

**TÉMOIGNAGE DU DR ROGER A. MORIN -  
VERSION FRANÇAISE**

**UN RENDEMENT JUSTE ET ÉQUITABLE  
DES CAPITAUX PROPRES  
POUR  
TRANSÉNERGIE**

**TÉMOIGNAGE  
DE  
ROGER A. MORIN, PH.D.**

**UTILITY RESEARCH INTERNATIONAL**

**AVRIL 2000**

**TÉMOIGNAGE DE ROGER A. MORIN PRÉSENTÉ EN PERSONNE  
DEVANT LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC  
AU NOM DE TRANSÉNERGIE**

**Table des matières**

**Page**

PRÉSENTATION DU TÉMOIN EXPERT

CONTEXTE

BUT DU TÉMOIGNAGE

RÉSUMÉ DU TÉMOIGNAGE

CONTENU DU TÉMOIGNAGE

I. CONCEPTS UTILISÉS DANS LA DÉTERMINATION DU TAUX DE RENDEMENT

I.1 Risque et rendement

I.2 Pratique entourant la détermination du taux de rendement

I.3 Coût du capital par secteur d'activités

II. CONTEXTE DE RISQUE

II.1 Risque d'affaires

II.2 Risque réglementaire

II.3 Risque financier

III. ESTIMATIONS DU TAUX DE RENDEMENT

III.1 Prime de risque: Estimation MÉAF

III.2 Prime de risque: Entreprises américaines d'électricité

III.3 Prime de risque: Distributeurs américains de gaz naturel

III.4 Résumé des estimations de la prime de risque

III.5 Autres vérifications de la prime de risque

III.6 Un taux sans risque

III.7 Vérifications par le Flux monétaire actualisé (DCF)

IV. STRUCTURE DE CAPITAL

V. RÉSUMÉ

ANNEXE A Un rappel des méthodes ROE

ANNEXE B Un supplément technique: Quelques réserves concernant le modèle du flux monétaire actualisé (DCF)

**TÉMOIGNAGE DE ROGER A. MORIN PRÉSENTÉ EN PERSONNE  
DEVANT LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC  
AU NOM DE TRANSÉNERGIE**

**Documents à l'appui**

Document RAM-1	Roger A. Morin – Curriculum Vitae
Document RAM-2	Moody's Electric Utilities Risk Premium Analysis 1985-1999
Document RAM-3	Moody's Electric Utility Common Stock Long-Term Risk Premium Analysis
Document RAM-4	Moody's Natural Gas Utilities Risk Premium Analysis
Document RAM-5	Moody's Natural Gas Utility Common Stock Long-Term Risk Premium Analysis
Document RAM-6	Generation Divested Electric Utilities DCF Analysis
Document RAM-7	Capital Structures Adopted by Regulatory Boards: Canadian Energy Utilities
Document RAM-8	Actual Common Equity Ratios Canadian Energy Utilities
Document RAM-9	Canadian Electric Utilities % Equity in the Capital Structure Utilities
Document RAM-10	Actual Capital Structures: U.S. Energy Utilities
Document RAM-11	Business Risk Betas: Canadian Energy Utilities

**TÉMOIGNAGE DE ROGER A. MORIN PRÉSENTÉ EN PERSONNE  
DEVANT LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC  
AU NOM DE TRANSÉNERGIE**

**PRÉSENTATION DU TÉMOIN EXPERT**

Je m'appelle Roger Morin. J'habite la ville d'Atlanta, capitale de l'État de Georgie. Je suis Professeur de Finance au *Robinson College of Business* de la *Georgia State University* et Professeur de Financement des industries réglementées au *Center for the Study of Regulated Industry* de la même université.

Je détiens un Baccalauréat en Génie et un MBA en Finance de l'Université McGill, Montréal, Canada. J'ai fait mes études doctorales et obtenu un Ph.D en Finance et en Économétrie au *Wharton School of Finance* de l'Université de Pennsylvanie.

J'ai enseigné à l'École des Hautes Études Commerciales de l'Université de Montréal, à l'Université McGill, au *Wharton School of Finance* de l'Université de Pennsylvanie, au *Amos Tuck School of Business* du Collège Dartmouth, ainsi qu'aux Universités Drexel et *Georgia State*. De plus, j'ai conçu et dirigé de nombreux programmes de perfectionnement pour cadres supérieurs d'entreprises avec l'Université de Montréal, Hydro-Québec, l'Institut Canadien de Marketing, *l'Investment Dealers Association of Canada*, la Fondation Canadienne de Recherche en Finance et la *Georgia State University*. J'ai été membre du corps professoral du *Advanced Management Research International* et j'occupe aujourd'hui les mêmes fonctions auprès du *Management Exchange Inc.*, appelé Exnet, pour lequel je suis fréquemment appelé à diriger des séminaires de formation pour cadres supérieurs aussi bien aux États-Unis qu'à travers tout le Canada. Tout comme durant les 20 dernières années, cette année encore, je donne des séminaires nationaux portant sur «le coût du capital pour les entreprises de services publics», sur «la structure du capital dans les entreprises de services publics», et sur «des alternatives aux cadres réglementaires». Ces séminaires ont été conçus et développés par le *Management Exchange Inc.*, de concert avec *Public Utilities Reports Inc.*

Je suis l'auteur de plusieurs monographies et articles spécialisés en Finance, publiés dans des périodiques scientifiques comme: *The Journal of Finance*, *The Journal of Business Administration*, *The International Management Review* et le *Public Utilities Fortnightly*.

