa juridiction. Toutefois, il faut également noter qu'en ce qui concerne Hydro-Québec, le caractère récent de la réglementation est en soi une source d'incertitude qui n'existe pas dans le cas des distributeurs gaziers.**

#### **QUESTION 17 :**

**Référence : Pièce HQT-8 document 1 page 13 lignes 10 à 14**

**Contexte :** Vous soulignez ici la complexité des dossier présentés à la Régie par Hydro-Québec comme un facteur de risque réglementaire plus élevé pour l'activité transport d'Hydro-Québec.

#### **Demandes :**

- a) Veuillez expliquer en quoi les dossiers qui ont été présentés jusqu'à ce jour par Hydro-Québec ou qui le seront à l'avenir (à commencer bien sûr par les dossiers tarifaires) sont d'une plus grande complexité que ceux sur lesquels la Régie a été appelée à se prononcer à l'égard des distributeurs gaziers comme SCGM et Gazifère. Veuillez expliciter votre réponse avec exemples concrets à l'appui.

**R17a) Comme il est mentionné dans notre témoignage, cette complexité s'appuie sur deux facteurs. Premièrement,**

par les sujets qui sont nouveaux et à plusieurs points de vue différents de ceux traités historiquement dans les causes des distributeurs gaziers. Deuxièmement, par le nombre d'intervenants et les enjeux soulevés par ceux-ci.

L'évolution du dossier réglementaire relatif à la tarification du transport est un bon exemple de cette complexité. Le dépôt de la demande originale d'Hydro-Québec relative à la modification des tarifs de transport a eu lieu le 1<sup>er</sup> mai 1998 et il se sera écoulé près de 3 ans avant d'obtenir une décision sur cette question. Parmi les étapes importantes de ce dossier, mentionnons une période de 13 mois pour statuer sur les principes réglementaires devant servir d'assises pour la fixation des tarifs de transport d'électricité d'Hydro-Québec, une décision qui fixe au 1<sup>er</sup> janvier l'année tarifaire en transport alors que les processus internes à Hydro-Québec sont adaptés à la date du 1<sup>er</sup> mai, une décision de la Régie qui accorde 16 statuts d'intervenants, une liste de questions à débattre et d'informations à produire qui s'étend sur 106 pages, et jusqu'à ce jour, un nombre de questions qui dépasse le millier à presque chacune des causes concernant Hydro-Québec.

Reflète également de cette complexité, est la nécessité en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie* d'intégrer certaines préoccupations environnementales dans certaines décisions alors que ces préoccupations ne devaient pas être prises en compte par la Régie du gaz naturel.

- b) En retenant comme point de départ l'entrée en fonction de la nouvelle Régie de l'énergie en 1997, veuillez comparer le nombre ou l'identité de intervenants qui ont participé aux dossiers d'Hydro-Québec par rapport à ceux de SCGM ou Gazifère. Aux fins de votre réponse, veuillez préciser en quoi les dossiers d'Hydro-Québec susciteraient la participation d'un plus grand nombre d'intervenants ou encore des enjeux plus variés que ceux concernant les distributeurs gaziers. Veuillez expliciter votre réponse avec exemples concrets à l'appui.

**R17b) Il appartient aux participants eux-mêmes d'expliquer en quoi les dossiers d'Hydro-Québec suscitent une plus**

grande participation mais Hydro-Québec note que depuis l'entrée en fonction de la Régie de l'énergie, on assiste à une augmentation importante du nombre d'intervenants dans les causes impliquant les distributeurs gaziers alors que dans les dossiers d'Hydro-Québec, ce nombre est toujours plus important que pour les distributeurs gaziers.

Ainsi, à titre d'exemples, on note que 7 intervenants participaient à la requête tarifaire 1996 de SCGM alors qu'ils sont 12 dans leur requête tarifaire 2000, incluant Hydro-Québec. En ce qui concerne Gazifère, 2 intervenants participaient à leur requête tarifaire de 1995 alors que 6 intervenants participent à leur requête 2000. En ce qui concerne Hydro-Québec, notons que 16 intervenants ont été reconnus par la Régie dans le présent dossier.

Mentionnons également qu'Hydro-Québec assume environ 80% de la redevance de la Régie de l'énergie, soit près de 5 millions de dollars annuellement, en plus de rembourser des frais de participation importants.

**QUESTION 18 :**

**Référence :** Pièce HQT-8 document 1 page 13 lignes 16 à 19.

**Contexte :** Vous indiquez ici que les deux motifs faisant l'objet des deux (2) questions précédentes ci-dessus sont de nature à soulever des incertitudes dans l'esprit des investisseurs et cela, tant que la Régie de l'énergie n'aura pas eu l'occasion de rendre des décisions concernant la situation financière, tarifaire et réglementaire de l'entreprise.

**Demandes :**

- a) Veuillez préciser si les décisions qui ont été rendues par la Régie de l'énergie à l'égard d'Hydro-Québec jusqu'à ce jour ont été de nature à soulever des incertitudes dans l'esprit des investisseurs. Veuillez expliciter votre réponse avec exemples concrets à l'appui.

**R18a) Tel que mentionné, la présente cause tarifaire sera la première pour laquelle la Régie aura à rendre une**

décision concernant la situation financière, tarifaire et réglementaire d'Hydro-Québec. L'incertitude provient donc de l'absence de telle décision combinée aux délais importants qui caractérisent l'évolution du présent dossier.

- b) Veuillez préciser tout motif objectif et raisonnable à votre connaissance pouvant permettre de croire que la Régie de l'énergie pourrait, à l'avenir, rendre des décisions préjudiciables à l'égard de la situation financière, tarifaire ou réglementaire d'Hydro-Québec.

**R18b) Hydro-Québec n'a aucun motif de croire que la Régie de l'énergie pourrait rendre des décisions préjudiciables à l'égard de sa situation financière, tarifaire ou réglementaire. Nous osons espérer que la première décision de la Régie en matière de tarification de transport rassurera tous les intéressés.**

De plus, selon le Dr Morin :

Regulation is a major component of business risk because of regulatory impacts on revenues and earnings. Regulatory decisions impact utility finances directly. Regulation can increase business risk if it does not provide adequate returns and/or if it does not provide the utility with the opportunity to earn a fair rate of return, and vice-versa.

Regulatory risk is made up of both a long-term permanent component and a short-term transitory component. The long-term regulatory risk generally refers to the quality and consistency of regulation applied to a given regulated utility over time, and specifically to the fairness and reasonableness of rate awards. Investors assess regulatory risk based on three major factors: earnable return on equity, regulatory quality, and regulatory technique. In assessing these three factors several issues are examined on an ongoing basis, including the length of regulatory lag, the inclusion or exclusion of construction work in process, the type of test year employed, whether historical or forward, the normalization of tax timing differences versus flow-through techniques, the proportion of earnings represented by the allowance for funds used during

construction (AFUDC), environmental issues, judicial and legislative mandates, the presence or absence of incentive regulation and performance-based regulatory mechanisms, and responses to changing conditions.

Regulation can compound investment risk if it is unpredictable in reacting to rate hike requests both in terms of the time lag of its response and its magnitude. Bonded rate increases, adoption of forward test years, the use of deferral and normalization accounts and automatic adjustment mechanisms such as fuel adjustment clauses are examples of attempts to lower regulatory risk.

Short-term regulatory risks refer to the uncertain outcome of specific pending issues, such as an imminent rate case, outstanding litigation, details of a restructuring plan, and the implementation details of a new regulatory policy.

**QUESTION 19 :**

**Référence :** HQT-8 document 1 page 14 lignes 1 à 4

**Contexte :** Vous suggérer ici que la structure de capital de 30% d'avoir propre que vous proposez pour TransÉnergie constitue un taux inférieur à la moyenne des entreprises de comparaison utilisée par le docteur Morin dans son expertise.

**Demande :**

- a) Veuillez élaborer au sujet de la comparaison entre le risque financier de TransÉnergie et celui des compagnies d'électricité de propriété publique suivantes qui sont identifiées à l'exhibit RAM-9 page 1 de l'expertise du docteur Morin :

- BC Hydro
- Manitoba Hydro
- Ontario Hydro
- New-Brunswick Power

R19a) See attached DBRS reports for each of the four companies. (Voir les pièces HQT-8, Documents 3.5 et 3.7 à 3.9).

Financial risk can be gauged by a comparative analysis of bond rating, equity ratio, interest coverage, rate of return and debt guarantee.

As mentioned in my answer to question 11, I did not perform a detailed analysis of each and every risk of each company and did not use such information in my testimony. However, with this caveat in mind, it is important to pinpoint a few significant facts when comparing the capital structures of these companies with the proposed structure for TransÉnergie.

Manitoba Hydro and BC Hydro both have an equity ratio lower than the proposed ratio of 30% for TransÉnergie. But the return on equity for these two utilities is much higher than the 10.6% proposed for TransÉnergie. (Average for the last 5 years : 25.7% and 21.3% for BC Hydro and Manitoba Hydro respectively.)

Granted, the return for BC Hydro has been higher than the rate set by regulation. Yet, the allowed rate of return on equity for 1999 was set by the BC government at 17,4% (which includes a provision for deemed income tax).

Moreover, the present capital structure of these companies does not necessarily reflect their medium/long term financial targets. For example, Manitoba Hydro targets a more than doubling of its equity ratio over its planning horizon.

As for Ontario Hydro and New-Brunswick Power, their equity position has been eroded historically by non-performing nuclear assets. In both provinces, the financial health of the electric utilities has been a cause of concern which was one factor in the move towards reorganization of these companies.

In the case of Ontario, great care was given to provide Hydro One with a strong initial financial position. While the rate of return allowed on the equity of this company

is similar to the rate proposed for TransÉnergie, the capital structure is much stronger with an equity ratio close to 45%.

- b) Veuillez élaborer au sujet des distinctions qui s'imposent lorsque l'on compare la structure de capital d'une entreprise qui est de propriété publique (gouvernementale) avec celle d'une entreprise du secteur privé («*Investor Owned*»). Aux fins de votre réponse, veuillez commenter les exemples d'utilités publiques gouvernementales dont la dette est garantie par leur gouvernement.

**R19b) Both publicly owned and investor-owned provide useful benchmarks for determining an appropriate capital structure in a regulatory setting. Also, it is important to note that the Régie de l'énergie regulates both privately owned and government owned entities and nothing in its constitutive law requires that it should apply different principles in determining what would constitute a fair rate of return on capital or the « respect des ratios financiers ».**

**QUESTION 20:**

**Référence :** HQT-8 document 1 pages 15 (ligne 7) à page 16 (ligne 17)  
**Section 5 : Financement intégré des activités d'Hydro-Québec**

**Contexte :** Vous élaborez ici au sujet de l'approche intégrée relative au financement des activités d'Hydro-Québec.

**Demandes :**

- a) Pour chacune des années 1990 à 2000 (projection 8/4) inclusivement, veuillez produire un tableau comparatif fournissant les informations suivantes :
- 1<sup>o</sup> La structure de capital détaillée avec indication de l'avoir propre, la dette à court terme, la dette à long terme et la dette à perpétuité.
  - 2<sup>o</sup> Le rendement projeté sur la base de tarification.
  - 3<sup>o</sup> Le rendement effectivement réalisé sur la base de tarification.

- 4° Le rendement projeté sur l'avoir propre.
- 5° Le rendement effectivement réalisé sur l'avoir propre.
- 6° Les frais de garantie payés au gouvernement du Québec.
- 7° Les dividendes effectivement payés au gouvernement du Québec.
- 8° La hausse moyenne des tarifs approuvés au cours de l'année.

**R20a) Nous vous référons au Profil financier 1999-2002 déposé à la Régie de l'énergie en réponse à sa question 1.2. Les informations se retrouvent aux pages p29 et subséquentes.**

- b) Veuillez fournir les valeurs correspondantes projetées pour l'année témoin 2001 pour chacune des informations demandées à la question précédente.

**R20b) Comme seule l'année 2001 fait l'objet d'une demande tarifaire, nous vous renvoyons à la pièce HQT-5, Document 3, page 2.**

- c) L'information présentée à la note 10 des états financiers de 1999 d'Hydro-Québec demeure-t-elle valable pour les années 2000 et 2001? Veuillez expliciter votre réponse.

**R20c) L'élément "Écarts d'acquisition" n'affecte en rien le service de transport réglementé.**

**Non, le montant du poste "Remboursement gouvernemental relatif à la tempête de verglas 1998" ne demeure pas valable pour les années 2000 et 2001.**

**QUESTION 21 :**

**Référence : Pièce HQT-8 document 1 page 16 item 6.1  
Cote de crédit actuelle d'Hydro-Québec**

**Contexte :** Vous élaborez ici au sujet de la cote de crédit accordée à Hydro-Québec par diverses agences de notation de crédit.

**Demandes :**

- a) Pour chacune des années 1990 à 2000 inclusivement, veuillez fournir un tableau montrant l'évolution de la cote de crédit accordée à Hydro-Québec par les quatre (4) agences de notation de crédit dont il est question dans votre témoignage.

**R21a) Voir tableau suivant.**

**HISTORIQUE DES  
COTES DE CRÉDIT D'HYDRO-QUÉBEC  
Dette à long terme**

Année	Moody's	Standard & Poor's	Duff & Phelps*	DBRS	CBRS
2000	A2	A+	AA- (août)	A (juillet)	
1999	A2	A+	AA-	A (Bas)	A
1998	A2	A+	AA-	A (Bas)	A
1997	A2	A+	AA-	A (Bas)	A
1996	A2	A+	AA-	A (Bas)	A
1995	A2	A+	AA	A	A
1994	A1	A+	AA	A	A
1993	A1	A+	AA	A	A+
1992	Aa3	AA-	AA	A (Haut)	A+
1991	Aa3	AA-	AA	A (Haut)	AA
1990	Aa3	AA-	AA	A (Haut)	AA
1989	Aa3	AA-	AA	A (Haut)	AA
1988	Aa3	AA-	DP-3	A (Haut)	AA
1987	Aa3	AA-	DP-3	A (Haut)	AA
1986	Aa3	AA-	DP-3	A (Haut)	AA
1985	A1	AA-			
1984	A1	AA-			
1983	A1	AA-			
1982	A1	AA-			
1981	Aa	AA			
1980	Aa	AA			

\* Duff & Phelps a été racheté par Fitch en mars 2000.

**Source :** Documents ou site Web des agences; Profils financiers d'Hydro-Québec ; appels aux agences.

- b) Veuillez commenter les facteurs qui ont pu influencer l'évolution historique de la cote de crédit accordée à Hydro-Québec par chacune des ces agences pendant la période de 1990 à 2000 inclusivement.

- R21b) La cote de crédit d'Hydro-Québec qui est attribuée par les diverses agences de crédit est dominée par la cote de crédit du garant, le gouvernement du Québec. Dans la première moitié des années 1990, les agences de crédit se sont montrées graduellement préoccupées par les déficits budgétaires accumulés par les gouvernements au Canada. À cette même période, les faibles rendements engendrés par Hydro-Québec au cours des années 1990 n'ont pas été de nature à diminuer les préoccupations des agences de crédit.
- c) Veuillez produire un exemplaire du document de présentation qui a été remis par Hydro-Québec à chacune des agences de notation de crédit pour les années 1995 à 2000 inclusivement.
- R21c) Lors de ses rencontres avec les agences de notation, Hydro-Québec traite uniquement de données consolidées. Les sujets abordés en 2000 sont les suivants :
- Résultats financiers
  - Cadre financier
  - Programme d'investissements
  - Programme d'emprunts
  - Plan stratégique
  - Projets et Affaires internationales
  - Régie de l'énergie (causes en cours et à venir)
  - Marché de gros
  - Optimisation du réseau de transport.

Dans certaines de ces rencontres, Hydro-Québec a aussi parlé des services à la clientèle et de l'économie du Québec, ainsi que du secteur gazier et d'Hydro-Québec CapiTech Inc.

Les informations traitées sont disponibles dans plusieurs documents déjà publiés par Hydro-Québec (Plan stratégique, Rapport annuel, Profil financier, InfoCarte, etc.). Par ailleurs, étant donné que l'information abordée avec les agences de notation est consolidée, plusieurs éléments ne font pas l'objet de la présente cause tarifaire.

**QUESTION 22 :****Référence : HQT-8 document 1 page 18 item 6.3****La garantie gouvernementale de la dette d'Hydro-Québec**

**Contexte :** Vous fournissez ici une évaluation de la garantie gouvernementale de la dette d'Hydro-Québec dans le cadre de votre évaluation globale des coûts de financement de l'entreprise.

**Demandes :**

- a) Pour chacune des années 1990 à 2000 [projection 8/4] inclusivement, veuillez fournir le détail des montants (en dollars et en pourcentage) qui ont été versés par Hydro-Québec au gouvernement du Québec au titre des frais de garantie.

**R22a) Le taux des frais de garantie de dette payés au gouvernement du Québec s'élève à 0,5% de la dette garantie.**

**Les frais de garantie payés au gouvernement en 1999 et 2000 sont les suivants:**

**1999 = 197,3 M\$**

**2000 = 186,2 M\$**

**Le montant réel payé au gouvernement est différent de celui indiqué dans la pièce HQT-8, Document 1, page 38, Annexe 10, page 5. Les montants réels pour 2000 n'ont pu être pris en compte lors de l'exercice budgétaire ayant servi de base à la présente cause tarifaire.**

- b) Veuillez fournir les projections de l'année témoin 2001 quant aux frais de garantie à être versés par Hydro-Québec au gouvernement.

**R22b) Voir la pièce HQT-8, Document 1, Annexe 10, page 5.**

- c) Pour chacune des années 1990 à 2000 [projection 8/4] inclusivement, veuillez fournir la documentation pertinente (décrets gouvernementaux, conventions, etc.) élaborant les conditions et modalités de la garantie gouvernementale consentie à l'égard d'Hydro-Québec.

**R22c) Nous vous référons à la *Loi sur les frais de garantie relatifs aux emprunts des organismes gouvernementaux***

---

adoptée le 13 novembre 1991 et entrée en vigueur le 1 janvier 1992.

**QUESTION 23 :**

**Référence :** Pièce HQT-9 document 1  
Section II (*Risk environment*)

**Contexte :** Le docteur Morin formule ici une opinion quant au profil de risque de TransÉnergie tant au point de vue du risque d'affaires (« *business risk* »), du risque réglementaire (« *regulatory risk* ») et du risque financier (« *financial risk* »).

**Demandes :**

- a) En faisant les distinctions qui s'imposent au niveau du risque d'affaires, du risque réglementaire et du risque financier, veuillez formuler et quantifier [sur une échelle de 1 à 10] votre opinion professionnelle au sujet du risque relatif de TransÉnergie par rapport aux utilités publiques suivantes :

1° Compagnies d'électricité :

- BC Hydro
- Edmonton Hydro
- Saskatchewan Power
- Manitoba Hydro
- Ontario Hydro
- New-Brunswick Power
- Newfoundland and Labrador
- Churchill Falls
- West Kootenay
- Canadian Utilities
- TransAlta Utilities (Generation)
- TransAlta Utilities (Transmission)
- TransAlta Utilities (Distribution)
- Great Lakes Power
- Maritime Electric
- Newfoundland Light and Power
- Nova-Scotia Power

2° Distributeurs gaziers :

- BC Gas
- Canadian Western Canadian Gas
- Centra Gas (Manitoba)
- Centra Gas (Ontario)
- Centra Gas (BC)
- Enbridge Consumers Gas
- Gazifère
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SGM)
- North Western Utilities
- Pacific Northern Gas
- Union Gas

3° Transporteurs de gaz par pipeline :

- Alberta Natural Gas
- Foothill Pipelines
- Nova Corp of Alberta
- TransCanada Pipelines (TCPL)
- TransQuébec and Maritimes (TQM)
- West Coast Energy

**R23. See answer to question 11 j).**

**QUESTION 24 :**

**Référence :** HQT9 document 1 page 12 premier paragraphe (risque global)

**Contexte :** Au premier paragraphe de la page 12 de votre témoignage, vous évaluez le risque global de TransÉnergie comme se situant dans la moyenne de celles des autres utilités publiques canadiennes oeuvrant dans le domaine de l'énergie :

*« Relative to other Canadian energy utilities, TransÉnergie possesses below average business risks, above average regulatory risk and slightly above average financial risks. The net result is that TransÉnergie's overall risk is*

*about average, relative to other energy utilities. »*

La même conclusion globale est réitérée au quatrième paragraphe de la page 15 de votre témoignage.

*« Par ailleurs, dans le cadre du témoignage que vous aviez présenté dans le cadre de la cause tarifaire 1996 de SCGM (R-3351-96, Phase II), vous aviez suggéré, au sujet du risque global de SCGM, que celui-ci « ...est perçu par les investisseurs comme étant supérieur à celui des autres compagnies canadiennes de services publics » incluant, entre autres, les distributeurs gaziers canadiens comme Consumers Gas, BC Gas et Canadian Utilities. Voir la pièce GMI-115 document 1 pages 7 à 9 dont copie est produite comme Annexe D des présentes demandes de renseignements. »*

**Demands :**

- a) Est-il logique de conclure des témoignages mentionnés ci-dessus que vous êtes d'opinion que le risque global de TransÉnergie est inférieur à celui de SCGM? Dans l'affirmative comme dans la négative, veuillez expliciter votre réponse.

**R24a) My detailed study of GMIP`s various investment risks cited in the question is almost five years old and is subject to update and revision. Subject to that caveat, I believe that both GMIP and TransÉnergie`s total investment risk reside in the same broad risk class, as evidenced by their similar bond ratings of single A, but that within that risk class, TransÉnergie`s total investment risk is slightly less. GMIP possesses higher than average business risk than TransÉnergie but that advantage is partially offset by its stronger capital structure and more established regulatory climate and more stable regulatory framework.**

- b) Dans la mesure où vous êtes bel et bien d'opinion que le risque global de TransÉnergie est inférieur à celui de SCGM, est-il logique de conclure que la prime de risque globale accordée à TransÉnergie

devrait être moins élevée que celle accordée à SCGM? Dans l'affirmative comme dans la négative, veuillez expliciter votre réponse.