Je suis aussi l'auteur de *Utilities' Cost of Capital*, Public Utilities Reports Inc., Arlington, Va., 1984, un traité très consulté en financement des services publics réglementés. Mon dernier ouvrage, intitulé *Regulatory Finance*, traite de l'application des connaissances en finance aux entreprises réglementées de services publics. Il a été publié par *Public Utilities Reports Inc.*, Arlington, Va., à la toute fin de 1994.

J'ai travaillé pendant trois ans avec le *Financial Research Institute of Canada*, en tant que consultant, spécialiste des programmes informatiques en finance et en investissements. J'ai été très souvent appelé à travailler avec de nombreuses compagnies et bureaux d'avocats, en tant que consultant expert en matière de gestion financière et de litiges corporatifs. Vous trouverez plus de détails sur mes activités académiques et sur mon expérience professionnelle en lisant le document à l'appui RAM-1.

J'ai été souvent invité à témoigner devant des organismes réglementaires de tous les niveaux, fédéral, provincial/d'état aussi bien au Canada qu'aux États-Unis, y compris devant la Régie de l'énergie du Québec («Régie»). Au niveau fédéral canadien, j'ai témoigné devant l'Office national de l'énergie (ONÉ) et le CRTC (Conseil de la radio et des télécommunications canadiennes). Au niveau fédéral américain, j'ai souvent témoigné devant la *Federal Energy Regulatory Commission* et la *Federal Communications Commission*. En terminant, j'ajoute que j'ai présenté quelques 40 témoignages devant les commissions suivantes de provinces canadiennes ou d'états américains:

Alabama	Illinois	New Brunswick	Pennsylvania
Alaska	Indiana	New Jersey	Québec

Alberta	Iowa	New York	South Carolina
Arizona	Louisiana	Newfoundland	Tennessee
British-Columbia	Manitoba	North Carolina	Texas
California	Michigan	North Dakota	Utah
Colorado	Minnesota	Ohio	Vermont
Florida	Mississippi	Oklahoma	Washington
Georgia	Montana	Ontario	West Virginia
Hawaii	Nevada	Oregon	

J'ai participé activement aux nombreuses délibérations qui ont marqué la réorganisation de l'industrie nord-américaine des producteurs et distributeurs publics d'électricité, en particulier en Californie, en Pennsylvanie et au Texas et je le suis toujours. Pour de plus amples détails sur ma participation à ces travaux, je vous invite à consulter le document RAM-1.

J'ai aussi travaillé avec les organismes réglementaires. Avec le CRTC par exemple, où pendant quatre ans, j'ai travaillé aux questions de finance réglementaire, d'économie appliquée et de politique réglementaire. J'ai également donné mes avis au *Ontario Telephone Service Commission* (OTSC) qui cherchait à établir des procédures visant à définir le coût du capital pour les compagnies de téléphone municipales, coopératives et propriété des investisseurs, toutes réglementées par l'OTSC. J'ai souvent aidé les commissions réglementaires à résoudre des questions de méthodologie du coût du capital et de finance réglementaire.

## CONTEXTE

Le marché nord-américain de l'énergie subit actuellement des changements profonds qui sont pour la plupart provoqués par l'augmentation de la concurrence. Au fur et à mesure que les barrières réglementaires tombent, la concurrence fait son apparition dans tous les secteurs du marché de l'énergie. Parmi les facteurs qui facilitent son apparition, on retrouve, par exemple, les interconnexions entre installations, le dégroupement de leurs différentes composantes et le fait qu'elles ont toutes un accès équivalent aux réseaux. De plus, les politiques publiques réglementaires encouragent la concurrence en demandant aux compagnies d'offrir des choix aux consommateurs (transit de gros et de détail) et de leur offrir des services connectés, libres et sans encombres. Il en résulte que le nombre de joueurs et/ou l'intensité de la concurrence entre les participants actuels a augmenté. Les nouveaux joueurs dans ce marché de l'énergie sont de toutes sortes: producteurs privés, producteurs d'énergie indépendants, producteurs pour eux-mêmes seulement, courtiers en énergie et compagnies distributrices d'énergie. Ensemble, ces nouveaux joueurs sonnent le glas des monopoles des services publics intégrés verticalement et ouvrent la voie à l'époque des services publics éclatés.