**R24b) It does not necessarily follow that TransÉnergie authorized risk premium should be less than GMIP`s. That conclusion presupposes that the current level of interest rates is identical to the level prevailing when GMIP`s risk premium was established and that GMIP`s authorized risk premium was fair and reasonable in the first place.**

**QUESTION 25 :**

**Référence : Pièce HQT-9 document 1 (Général)  
Calcul de la prime de risque**

**Contexte :** L'analyse des décisions rendues par la Régie entre 1995 et 1999 à l'égard du taux de rendement sur l'avoir propre de SCGM procure les résultats suivants :

<b>ANNÉE TARIFAIRE ET DÉCISION</b>	<b>OBLIGATI ONS 30 ANS</b>	<b>PRIME DE RISQU E</b>	<b>TAUX DE RENDEMENT</b>
1994-95 (D-94-65)	9.00 %	3.00 %	12.00 %
1995-96 (D-95-54)	8.90 %	3.10 %	12.00 %
1996-97 (D-96-31)	8.22 %	3.28 %	11.50 %
1997-98 (D-97-27)	7.25 %	3.50 %	10.75 %
1998-99 (D-99-11)	5.76 %	3.84 %	9.60 %

Par ailleurs, dans le cadre de la décision tarifaire D-99-11 qu'elle a rendue à l'égard de Gaz Métro pour l'année témoin 1998-99, la Régie a, selon votre recommandation, adopté un mécanisme automatique d'ajustement du taux de rendement dont elle résume le fonctionnement comme suit à la page 50 de sa décision :

« Ainsi, pour les causes tarifaires de 1999-2000, 2000-2001-2002 inclusivement, le taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires de SCGM sera déterminé, à 2 décimales près et avec facteur d'arrondissement, à partir des variations du taux obligataire sans risque, tel que publié par le Consensus Forecasts du mois d'août de chaque année, ajusté de l'écart entre les rendements des obligations de 10 et 30 ans et d'un facteur d'élasticité de 75 %. »

**Demandes :**

- a) Veuillez fournir le taux de rendement auquel on parviendrait si on devait ajuster la prime de risque accordée dans chacune de ces décisions conformément à la formule d'ajustement automatique approuvée dans la décision D-99-11 en utilisant comme base votre prévision de 6.00 % pour les obligations du Canada à long terme.

**R25a) I did not examine or offer any testimony in the present case dealing with the issue of an automatic rate of return adjustment formula for TransÉnergie, and nor was I asked to examine such a mechanism for TransÉnergie. This question is well outside the scope of my testimony in this case.**

- b) Veuillez réconcilier votre recommandation pour TransÉnergie d'une prime de risque de 4,60 % sur la base de votre taux d'intérêt projeté de 6,00 % avec les primes de risque accordées par la Régie à SCGM dans chacune des cinq (5) décisions mentionnées ci-dessus.

**R25b) I offer voluminous testimony on a fair and reasonable risk premium for TransÉnergie summarized on page 30 of my testimony. The average risk premium from the various methodologies utilized is 4.6% which is the recommended risk premium.**

- c) Dans la mesure où, en appliquant la formule automatique approuvée par la Régie à l'égard de SCGM, la prime de risque compatible avec

celle accordée dans les cinq (5) décisions mentionnées ci-dessus serait d'environ 3.80 % (basée sur une projection de taux d'intérêt à long terme de 6,00 %), veuillez élaborer sur les éléments comparatifs du profil de risque de Gaz Métro avec celui de TransÉnergie qui pourraient justifier, pour cette dernière, l'octroi d'une prime de risque de 80 points de base plus élevée que celle de SCGM, comme vous le recommandez.

**R25c) See answer a).**

- d) À votre avis, la Régie a-t-elle commis une erreur dans l'établissement de la prime de risque de SCGM dans les cinq (5) décisions mentionnées ci-dessus? Dans l'affirmative, veuillez expliquer où est l'erreur.

**R25d) My risk premium recommendation is consistent with the risk premium allowed by both Canadian and U.S. regulators for energy utilities, as discussed extensively on pages 32-37 of my testimony. To the extent that the Régie deviates from the norm set by other regulators and from the recommended risk premium in this case, my opinion and the Régie's opinion diverge.**

**QUESTION 26 :**

**Référence : Pièce HQT-9 document 1 (Général)**

**Contexte :** Vous relatez dans votre curriculum vitae produit comme pièce RAM-1 les nombreuses audiences auxquelles vous avez participé à titre d'expert en matière de taux de rendement.

**Demandses :**

- a) Pour chacune des audiences auxquelles vous avez participé au Canada depuis 1995, veuillez fournir les informations suivantes :
- 1<sup>o</sup> Le taux de rendement que vous avez recommandé.
  - 2<sup>o</sup> Les taux d'intérêt sans risque des obligations à terme du Canada (30 ans) qui étaient utilisés aux fins de la méthode de la prime de risque.

3° Le taux de rendement autorisé par l'organisme de réglementation devant lequel vous avez comparu.

R26. I participated in both the 1996 and 1997 cases involving Gaz Métropolitain. The pertinent data is shown in the preamble to question 25. My only other participation in Canadian regulatory proceedings was on behalf of Newfoundland Power in 1996 and 1998. In the 1998 application, my recommended return was in a range of 10.375% to 11.125% with long-term Canada bond yield forecasts at 6.25%. The Board approved an automatic rate of return adjustment formula which produced a rate of return of 9.25% based upon a long-term Canada yield of 5.75% and a total risk premium of 3.5%. I note that even though the ROE allowed was paired with one of the strongest balance sheet in the industry with a deemed equity ratio of 45%, the company's bonds were downgraded shortly after the decision. In the 1996 application, my recommended return was in a range of 11.75% to 12.25% with long-term Canada bonds yielding 7.6%. The Board approved a rate of return in a range of 10.75% to 11.25%. Again, I note that the ROE allowed was paired with one of the strongest balance sheet in the industry.

**QUESTION 27 :**

**Référence :** Pièce HQT-9 document 1 pages 16 à 20  
Item III.1.a (Beta Estimates)

**Contexte :** Pour les fins du calcul du coefficient Beta utilisé aux fins de la détermination de la prime de risque selon la méthode CAPM, vous affirmez avoir retenu un échantillonnage de compagnies d'utilités publiques dont le profil de risque est comparable à celui de TransÉnergie (à la page 16) :

*« Because TransÉnergie is an administrative unit of Hydro-Québec and neither are publicly traded entities, beta must be inferred from comparable risk publicly traded companies. I examined*

*several proxies for TransÉnergie beta : publicly traded Canadian energy utilities, U.S. electric utilities, particularly those with a high component of transmission assets, and natural gas transmission utilities ».*

Dans la mesure où le coefficient beta se veut un indice de volatilité du titre de l'utilité publique par rapport au comportement du marché en général, on s'attendrait à ce que TransÉnergie ait un coefficient beta inférieur à celui des utilités publiques qui sont considérées comme plus risquées qu'elle.

Cela étant dit, ce n'est pas sans un certain étonnement que nous avons constaté que le coefficient beta de 0,65 que vous recommandez pour TransÉnergie correspond exactement à celui que vous aviez recommandé pour SCGM dans sa cause tarifaire de 1996 (R-3351-96, phase II) ainsi que dans la cause tarifaire 1999 (R-3397-98).

**Demandes :**

- a) Veuillez réconcilier votre recommandation d'un coefficient beta de l'ordre de 0.65 pour TransÉnergie avec la même recommandation que vous aviez faite pour SCGM dans le cadre des causes tarifaires 1996 et 1999, comme indiqué ci-dessus.

**R27a) My detailed study of GMIP`s various investment risks cited in the question and the beta of 0.65 cited in the question are almost five years old and are subject to update and revision. Subject to the caveat that it is improper to compare apples to oranges, I believe that both GMIP and TransÉnergie`s total investment risk reside in the same broad risk class, as evidenced by their similar bond ratings of single A. It is therefore not surprising that the beta estimates are comparable. I also note that an appropriate beta for TransÉnergie`s is in the range of 0.60 to 0.70 as cited on page 21 of my testimony.**

- b) Veuillez également réconcilier votre recommandation d'un coefficient beta de 0,65 pour TransÉnergie avec celui de 0,55 qui a finalement été retenu par la Régie dans sa décision D-99-11 rendue en date du

---

10 février 1999 à l'égard de Gaz Métro (à la page 46) pour l'année témoin 1998-1999 [R. 3397-98].

**R27b) My beta estimate is consistent with the betas observed for energy utilities in both Canadian and in the U.S., as discussed extensively on pages 17-22 of my testimony. I also note that the beta estimate implied in the Régie's 9.60% allowed return is almost 0.60. Inserting the Régie's allowed return of 9.6%, the risk-free rate of 5.76% used in the decision, and a market risk premium of 6.6% in the standard CAPM equation, and solving for the implied beta, yields a beta of almost 0.60. The implied beta is 0.64 using a market risk premium of 6%, and 0.70 using a market risk premium of 5.5%. My beta estimate is therefore consistent with both the observed betas of North American energy utilities and with the beta implied in the Régie's allowed rate of return.**

**QUESTION 28 :**

**Référence : Pièce HQT-9 document 1 pages 21 à 27  
Estimation de la prime de risque de marché**

**Contexte :** Vous élaborez ici sur les diverses analyses que vous avez conduites aux fins d'arriver à votre recommandation de 6.6 % pour la prime de risque du marché en général.

**Demandes :**

- a) La première étude à laquelle vous faites référence, soit celle de Hatch-White, fournit les données du marché canadien pour la période de 1950 à 1987 inclusivement. Veuillez fournir les résultats auxquels on en arriverait si l'on devait ajouter à ces statistiques la période de 1988 jusqu'à aujourd'hui.

**R28a) No updates to the Hatch-White study are available to my knowledge. The Hatch-White study, which is one of five studies I utilized in arriving at my estimate of the market risk premium, covers the period 1950-1987. Although it is not standard academic practice to update someone**

else's research study, and it is dangerous to do so, if results for the years 1988-1999 were added to the Hatch-White study, the calculated realized risk premiums would be close to 5.5%. This calculation can be confirmed by substituting the annual rates of return on Canadian common stocks and long-term bonds reported in the Canadian Institute of Actuaries (CIA) study.

Although the CIA study covers a longer time period and is updated annually, the Hatch-White study adds useful and relevant information. The latter study utilizes market indices and data definitions that differ from the CIA study. It stands to reason that the reliability of an estimate increases with the number of supporting empirical studies. Both the Hatch-White and CIA study results should be taken into account. Finally, I must point out that even with the Hatch-White results removed from the estimation of the appropriate risk premium, his estimate of the market risk premium remains at 6.6% based on the remaining studies.

- b) N'est-il pas exact que la prime de risque du marché pour la période de 1988 jusqu'à aujourd'hui procurerait des résultats inférieurs à celui de 6.9 % proposé dans l'étude de Hatch & White? Veuillez expliciter votre réponse.

**R28b) See answer a).**

- c) Veuillez élaborer au sujet du poids relatif que l'on devrait donner aux deux (2) études américaines que vous utilisez en regard des différences suivantes qui existent entre les économies des deux (2) pays:

- 1° Le système de crédit d'impôt sur les dividendes (« *dividend tax credit system* »).
- 2° Le traitement fiscal des gains de capitaux qui est fort différent au Canada par rapport aux États-Unis,
- 3° L'existence des « *withholding taxes* ».
- 4° L'existence de restrictions quant au contenu étranger des portefeuilles d'actions dans un régime d'épargne-retraite (REÉR).

- 5° Les pratiques opérationnelles différentes de la Banque du Canada par rapport au U.S. Federal Reserve Board.
- 6° L'absence d'un « *political risk premium* » dans le rendement des bons du trésor américains.

R28c) 1), 2) and 3) :

I did not conduct any studies as to the differences between the Canadian and U.S. tax system, and nor does I rely on such information in my testimony. The minor institutional differences between the US and Canadian tax system pale in comparison with the forces towards integration between the two markets. These forces far outweigh any minor institutional tax discrepancies between the two countries. The tax regime differentials as between Canada and the U.S. are relatively minor. As a result of tax reform in the U.S., the statutory federal tax rate is in the U.S. on all income and is quite similar to the tax rate on equity income in Canada. Moreover, a vast number of institutional investors who participate actively in both markets are tax-exempt, and taxability issues are irrelevant to such investors.

While the dividend tax credit did confer special tax benefits on Canadian investors when it was originally instituted, its value has been diminishing ever since. Successive federal budgets have diminished the beneficial effects of the dividend tax credit. Again, such tax credits are irrelevant for tax-exempt investors. A similar argument applies to capital gains taxes. Tax reform in the U.S. has increased the tax favorability of capital gains in recent years.

4) :

The loosening of foreign content restrictions is discussed fully on page 28 of my testimony.

5) :

I do not know to what specific operational differences between the Bank of Canada and the Federal Reserve

Bank the question refers to, and nor did I investigate such differences, for they were not germane to my testimony. I did not investigate the U. S. versus Canadian government's monetary policies as conducted by the central banks, as this was well outside the scope of his testimony. I presume that any effects of such policies on yields are already reflected in the capital market data on which I rely.

6) :

I did not investigate the presence or absence of a political risk premium into U.S. or Canadian long treasury, as this was well outside the scope of my testimony. Given the fact that the yields observed on long-term government bonds in both Canada and the U.S. have been very similar in recent years, I disagree as to the existence of a political risk premium.

**QUESTION 29 :**

**Référence : Pièce HQT-9 document 1 pages 27 et 28  
Autres études de prime de risque**

**Contexte :** Au delà du modèle CAPM (traditionnel et empirique) que vous utilisez, les quatre (4) autres études de prime de risques que vous proposez concernent des utilités publiques américaines, soit deux (2) concernant les compagnies d'électricité et deux (2) concernant les compagnies de gaz naturel.

**Demandses :**

- a) Ne croyez-vous pas que l'ajout de ces quatre (4) autres études de prime de risque vient accorder une pondération excessive aux données américaines par rapport aux données canadiennes? Veuillez expliciter votre réponse.

**R29a) See answer to the Régie's question No. 56.1.**

- b) N'est-il pas possible d'effectuer des études semblables en utilisant des compagnies d'électricité ou de gaz naturel du Canada? Veuillez élaborer quant aux études qui auraient pu être effectuées en utilisant des sources canadiennes.

**R29b) As explained in the response to question 56.1, there is a paucity of publicly-traded electric utilities in Canada for which capital market data (stock price, dividend yield, beta, growth) is available on a consistent basis over a satisfactory time period. For example, out of the 34 utilities listed in the preamble to question 23, less than one-third have publicly-traded stock. The remaining one third have experienced restructurings, corporate reorganizations, and merger activity, distorting the market data (e.g. Enbridge Consumers Gas, TransAlta, Maritime Electric). The net result is that there are very few pure-play electric utilities for which market data are available on a consistent basis over a reasonably long time period.**

**Historical risk premium studies require stock market data (returns) over a long time period to smooth out market aberrations for a consistent and sufficiently large number of companies. Not only is there a shortage of such companies in Canada, but the few electric companies for which such information is available have experienced substantial restructurings, reorganizations, privatizations, diversification, and changes in holding company structure, rendering the data unstable and inconsistent over time. Prospective DCF-based risk premium studies require monthly analysts' growth forecasts for a sufficiently large number of homogeneous companies over time as well. There are very few such forecasts in Canada for more than a handful of companies, and the analyst coverage is thin to begin with.**

c) Ne croyez-vous pas qu'Hydro-Québec et TransÉnergie se comparent beaucoup plus à des sociétés canadiennes comme BC Hydro et Manitoba Hydro qu'à des utilités publiques des États-Unis? Veuillez expliciter votre réponse.

**R29c) The only market-traded pure-play company comparable to TransÉnergie is the newly-created Hydro One. While government-owned electric utilities such as BC Hydro and Manitoba Hydro provide some useful comparative information, there are no market data for such companies which would allow the implementation of DCF tests, CAPM tests, or Risk Premium test.**

**QUESTION 30 :**

**Référence :** Pièce HQT-9 document 1 page 30  
Item III.5.b  
**Décisions réglementaires de 1980 à 1994**

**Contexte :** Vous suggérez ici que votre recommandation s'inscrit bien dans le courant des décisions réglementaires en matière de taux de rendement.

**Demandses :**

- a) Veuillez fournir la liste exhaustive des décisions réglementaires de 1980 à 1994 auxquelles il est fait référence dans cette partie de votre témoignage en fournissant, pour chacune, les informations suivantes :

- 1° L'organisme de réglementation qui a décidé.
- 2° La date de la décision
- 3° Le nom de l'utilité publique concernée.
- 4° Le rendement autorisé sur l'avoir propre.
- 5° Les taux des obligations à long terme qui prévalaient aux fins de l'analyse.
- 6° La date des taux sans risque fournis en réponse à 5° ci-dessus.

**R30a) The list is attached as HQT-9, document 1.4.**

- b) Veuillez fournir la même information que celle demandée dans la question précédente pour la période de 1994 jusqu'à aujourd'hui.

**R30b) There are no comparable data after 1994 since the National Energy Board and several provincial regulators adopted automatic rate of return adjustment formulas.**

- c) N'est-il pas exact qu'à compter de 1994, la tendance des organismes de réglementation du Canada au niveau du taux de rendement a été nettement à la baisse par rapport à ce qu'elle était par le passé? Veuillez expliciter votre réponse.

**R30c) Allowed returns on equity generally track interest rates over time, all else remaining constant. Because of the general downward trend in interest rates in the last**

several years, allowed returns have trended downward as well.

**QUESTION 31 :**

**Référence : Pièce HQT-9 pages 37 et 38  
Structure de capital**

**Contexte :** Vous relatez ici les motifs au soutien de votre recommandation d'une structure de capital incluant 32,5 % d'avoir propre pour TransÉnergie.

**Demandes :**

- a) Veuillez expliciter les raisons pour lesquelles les compagnies d'électricité qui sont « *Publicly Owned* » comme, par exemple, BC Hydro, Manitoba Hydro, Ontario Hydro et New-Brunswick Power ont toutes des structures de capital qui comportent beaucoup moins d'avoir propre que les structures de capital des autres entreprises d'électricité.

**R31a) The excessive debt levels of government utilities constrain earnings and profitability. Default risk is frequently offset by government guarantees. Also, see the answer to your question 19a.**

- b) À votre avis, TransÉnergie se compare-t-elle davantage aux utilités publiques qui sont « *Publicly Owned* » plutôt qu'à celles qui sont « *Investor Owned* »? Veuillez expliciter votre réponse.

**R31b) Both publicly owned and investor-owned provide useful benchmarks for determining an appropriate capital structure. The table below compiles the 1998 debt ratios for publicly owned electric utilities. TransÉnergie's requested 70% debt ratio is certainly consistent with the debt ratios of comparable publicly owned electric utilities which average 71% and 66% without N.B. Power.**

% Debt in the Capital Structure	1998
BC Hydro	85.2%
Edmonton Power	57.3%
SaskPower	58.9%
Manitoba Hydro	89.0%
Hydro One	55.0%
N.B. Power	99.9%
Nfld. & Lab Hydro	65.3%
Churchill Falls	54.3%
Average	70.6%
Average w/o NB Power	66.4%
TransEnergie	70.0%

- c) N'est-il pas exact que, à l'instar d'Hydro-Québec, la dette des utilités publiques qui sont de propriété gouvernementale est garantie par le gouvernement qui en est propriétaire? Veuillez expliciter votre réponse avec exemples à l'appui.

**R31c) No. For instance, Hydro One has no debt guarantee and as for BC Hydro, the government is borrowing for the utility.**

**QUESTION 32 :**

**Référence :** Pièce HQT-10 document 1 page 22 item 2.4.5 (Revenus générés par les tarifs actuels).

**Contexte :** Vous indiquez ici que les revenus générés par les tarifs actuels ne sont pas suffisants pour récupérer les revenus requis prévus pour 2001 et que l'écart qui s'élève à 183 millions de dollars justifie la nécessité d'établir de nouveaux tarifs de transport pour l'année 2001.

**Demandes :**

- a) Est-il exact que la répartition de l'écart de 183 millions entre la charge locale et le service de point à point ferme annuel est la suivante :

1° Revenus additionnels requis de l'ordre de 167 millions pour la charge locale qui passe de 2 218 millions actuellement à 2 385 millions en 2001.

2° Revenus additionnels requis de l'ordre de 16 millions pour le service de point à point ferme annuel qui passe de 273 millions actuellement à 289 millions en 2001.

- R32a) L'écart de 183 M\$ entre les revenus générés par les tarifs actuels (établis à partir des besoins prévus pour l'année 2001) et les revenus requis prévus pour 2001 se répartit de la façon suivante :**

**167 M\$ de revenus additionnels à récupérer de la charge locale, ceux-ci passant de 2 218 M\$ à 2 385 M\$ ; et**

**16 M\$ de revenus additionnels à récupérer du service de transport ferme annuel de point à point (de 273 M\$ à 289 M\$), en supposant que la prévision des capacités réservées prévues pour l'année 2001 s'applique aux tarifs actuels et qu'elle se réalise.**

- b) Est-il exact que les revenus additionnels requis de l'ordre de 167 millions pour la charge locale sont attribuables à l'effet combiné des deux (2) facteurs suivants :

1° L'augmentation de la pointe annuelle qui passe d'environ 31 200 mégawatts actuellement à 31 726 mégawatts en 2001.

2° L'augmentation du tarif annuel (\$/kw-an) qui passe de 71.09 \$ en 1997 à 75.18 \$ en 2001.

- R32b) Voir réponse à la question 71 de la Régie de l'énergie.**

- c) Veuillez préciser si les revenus additionnels requis de l'ordre de 16 millions qui sont prévus pour le service de point à point ferme annuel commenceront à être récupérés de la clientèle concernée à compter du 1er janvier 2001. Dans la négative, veuillez préciser le traitement

comptable et réglementaire que vous proposez pour ces revenus additionnels requis de l'ordre de 16 millions.

**R32c) Tout comme pour la charge locale et les autres services de transport offerts, les revenus des services de transport de point à point ferme annuel seront récupérés à compter de janvier 2001, date à laquelle les nouveaux tarifs de transport doivent s'appliquer. Étant donné le calendrier fixé par la Régie de l'énergie pour l'examen de la présente demande tarifaire, Hydro-Québec demande à la Régie, tel qu'indiqué dans sa requête révisée, l'autorisation d'appliquer de façon rétroactive, lorsqu'ils auront été approuvés, les nouveaux tarifs de transport d'électricité à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2001.**

- d) Compte tenu du gel tarifaire que vous proposez jusqu'au moins à l'an 2002 pour la clientèle québécoise, est-il exact de croire que les revenus additionnels requis de l'ordre de 167 millions ne seront pas récupérés de la charge locale à compter du 1er janvier 2001? Veuillez expliciter votre réponse.

**R32d) Sur le plan comptable, il y aura effectivement un transfert budgétaire entre le distributeur et le transporteur de 167 M\$ supplémentaires que le distributeur financera à même les revenus tirés de l'application des tarifs d'électricité actuels.**

- e) Dans la mesure où votre réponse à la question précédente est affirmative, veuillez préciser le traitement comptable et réglementaire que vous proposez pour les revenus additionnels de l'ordre de 167 millions qui sont requis de la clientèle locale pour l'année 2001. Plus précisément, proposez-vous d'imputer cette somme dans un compte de frais reportés portant rémunération dont le solde sera récupéré à l'expiration du gel? Dans l'affirmative, veuillez préciser vos intentions quant au mode de récupération de ce manque à gagner à compter de l'expiration de la période du gel tarifaire.

**R32e) Il n'y a pas de lien direct entre le coût de service de transport projeté pour l'année 2001 et les tarifs d'électricité applicables à la période post-gel tarifaire qui refléteront le contexte et les paramètres de l'année 2003 ou plus tard si le gel est maintenu plus longtemps.**

**Par ailleurs, Hydro-Québec ne propose pas de compte de frais reportés, portant ou non à rémunération, dont le solde serait récupéré à l'expiration du gel tarifaire, pas plus d'ailleurs qu'elle ne propose de compte de frais reportés pour les déficits qu'elle a accumulés au cours des années 1998 à 2000.**

- f) Veuillez expliciter et quantifier les composantes du coût de service prévu au budget 2001 qui sont à l'origine des revenus additionnels requis totaux budgétisés à 183 millions de dollars.

**R32f) Voir réponse à la question 71 de la Régie.**

---

Information requests of ZE POWERGROUP INC. on behalf of the  
Industrial Coalition

**QUESTION 1 :**

**Reference :** Pièce HQT-10, document 1, page 4

**Purpose :** We are interested in understanding how the tariff setting practice of Hydro Quebec relates to that of companies that share some attributes of Hydro Quebec.

**Requests :**

- a) In this section Mr. Albert Chéhadé describes the type of tariffs Hydro Quebec proposes and assures that this is the tariff structure used in North America for transition:

*“Hydro-Québec propose de maintenir l’utilisation d’un tarif de transport de type timbre-poste, basé sur les coûts moyens de transporter l’électricité. La proposition d’Hydro-Québec reflète l’approche utilisée par tous les transporteurs en Amérique du Nord...”*

Please provide examples of how tariffs are set for

1° Electricity companies:

- BC Hydro
- Edmonton Hydro
- Saskatchewan Power
- Manitoba Hydro
- Ontario Hydro
- New-Brunswick Power
- Newfoundland and Labrador
- Churchill Falls
- West Kootenay
- Canadian Utilities
- TransAlta Utilities (Generation)
- TransAlta Utilities (Transmission)
- TransAlta Utilities (Distribution)
- Great Lakes Power
- Maritime Electric

- Newfoundland Light and Power
- Nova-Scotia Power

2° Gas Distributors:

- BC Gas
- Canadian Western Canadian Gas
- Centra Gas (Manitoba)
- Centra Gas (Ontario)
- Centra Gas (BC)
- Enbridge Consumers Gas
- Gazifère
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM)
- North Western Utilities
- Pacific Northern Gas
- Union Gas

3° Gas Pipelines:

- Alberta Natural Gas
- Foothill Pipelines
- Nova Corp of Alberta
- TransCanada Pipelines (TCPL)
- TransQuébec and Maritimes (TQM)
- West Coast Energy

**R1a) En réponse à la question 41.1 de la Régie, Hydro-Québec a déposé un balisage portant sur la tarification en transport. Un des aspects étudiés est le type de tarif utilisé. Bien que la présente question demande un balisage exhaustif, Hydro-Québec limite la portée du balisage aux entreprises qu'elle considère représentatives.**

**Par ailleurs, M. Ren Orans et M. Roland Priddle confirment, dans leur témoignage respectif (HQT-4, documents 4 et 5), que la proposition d'Hydro-Québec reflète l'approche utilisée en Amérique du Nord tant au niveau de l'électricité que du gaz.**

**QUESTION 2:****Reference:** Pièce HQT-9 document 1, page 11-13**Purpose:** In relation to HQT-8 and the provision of the credit ratings of Hydro Quebec, we would like to understand the relation between risk premium and credit rating**Requests:**

a) Please explain how the financial information of Hydro Quebec and its credit ratings relate to the risk premium requirements of TransEnergie?

**R2a) The risk premium relates directly to credit rating. As the chart filed as HQT-9, document 1.5 illustrates for electric utilities, the lower the credit rating, the higher the risk premium. Bond rating, or credit risk, results from a multi-dimensional blend of several factors, including the nature of the service territory, business risks, financial risks, new construction risks, coverage ratios, and regulatory risks. Bond rating agencies examine a number of qualitative and quantitative factors, including equity ratio, coverage ratios, and internal cash generation, before rendering a rating decision. Such factors are considered both individually and collectively, and the ability to satisfy a single benchmark is not necessarily guarantor of a given credit rating.**

**The equity ratio and coverage ratios are the most important quantitative determinants of bond ratings, followed by internal cash generation. Thus, all else remaining constant, the higher the equity ratio, coverage ratio and level of internal cash flow generation, the higher the credit quality. This is true for regulated as well as unregulated firms.**

b) What is the potential of the risk premium awarded will affect the credit of hydro Quebec?

**R2b) With regards to the impact on bond rating, an increase in the allowed risk premium will produce a higher interest coverage ratio and equity ratio and a likely higher bond rating for the company's debt, all else remaining constant. The company's incremental cost of**

debt and equity financing decrease correspondingly. The reverse is true as well. The lower the bond rating, the higher the cost of debt, the cost of equity, and the higher is the overall cost of capital, and therefore the higher the ratepayer burden.

There are several other important qualitative effects of an inadequate allowed risk premium and lower credit quality. The yield advantage of a higher bond rating increases dramatically in adverse capital market conditions. Bond flotation costs, which must be borne by ratepayers, increase also as bond ratings decline, particularly in years of difficult financial markets. Not only is lower bond quality associated with higher yields, but lower-rated utility bonds also carry shorter maturities, especially in tight capital markets. The result is a maturity mismatch between the firm's long-term capital assets and its liabilities. Moreover, lower bond quality is associated with more years of call protection, particularly during difficult financial markets; since bonds are frequently called after a decrease in interest rates, bonds which carry call protection for a greater number of years are more costly to utility companies. Finally, as bond ratings decline, the probability that a company will reduce the dollar amount or shorten the maturity of its bond issues increases dramatically; this in turn reduces the marketability of a bond issue, and hence increases its yield.

Imputation of a low allowed risk premium on the company's equity capital necessarily implies a higher probability of a downgrade with the attendant higher costs of both debt and equity capital. An inadequate allowed risk premium that would result in a downgrading of the company's bonds will reduce the desirability of the company's bonds to institutional demanders of corporate bonds.

- c) Please explain how the credit ratings and size of Hydro Quebec, as compared to other Canadian utilities, impact the calculation of the risk premium.

R2c) See also answers to a) and b). It is well documented in the finance literature that investment risk increases as

company size diminishes, all else remaining constant. Small companies have very different returns than large ones, and on average they have been higher.

Liquidity risk is likely to be size-related. The size effect is most likely the result of a liquidity premium, whereby investors in small securities demand greater returns as compensation for lack of marketability and liquidity. Investors prefer high to low liquidity and demand higher returns from less liquid investments, holding other factors constant. Another plausible explanation for the size effect is the higher information search costs incurred by investors for small companies relative to large companies.

The bond ratings of small firms are typically less than those of large firms, even though they may possess higher common equity ratios.

**QUESTION 3:**

**Reference:** Pièce HQT-9 document 1, page 13 and 14  
**Section 2.2:** Regulatory risk

**Purpose:** Dr. Morin suggests that “TransEnergie’s regulatory risks are higher than average at the present time, relative to other regulated utilities in Canada. For the first time, the company will be subject to the regulatory scrutiny of the newly formed regulatory body in the province, La Régie de L’Energie du Québec. We are interested to know how expected changes will specifically manifest itself as regulatory risk on TransEnergie

**Requests:**

- I. Please explain, through typical examples, how regulatory risk could impact on TransEnergie revenue?
- R3. See my answers to Coalition's questions 11c) and 11e). See also answer to Coalition's question 17a).

**QUESTION 4:**

**Reference:** Pièce HQT-9 document 1, page 20  
Section 3.1.a : Beta estimates

**Purpose:** Dr. Morin makes the assumption that "TransEnergie's risk business risk is only 0.17 ..." we would like to understand the underlying rational and quantification of this risk

**Requests:**

- a) Please provide data, methodology and observations that were used to make the 0.17 assumption of TransEnergie's business risk.
- R4a) The methodology used to estimate a company's unlevered beta risk is discussed on pages 21-22 of my testimony. The data and the computational details are shown on Exhibit RAM-11. An unlevered beta estimate of 0.17 lies at the bottom of the business risk (unlevered beta) estimated range for Canadian utilities, and is one standard deviation below the mean.**
- b) Please explain the risks harbored by TransEnergie as they relate or complement to the risks harbored by the distribution and production sides of Hydro Quebec. Specifically, what kind of risk are each of the three business segments of Hydro Quebec exposed to and how is this risk shared/attributed to the three business segments.
- R4b) TransÉnergie's risks are discussed extensively on pages 12-16 of my testimony. I did not analyze the risks of Hydro Quebec's various other business segments, such as generation and distribution. I generally believe that generation activities carry greater investment risks than transmission activities. These issues are addressed at length my expert testimonies filed before the California Public Service Commission during the landmark restructuring hearings held in 1998, but are not germane to this case.**

---

**Information Requests of Drs. Booth and Berkowitz to Dr. Morin**  
Trans-Energie R-3401-98  
September 7, 2000

Q1. In Dr. Morin's opinion, does the risk of transmission assets depend at all on the characteristics of the service territory and market they serve? If so, how?

**R1. The business risk of TransÉnergie's transmission assets is discussed on pages 13-14 of my testimony.**

Q2. a. Please identify all the Canadian utilities you can which have faced actual or threatened bankruptcy.  
2. Please quantify the likelihood of TransEnergie facing bankruptcy and state the basis for this opinion.

**R2. I do not discuss bankruptcy in my testimony and was unable to even locate the word bankruptcy in my testimony. It is highly unlikely that TransÉnergie or any other regulated utilities will even approach bankruptcy or would ever be allowed to do so by regulators. On the U.S. side of the border, several northeastern utilities with substantial nuclear exposure have in fact confronted the specter of bankruptcy (Long Island Lighting, Northeast Utilities, Central Maine Power for example).**

Q3. Please provide a table showing the breakdown of Hydro-Quebec's revenue (\$) by residential, commercial and industrial classes for each year 1990-99.

**R3. Pour les années 1995 à 1999, les données demandées sont présentées à la page 95 du *Rapport annuel 1999* d'Hydro-Québec, que nous avons fourni en réponse à la question 1.1 de la Régie de l'énergie.**

Q4. Please provide a table showing Hydro-Quebec's load factor in each year 1990-99.

**R4. Le tableau suivant présente le facteur d'utilisation coïncident à la pointe du réseau d'Hydro-Québec pour les années 1995 à 1999, établi à partir des informations disponibles à la page 96 du *Rapport annuel 1999* d'Hydro-Québec, que nous avons fourni en réponse à la**

**question 1.1 de la Régie de l'énergie. Ce facteur n'est pas normalisé pour la température.**

Année	1995	1996	1997	1998	1999
Facteur d'utilisation coïncident à la pointe *	63 %	60 %	64 %	57 %	60 %

\* Facteur d'utilisation coïncident à la pointe =  
(Besoins globaux x 1000) / (Besoins de puissance à la pointe x 8 760 heures)

Q5. At page 8 of his evidence, Dr. Morin refers to Chapter 13 of Morin, R.A., Regulatory Finance, Public Utilities Report Inc., Arlington VA, 1994. Please provide a copy of this chapter.

**R5. Enclosed. (Voir la pièce HQT-9, Document 1.2).**

Q6. At page 8, Dr. Morin provides an empirical estimate of the constant 'a' in his ECAPM. Please provide the data, worksheets and analysis to justify the derived value of .25 for 'a'.

**R6. See answer to Régie question 5.1.**

Q7. Referring to the ECAPM discussion on pages 7- 8,  
a. Please provide copies of the relevant research papers referred to at the bottom of page 7 "well established in academic research" and indicate whether any of the empirical studies use the long term government bond yield as the risk free rate. Please confirm that these studies normally use a 30 or 90 day treasury bill rate and indicate whether in your opinion the long term bond rate exceeds or is less than the short term rate.

**R7a) The abundance of empirical evidence on the CAPM is conveniently summarized in Chapter 13 of my book, Regulatory Finance, Public Utility Reports Inc., Arlington, Va., 1994 and in most college-level corporate finance textbooks. The former document is provided in the answer to question 5. It is impractical and burdensome to supply the voluminous literature on this subject, particularly in view of the fact that this literature is extensively summarized elsewhere. The following published articles address the empirical validity of the CAPM and are available from most business school libraries :**

Friend, I. and Blume, M.E. "The Demand for Risky Assets." *American Economic Review*, Dec. 1975, 900-922.

Black, F., Jensen, M.C., and Scholes, M. "The Capital Asset Pricing Model: Some Empirical Tests." Reprinted in *Studies in the Theory of Capital Markets*, Edited by M.C. Jensen, 79-124. New York: Praeger, 1972.

Brealey, R. and Myers, S. (1991) Principles of Corporate Finance, McGraw Hill, 4th. ed.,1991.

Sharpe, W.F. and Alexander, G.J. (1990) Investments, 4th ed., Prentice-Hall, 1990.

Miller, M. and Scholes, M. "Rates of Return in Relation to Risk: A Re-examination of Some Recent Findings." In *Studies in the Theory of Capital Markets*, Edited by M. C. Jensen, 47-78. New York: Praeger, 1972.

Blume, M.E. and Friend, I. "A New Look at the Capital Asset Pricing Model." *Journal of Finance*, March 1973, 19-34.

Blume, M.E. and Husic, F. "Price, Beta, and Exchange Listing." *Journal of Finance*, May 1973, 283-299.

Fama, E.F. and Macbeth, J. "Risk, Return, and Equilibrium: Empirical Tests." *Journal of Political Economy*, June 1973, 607-636.

Reinganum, M.R. "Misspecification of Capital Asset Pricing: Empirical Anomalies Based on Earnings, Yields and Market Values." *Journal of Financial Economics*, March 1981, 19-46.

Litzenberger, R. H. and Ramaswamy, K. "The Effect of Personal Taxes and Dividends on Capital Asset Prices: Theory and Empirical Evidence." *Journal of Financial Economics*, June 1979, 163-196.

Gibbons, M.R. "Multivariate Tests of Financial Models: A New Approach." *Journal of Financial Economics*, March 1982, 3-28.

Shanken, J. "Multivariate Tests of the Zero-Beta CAPM." *Journal of Financial Economics*, Sept. 1985, 327-348.

Stambaugh, R.F. "On the Exclusion of Assets from Tests of the Two-Parameter Model: A Sensitivity Analysis." *Journal of Financial Economics*, Nov. 1982, 237-268.

Gombola, M.J. and Kahl, D. R. (1990) "Time-Series Processes of Utility Betas: Implications for Forecasting Systematic Risk," Financial Management, Autumn 1990.

Litzenberger, R. H., Ramaswamy, K. and Sosin, H. (1980) "On the CAPM Approach to the Estimation of a Public Utility's Cost of Equity Capital, Journal of Finance, 35, May 1980, 369-83.

Kraus, A. and Litzenberger, R.H. (1976) «Skewness Preference and the Valuation of Risk Assets, Journal of Finance, 31, 1085-99.

Friend, I., Westerfield, R., and Granito, M. (1978) «New Evidence on the Capital Asset Pricing Model, Journal of Finance, 23, 903-916.

Morin, R.A. (1981) "Intertemporal Market-Line Theory: An Empirical Test," Financial Review, Proceedings of the Eastern Finance Association, 1981.

Merton, R.C. (1973) «An Intertemporal Capital Asset Pricing Model», Econometrica, 41, 867-887.

- b. Please indicate whether there is any research indicating that the CAPM "produces a downward biased estimate for the equity cost of capital" when used with a long term bond government yield.

**R7b) With few exceptions, the empirical studies cited agree that the implied intercept term exceeds the risk-free rate and the slope term is less than predicted by the CAPM. Empirical studies have typically used U.S. 90-day treasury bill for the risk-free rate and they have laboriously calculated the return on the zero-beta portfolio. I am not aware of any study using long bond yields for purposes of testing the validity of the CAPM.**

- c. Please confirm that your ECAPM can be reformulated as a simple adjustment to the beta coefficient. That is, if we simply group the market risk premium terms, we get:

Please confirm that

- 1) for beta less than one, the result is to increase the estimated beta coefficient.
- 2) the slope and intercept are exactly the same as in the regular CAPM, ie., the risk free rate and the market risk premium respectively.

**R7c) I do not share the view that the ECAPM is equivalent to a beta adjustment. The CAPM posits a linear relationship between return and beta risk, with  $R_f$  as the intercept, and  $R_m - R_f$  as the slope of the relationship. The observed empirical relationship is flatter than predicted, however. Thus, for utility stocks with betas less than one, the CAPM understates the return. The ECAPM which I employ in his testimony allows for the CAPM's inherent bias by ascribing a higher intercept and flatter slope to the CAPM. The ECAPM is a return (Y-axis, vertical) adjustment and not a risk (x-axis, horizontal) adjustment. The ECAPM is not an attempt to increase the beta estimate, which would be a horizontal x-axis adjustment. The ECAPM is a return adjustment rather than a risk adjustment.**

- Q8. On page 9, Dr. Morin states that “it is difficult to obtain a meaningful proxy for the perpetual growth component of the DCF model...”. How does Dr. Morin interpret the term ‘perpetual’ growth? Is this growth rate intended to persist for 5 years, 10 years, 25 years? Within the construct of the DCF model, what is the growth assumption within the constant growth version of the model? Is the assumption that this rate of growth persists for 5 years, 10 years, 25 years, forever? If your reply is other than forever, please provide the textual academic reference to support this conclusion.

**R8. The standard DCF model assumes a constant infinite growth rate in dividends, earnings, stock price, and book value.**

- Q9. With reference to the monthly DCF risk premium analysis in RAM-2 & 4, please indicate if you have ever presented evidence on a Canadian monthly risk premium analysis using similar procedures. If not, please

explain why not.

**R9. The difficulties of implementing a prospective DCF-based risk premium analysis for Canadian electric utilities are discussed in the response to question 29 b).**

Q10. On page 11, Dr. Morin states that “sales volatility refers to the uncertainty in the demand for the firm’s products due in part to external non-controllable factors, such as the basic cyclical nature of the firm’s products, the product’s income and price elasticity, the amount of competition, the availability of product substitutes, the risk of technological obsolescence, the degree of regulation, and the conditions of the labour and raw materials markets.” Please provide estimates of each of these factors for TransEnergie.

**R10. The particulars of TransÉnergie’s business risks are discussed on pages 13 and 14 of my testimony.**

Q11. On page 12, Dr. Morin states that “the utility’s relative competitive standing in its major markets, including residential, industrial and commercial markets all impact business risk.” Please provide estimates of TransEnergie’s competitive standing within its major markets.

**R11. The particulars of TransÉnergie’s business risks are discussed on pages 13 and 14 of my testimony.**

Q12. On page 13 of his evidence, Dr. Morin suggests that regulatory lag inherent in regulatory procedures is a determinant of regulatory risk. Would Dr. Morin agree that regulatory lag allows the company to earn returns in excess of the allowed return during the lag period?

**R12. I agree that regulatory lag is a double edged sword. What serves as an incentive today may become a disincentive next year. Regulatory lag potentially allows the company to earn returns in excess of, and inferior to, the allowed return during the period of regulatory lag. The effects of regulatory lag are particularly deleterious during inflationary periods, and are exacerbated by adherence to a historical test period. The converse is also true.**

Q13. At page 14, Dr. Morin suggests that the uncertainty of how the Regie will react to the threat of bypass in a more competitive environment is a regulatory risk. c

1. Please identify all the firms that have bypassed Hydro-Quebec's transmission system in the last 5 years.
2. Please identify all firms that are at risk of bypassing the TransEnergie system over the next 2 years.
3. Is it Dr. Morin's belief that future bypass will lead to some of TransEnergie's assets being stranded? Please provide the reasons for this opinion.

**R13. The particulars of TransÉnergie's regulatory risks are discussed on page 14 of my testimony. The threat of bypass of Hydro's transmission system is relatively remote in the near future.**

- Q14. At page 16 of his evidence, Dr. Morin provides Value Line beta estimates for 10 Canadian energy utilities.
1. Please confirm that Value Line adjusts their beta estimates toward 1.0.
  2. Please confirm that the betas presented in the table are adjusted to reflect a regression toward 1.0.
  3. Please confirm that the weights used by Value Line to adjust their betas are one-third for the market beta and two-thirds to the raw beta estimate.
  4. Please provide a table similar to the one on page 16 with the raw (unadjusted) betas for each of the 10 Canadian utilities.
  5. Please provide a table similar to the one on page 17 with the raw (unadjusted) betas for each of the 15 U.S. utilities.

**R14. I confirm that :**

- 1. Value Line betas are adjusted for changes in company fundamentals, as are most of the well-known betas provided by the investment community.**
- 2. The betas shown in the table are adjusted betas in keeping with investment practice.**
- 3. Value Line adjust their betas with the weights of 1/3 for the market beta and 2/3 for the raw beta estimates.**
- 4. The table is enclosed :**

Company Name	Adjusted Beta	Raw Beta
BC Gas Inc.	0.55	0.33
Canadian Natural Resources	0.80	0.70

Canadian Utilities 'B'	0.50	0.25
Fortis Inc.	0.50	0.25
Great Lakes Power Inc.	0.45	0.18
N S Power Holdings Inc	0.65	0.48
Pacific Northern Gas Ltd.	0.50	0.25
TransAlta Corp.	0.75	0.63
TransCanada Pipe.	0.70	0.55
Westcoast Energy	0.60	0.40

**5. The table is enclosed :**

<b>Company Name</b>	<b>Adjusted Beta</b>	<b>Raw Beta</b>
Amer. Elec. Power	0.65	0.48
Cen. La. Electric	0.70	0.55
Hawaiian Elec.	0.70	0.55
Interstate Power	0.55	0.33
MDU Resources	0.65	0.48
Madison Gas & Elec.	0.55	0.33
Montana Power	0.65	0.48
New England Elec.	0.70	0.55
Northw'n Pub. Serv.	0.65	0.48
Otter Tail Power	0.50	0.25
PacifiCorp	0.70	0.55
Sierra Pacific Res.	0.70	0.55
UniSource Energy	0.75	0.63
Upper Peninsula Energy	0.75	0.63
UtiliCorp United	0.65	0.48

Q15. Referring to the table on page 16, please provide trading volumes and the market float for each of the companies in the table to indicate the degree of thin-ness of each beta estimate. Please indicate whether the betas are estimated using transaction prices or the average bid-ask price at the end of the month. Please confirm that the major Canadian data bases (for example the CFMRC TSE data base) only includes transaction prices so that there is no stale data or thin trading bias. If you can not so confirm, please indicate how these betas are estimated.

**R15. The betas shown on page 16 of my testimony are obtained directly from the Value Line Investment Survey. The degree of thinness of each beta estimate is unavailable from Value Line. Value Line defines beta as follows:**

**Beta - A relative measure of the historical sensitivity of a stock's price to overall fluctuations in the NYSE Composite Index. A Beta of 1.50 indicates a stock**

tends to risk (or fall) 50% more than the NYSE Index. The «Beta coefficient» is derived from a regression analysis of the relationship between weekly percentage changes in the price of a stock and weekly percentage changes in the NYSE Index over a period of 5 years. In the case of shorter price histories, a smaller time period is used, but two years is the minimum. The betas are adjusted for their long-term tendency to converge toward 1.00.

Q16. Referring to the betas in the table on page 17, the table is headed “Transmission Intensive Electric Utilities.” Please provide for each company the revenue breakdown in terms of generation, transmission and distribution. If the data is not available, please indicate what would lead you to believe that these utilities are transmission intensive.

**R16. The transmission intensity of the electric utilities shown in the table of page 17 is defined in terms of assets devoted to transmission. Publicly-traded electric utilities were ranked them in descending order by percentage of assets devoted to transmission operations. The top fifteen (15) companies in terms of relative transmission assets constituted the final sample.**

Q17. On page 19, Dr. Morin provides a formula for unlevering a firm’s beta. Please provide the origin for this formula and a copy of this academic paper.

R17. The formula is easily derived as follows. The beta of a company's assets equals the beta of its financing sources. The latter is the weighted beta of the company's debt capital and equity capital, with market values acting as weights:

$$\mathbf{b}_{\text{asset}} = \mathbf{b}_{\text{debt}} (\text{debt}/\text{debt}+\text{equity}) + \mathbf{b}_{\text{equity}}(\text{equity}/\text{debt}+\text{equity})$$

(1)

Assume that corporate bonds have zero systematic risk, that is  $\mathbf{b}_{\text{debt}} = 0$  in the above equation. Equation (1) reduces to:

$$\mathbf{b}_{\text{asset}} = \mathbf{b}_{\text{equity}} (\text{equity}/\text{debt}+\text{equity})$$

(2)

The bracketed term is the equity ratio. The term "asset beta" and "unlevered beta" are synonymous, and both refer to the pure business risk of a firm. The term  $\mathbf{b}_{\text{equity}}$  and  $\mathbf{b}_{\text{levered}}$  are also synonymous. Equation (2) then becomes:

$$\mathbf{b}_{\text{unlevered}} = \mathbf{b}_{\text{levered}} \times \text{equity ratio}$$

(3)

which is exactly the equation which appears in my testimony.

- Q18. On page 20, Dr. Morin makes the conservative assumption that TransEnergie's unlevered beta is one standard deviation (.07) below the average of .24.
1. Please provide the justification for the assumption of one standard deviation below the average.
  2. Please confirm that the levered betas provided in Exhibit RAM-11 are adjusted betas.
  3. Please provide a similar analysis based upon the unadjusted betas assuming again that Trans-Energie's (unadjusted) beta is one standard deviation below the (unadjusted) average beta, and an equity ratio of 26.7%.
  4. Suppose TransEnergie's unlevered (adjusted) beta was 1.5 standard deviations below the average, please determine the levered (adjusted) beta for the company, with 26.7% equity ratio.
  5. Suppose TransEnergie's unlevered (unadjusted) beta was 1.5 standard deviations below the average, please determine the

levered (unadjusted) beta for the company, with 26.7% equity ratio.

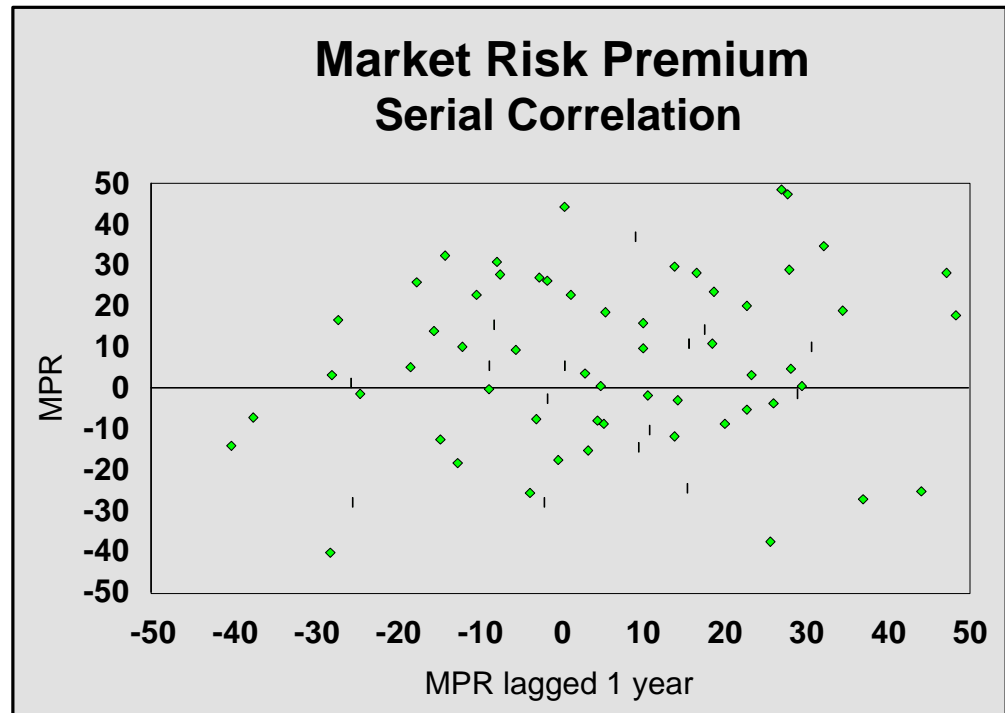
- R18. 1) One standard deviation is the standard definition of statistical significance at the 5% level of confidence.**
- 2) The betas provided in Exhibit RAM-11 are adjusted betas.**
- 3), 4) and 5) The calculations requested can be performed using the enclosed spreadsheet version of Exhibit RAM-11.**

Q19. Referring to Exhibit RAM-11, page 1, please show by illustrative calculation how the unlevered beta is calculated from the levered beta. Provide all theoretical and empirical evidence to support such an adjustment for a rate of return regulated utility.

- R19. See answer to question 17 for the calculation of unlevered beta and the spreadsheet provided in the answer to question 18 for actual calculations. The relationship between capital structure and beta is routinely discussed in college-level corporate finance textbooks. For example, Chapter 9 of Brealy & Myers («Principles of Corporate Finance, McGraw Hill, 6<sup>th</sup> edition, 2000) provides an excellent discussion of the unlevering and levering of beta estimates.**

Q20. Please provide the data in electronic format and analysis which shows that there is no significant serial correlation in either the CIA or Ibbotson studies as mentioned on page 21.

- R20. The following graph displays the lack of serial correlation between successive annual estimates of the market risk premium contained in the Canadian Institute of Actuaries study. The actual estimate of serial correlation is 0.02.**



**As far as the Ibbotson study is concerned, page 64 of the Ibbotson Associates 2000 Yearbook «Stocks, Bonds, Bills, and Inflation» reports a serial correlation coefficient of 0.02 for the equity risk premium over the period 1926-1999, the same coefficient as in the Canadian data.**

- Q21. Referring to the Canadian risk premium studies, page 20,
1. Please indicate the period for the 6.9-7.0% estimate and provide all data that lead to this conclusion. Please indicate why the data has not been updated to 1999. Please provide the geometric and arithmetic mean market risk premium using the Canadian Institute of Actuaries data for the 1988-99 period.
  2. Please provide the Canadian Institute of Actuaries data and verify the source of all data for the estimate for 1924-1999.
  3. Please provide the Ibbotson Associates annual data used to derive up with the US market risk premium estimate of 7.8%
  4. Please indicate why you have not cited any research on the market risk premium estimate in either the US or Canada. Are there no academic studies that you are aware of that have estimated the market risk premium over the last five years?

- R21. 1) The period for the 6.9% estimate is 1950-1987. The underlying data can be found in *Canadian Stocks, Bonds, Bills and Inflation: 1950-1987*, James E. Hatch and Robert W. White, The Financial Analyst Research Foundation, 1988.
- 2) The underlying data from the Canadian Institute of Actuaries are available from the CIA Web site.
- 3) The annual data used to derive the US market risk premium estimate of 7.8% is available in the Ibbotson Associates 2000 Yearbook «Stocks, Bonds, Bills, and Inflation» and cannot be duplicated without copyright violation.
- 4) Refer to the three publications referenced in (1), (2), and (3) for the research on the market risk premium estimate which I relied upon.

- Q22. Referring to Exhibit RAM-10, pages 1-3,
- 1 Please indicate where possible which of the utilities have a regulated common equity ratio, that is, where the common equity ratio has been determined by a regulatory authority.
  - b. Please indicate which utilities are allowed to determine their own capital structure and then have their the allowed return adjusted for leverage.
  3. Please indicate which, if any, of these utilities have preferred stock outstanding and whether the outstanding preferreds affect a utility's optimal capital structure.

R22. The utilities with a deemed common equity ratio are listed in Exhibit RAM-7 of my testimony. I did not investigate which utilities have their allowed return adjusted for leverage as this was not germane to my testimony. Generally speaking, preferred stock is not a significant component of the capital structure for most utilities. From a common shareholder perspective, preferred stock acts as senior capital in the determination of an optimal capital structure.

- Q23. Referring to RAM-7 & 8, please provide the full capital structures for all these regulated utilities, that is the proportions of common equity, preferred equity, long term debt and short term debt.

**R23. Data presented in exhibit RAM-7 et RAM-8 was compiled based on information obtained from the respective regulatory bodies and from annual reports of the companies. The analysis was limited to the data presented and I cannot provide all the additional information required without substantial additional efforts. However, this information can be publicly obtained by relying on the same sources I used.**

Q24. Referring to Dr. Morin's DCF study,

1. Please confirm that growth stocks tend to have low dividend yields, such that their exclusion will increase the dividend yield on the aggregate market, if not why not. Please indicate what the dividend yield on the TSE300 was over the same period.
2. Please indicate what the Value Line "projected growth" is. Is it for earnings or dividends; is it five year, ten year or long term growth?
3. Please indicate what your estimate of the long run real growth rate and inflation rate of the Canadian economy is. Please indicate if this rate is less than the Value Line projected growth rate of 5.7%-14.4%, and what will happen to corporate earnings and dividends if they grow forever at the Value Line projections, when the economy in nominal terms grows at your projections?

**R24. 1) I confirm that growth stocks tend to have low dividend yields. However, the DCF model assumptions of constant growth and a rate of return greater than the growth rate ( $k > g$ ) are likely to be violated in the case of growth stocks, such that the DCF model is inapplicable to such companies. The dividend yield on the TSE 300 index was not utilized in my prospective market risk premium study.**

**2) The individual growth rates for each company are labeled "Projected EPS Growth Rate (%)" and "Projected DPS Growth Rate (%)" by Value Line, and are defined by Value Line as the compound annual rate of growth of earnings/dividends projected for the next 3 to 5 years from the time of publication. They are calculated by dividing the average actual result for the latest three years into the average projected result for the period 3 to 5 years hence. These growth rates are directly available for each company from the Value Line CD-ROM data base.**

3) I did not perform a forecast of the Canadian economy. This was well outside the scope of his testimony. I presume that the expected inflation rate and expected long-run real growth of the Canadian economy are already reflected in the capital market data which I employed.

Q25. Please indicate whether in your opinion the “analyst’s growth forecasts” referred to on page 24, are unbiased, that is, that they do not consistently under or over estimate future earnings of dividends. Please provide any empirical support (academic research, etc.) to support your opinion.

**R25. Although I did not investigate the reliability of analysts’ growth forecasts, any tendency to consistently overestimate or underestimate would eventually be self-corrected through an error-learning process. More importantly, the accuracy of these forecasts in the sense of whether they turn out to be correct is not at issue here, as long as they reflect widely held expectations. As long as the forecasts are typical and/or influential in that they are consistent with current stock price levels, they are relevant. It is the consensus forecast which is embedded in price and therefore in required return, not the future as it will turn out to be.**

**Because of the dominance of institutional investors and their influence on individual investors, analysts’ forecasts of long-run growth rates provide a sound basis for estimating required returns. Financial analysts also exert a strong influence on the expectations of many investors who do not possess the resources to make their own forecasts, that is, they are a cause of ‘g’. Published studies in the academic literature demonstrate that growth forecasts made by security analysts represent an appropriate source of DCF growth rates, are reasonable indicators of investor expectations and are more accurate than forecasts based on historical growth.**

Q26. Please provide the data in electronic format that would allow replication of the 2.6% dividend yield and projected growth rate of 7.2% to 12.1% as presented at page 22.

- R26. The Value Line Investment Survey for Windows 95 is commercially available by paid subscription only, and cannot be replicated or disseminated without violating copyright laws. The reports are available at most university libraries. Alternately, the proprietary software can be made available at company headquarters during normal working hours by arrangement.**
- Q27. On page 24, Dr. Morin mentions a prospective risk premium study of the U.S. market using the DCF approach. Please provide the data in electronic format used in this study.
- R27. The Value Line Investment Survey for Windows 95 is commercially available by paid subscription only, and cannot be replicated or disseminated without violating copyright laws. The reports are available at most university libraries. Alternately, the proprietary software can be made available at company headquarters during normal working hours by arrangement.**
- Q28. On page 24, Dr. Morin states that “the degree of integration between the Canadian and US capital markets has increased exponentially in recent years.” Please provide the empirical support for this statement. Is this reference to the equity, bond or money markets. Is the reference to “exponential” growth using exponential in a scientific or casual manner.
- R28. The integration between the canadian and american financial markets has grown exponentially ( in mathematical terms) as can be seen from the growth in the funds invested abroad by canadian investors through their holdings of investment funds. By combining data on US stock funds , foreign stocks and foreign bonds, as provided by the Investment Funds Institute of Canada on its internet site, the following growth can be observed :**

	Amounts in millions \$	%variation from previous year
December 1994	36,536	
December 1995	41,766	14.3%
December 1996	53,365	27.8%
December 1997	72,422	35.7%
<b>December 1998</b>	<b>92,902</b>	<b>28.3%</b>
December 1999	138,757	49.4%
August 2000	170,206	22.7%

Q29. Please provide a copy of the Mitoo paper referred to on page 25. Are you aware of any other academic research papers that have examined the integration of the U.S. and Canadian equity markets? Please provide copies of these papers.

**R29. The Mitoo paper is protected by copyright and cannot be reproduced. The major point of the Mitoo article is that the degree of integration over time between the Canadian and U.S. equity markets has solidified over the period covered by the research study. There is every reason to believe that this movement has strengthened in subsequent years for the reasons which are outlined in my testimony.**

**I am not aware of any other recent studies of the degree of integration between Canadian and US equity markets other than the Mitoo 1992 Journal of Finance citation contained in his testimony. Jorion & Schwartz ("Integration vs Segmentation in the Canadian Stock Market," Journal of Finance, July 1986) examined the issue of integration based on data prior to 1986. These results are likely to be stale since integration has greatly intensified from the early 1980s to 1999.**

Q30. Referring to page 25 where Dr. Morin discusses the integration of U.S. and Canadian equity markets,

- a. Please provide Dr. Morin's estimate as to the proportion of investment in equity markets that Canadians undertake through investment funds, relative to investments directly in equities.
2. Is it Dr. Morin's view that the proportion of foreign investment by Canadian investment funds is representative of the foreign investment by Canadian in total? If so, please provide the analysis which supports this conclusion.

**R30.** According to statistics published by the Investment Funds Institute of Canada dated August 2000, out of \$396 billion of assets invested in investment funds, \$170 billion was invested in U.S. stock funds (\$36.1 billion), foreign stocks (\$129.8 billion) and foreign bonds (\$4.3 billion). The \$170 billion estimate is likely to understate the amounts invested abroad by Canadians. First, it is not unusual to find foreign securities in balanced funds. Such funds account for \$64 billion in assets. Second, it is very likely that foreign securities are present in Canadian stock funds which represented \$107.5 billion of assets as of August 2000.

Moreover, Canadians participate in global capital markets not only through direct investments in foreign securities (individual portfolios, mutual funds) but also through pension funds and insurance policies. The latter can also invest a portion of insurance policy funds in foreign securities.

Q31. Referring to page 25 where Dr. Morin discusses the foreign content permitted in RRSP portfolios, please provide an estimate of investment by Canadians through investment funds as a proportion of all investment by Canadians (excluding corporations) in securities.

**R31.** Selon les statistiques du Investment Funds Institute of Canada en date du 31 août 2000, sur des encours totaux de 396 milliards de dollars en fonds d'investissement, 170 milliards de dollars étaient investis sous forme de fonds d'investissement d'actions américaines (36,1 milliards de dollars), d'actions étrangères (129,8 milliards de dollars) et d'obligations étrangères (4,3 milliards de dollars). Cette estimation de 170 milliards de dollars est en toute vraisemblance une sous-estimation des montants effectivement investis à l'étranger par le public investisseur canadien. Premièrement, il est usuel de retrouver des titres étrangers dans les fonds d'investissement équilibrés. Ces fonds représentaient 66,4 milliards de dollars. De plus, il n'est pas inhabituel de retrouver des titres étrangers dans des fonds d'investissement d'actions

canadiennes (actif de 107,5 milliards de dollars au 31 août 2000).

**Gardons en tête également que le public investisseur canadien participe au marché global des capitaux, non seulement par l'intermédiaire des participations directes dans les titres étrangers (portefeuille personnel et fonds d'investissement), mais également par l'intermédiaire des caisses de retraite d'employeurs auxquelles ils participent et par l'intermédiaire des polices d'assurance auxquelles ils souscrivent. Dans ce dernier cas, les compagnies d'assurance peuvent également investir dans des titres étrangers une portion du produit de la souscription des polices d'assurance.**

Q32. Referring to page 24 where Dr. Morin ascribes equal weight to U.S. and Canadian risk premiums, in Decision U99099 (November 25, 1999), the Alberta Energy and Utilities Board stated at page 327:

“The Board acknowledges the evidence it receives in these proceedings that capital markets are becoming globalized. However, it accepts this in the sense that Canadian markets themselves reflect global trends. Furthermore, there are sufficient differences in fiscal and monetary policies between countries not in economic union that the Board does not accept a mechanical weighting of foreign data with Canadian data.”

Can Dr. Morin please comment on the above quote?

**R32. See answer to Régie question 56.1.**

Q33. On page 29, Dr. Morin states that “the 4.6% risk premium is reasonably consistent with the academic research on the subject.” Please provide copies of the academic research which Dr. Morin is referring to.

**R33. It is impractical and burdensome to supply the voluminous literature cited on page 29 of my testimony, particularly in view of the fact that this literature is easily obtainable from any business school library.**

Q34. Please provide the data in electronic format that will allow replication of the regression results on page 29.

**R34. See response to question 30 a).**

Q35. Please provide the data in electronic format that will allow replication of the regression results on page 31.

**R35. See response to question 30 a).**

Q36. On page 31, Dr. Morin states that the average risk premium awarded U.S. electric utilities over the 1987-1999 period in over 400 regulatory decisions was 4.6%. Please provide the data in electronic format used to derive the 4.6% risk premium.

**R36.**

Number of Decisions		Allowed ROE	Bond Yield	Risk Premium
57	1987	13.0	8.6	4.4
33	1988	12.8	9.0	3.8
27	1989	13.0	8.5	4.5
44	1990	12.7	8.6	4.1
45	1991	12.6	8.1	4.4
48	1992	12.1	7.7	4.4
32	1993	11.4	6.6	4.8
31	1994	11.3	7.4	4.0
33	1995	11.6	6.9	4.7
22	1996	11.4	6.7	4.7
11	1997	11.4	6.6	4.8
10	1998	11.7	5.6	6.1
20	1999	10.8	5.9	4.9
413	Mean	12.0	7.4	4.6

Q37. On page 33, Dr. Morin states that the average risk premium awarded natural gas utilities over the 1987-1999 period in 325 regulatory decisions was 4.5%. Please provide the data in electronic format used to derive the 4.5% risk premium.

**R37. In reference to the allowed Risk Premium Analysis explained on pages 32 of my testimony, the annual allowed ROE data was taken from Regulatory Research Associates, Inc.'s («Regulatory Focus», Major Rate Case Decisions – January 1998- December 1999, Supplemental Study, January 21, 2000) comprehensive survey of some 327 ROE decisions by regulators over**

the period 1987-1999 for gas distribution utilities. The relevant data are shown in the table below. The prevailing yield on long-term Treasury bonds for each year was subtracted from the average authorized ROE each year to arrive at the authorized risk premium for that year. Due to the proprietary nature of the data and its availability by paid subscription only, Regulatory Research Associates, Inc. does not allow electronic dissemination of such data.

	Allowed ROE	Bond Yield	Risk Premium
1987	12.7	8.6	4.2
1988	12.9	9.0	3.9
1989	12.9	8.5	4.4
1990	12.7	8.6	4.1
1991	12.5	8.1	4.3
1992	12.0	7.7	4.3
1993	11.4	6.6	4.8
1994	11.4	7.4	4.0
1995	11.4	6.9	4.6
1996	11.2	6.7	4.5
1997	11.3	6.6	4.7
1998	11.5	5.6	5.9
1999	10.66	5.9	4.8
Mean	11.9	7.4	4.5

Q38. On page 34, Dr. Morin uses the April 2000 Consensus Forecasts to derive his estimate of a 6.0% risk free rate.

1. Please update the estimate of the risk free rate using the latest Consensus Forecast.
2. Please confirm that the 30-year LTC is not a risk free rate, but includes a premium for risk.

**R38. 1) In order to minimize the number of updates between now and the hearing dates, I plan to update his estimate of the risk-free rate two weeks before the hearings.**

**2) While long-term government bonds are exposed to interest rate risk, this is only true if the bonds are sold prior to maturity. A substantial fraction of bond market participants, usually institutional investors with long-term liabilities (pension funds, insurance companies), in**

fact hold bonds until they mature, and therefore are not subject to interest rate risk. Moreover, institutional bondholders neutralize the impact of interest rate changes by matching the maturity of a bond portfolio with the investment planning period, or by engaging in hedging transactions in the financial futures markets. The merits and mechanics of such immunization strategies are well documented by both academicians and practitioners.

Q39. Dr. Morin's recommended ROE of 10.6% is based upon an equity ratio of 32.5% for TransEnergie.

1. Suppose the equity ratio was 30.0%, what would be Dr. Morin's recommended ROE?
2. At a 30.0% equity ratio, what is the equity risk premium based upon a 6.0% LTC rate?

**R39. 1) 10.85%.**

**2) 4.85%.**

Q40. a. Please confirm that the CBRS benchmarks discussed on page 37 are for gas and electric utilities in general.

2. Please provide the CBRS document that confirms these benchmarks.

**R40. 1) It is confirmed.**

**2) This document is directly available and downloadable from CBRS's Web site.**