La réorganisation de l'industrie américaine de services publics d'électricité a débordé les frontières et touché aux marchés canadiens. Les compagnies d'électricité canadiennes subissent aussi la pression de la concurrence qui résulte de la réorganisation de l'industrie. Tout producteur d'électricité économiquement viable a déjà ou aura bientôt accès à la grille nord-américaine, rendant ainsi le marché de l'énergie encore plus concurrentiel. Plus les fonctions de transport, de production et de distribution d'électricité se sépareront les unes des autres, plus la concurrence s'intensifiera.

La position concurrentielle actuelle de l'industrie canadienne de services publics d'électricité est suffisamment bonne pour lui permettre de résister aux forces restructuratrices de l'industrie. Bien que la concurrence s'accroisse au Canada comme aux États-Unis, son évolution est en quelque sorte atténuée par le surplus de capacité de production qu'affichent plusieurs provinces. De plus, la faible capacité

d'interconnexions entre les régions pose des barrières à l'exportation et par conséquent, limite la concurrence. Par surcroît, un bas coût de production hydraulique jumelé à un dollar canadien faible rend l'électricité très concurrentielle. La concurrence qui pourrait venir du gaz naturel est limitée par ses coûts de transport qui sont très élevés.

Dans le cas d'Hydro-Québec, on constate que les effets de la réorganisation sont amoindris par plusieurs facteurs favorables comme ses faibles coûts de production hydraulique, ses faibles tarifs, un accès libre à la grille du nord-est américain et une excellente capacité de stockage d'électricité. Toutefois, la position concurrentielle favorable de l'entreprise subit le contrepoids d'un ratio d'actions ordinaires plus faible que celui des autres compagnies d'électricité, de sa vulnérabilité face aux niveaux d'eau qui fluctuent, d'une rentabilité marginale, d'une faible croissance de la demande domestique, de marchés d'exportation concurrentiels et d'un accès limité aux marchés d'exportation.

Pour répondre aux diverses pressions concurrentielles en émergence, Hydro-Québec a décidé de répartir ses activités les plus importantes en unités administratives séparées: production, transport et distribution d'électricité. La fonction de transport d'électricité relève maintenant d'une entité administrative appelée TransÉnergie. Le profil de risque de TransÉnergie est décrit en détail dans la Section II.

## **BUT DU TÉMOIGNAGE**

On m'a demandé:

1. de faire une évaluation indépendante de ce que serait un taux de rendement juste et équitable des capitaux propres («ROE») des activités de transport d'électricité d'Hydro-Québec (TransÉnergie), à la lumière des conditions actuelles et prévisibles du marché des capitaux;
2. de recommander un taux de rendement de ces capitaux qui serait juste envers les clients et qui permettrait à l'entreprise de se procurer des capitaux à des conditions raisonnables tout en maintenant son intégrité financière; et finalement,
3. d'évaluer la nature raisonnable de la structure de capital demandée pour TransÉnergie.

## **RÉSUMÉ DU TÉMOIGNAGE**

Mon témoignage comporte cinq (5) grandes sections:

- I. Les concepts utilisés dans la détermination du taux de rendement
- II. Le contexte de risque
- III. Les méthodes d'estimation du taux de rendement
- IV. La structure de capital
- V. Le résumé

La première section présente les différents concepts et les diverses méthodes utilisés pour évaluer le coût des capitaux propres de TransÉnergie. L'environnement de risque de TransÉnergie fait l'objet de la deuxième section alors que la troisième décrit les résultats obtenus par les différentes méthodes d'évaluation du coût du capital. Je discute de la structure du capital de TransÉnergie dans la quatrième section et la dernière résume les résultats obtenus par les diverses approches utilisées pour déterminer un rendement sur les capitaux propres (ROE) juste et raisonnable pour TransÉnergie.

## **I. CONCEPTS UTILISÉS DANS LA DÉTERMINATION DU TAUX DE RENDEMENT**

### **I.1 Risque et rendement**

Le taux de rendement d'un titre est la compensation que les investisseurs exigent pour reporter leur consommation et exposer leur capital à un risque. Quand les investisseurs fournissent des fonds à une compagnie de services publics en achetant des titres ou des obligations, non seulement reportent-ils à plus tard leur consommation en choisissant de ne pas dépenser leur argent maintenant, mais exposent-ils aussi cet argent au risque. Ils ne sont prêts à subir cette double punition que s'ils reçoivent, en échange, une compensation jugée adéquate. La compensation qu'ils attendent constitue le prix du capital, c'est-à-dire le taux de rendement. Puisque la quantité de capital est limitée, les compagnies sont en concurrence les unes avec les autres pour en obtenir. Et quand les investissements présentent des risques différents, cette concurrence pour l'obtention de capital établira d'office des prix différents aux investissements. Ces différences de risque se traduisent donc en prix différents sur les marchés de capitaux, un peu comme des produits à caractéristiques différentes se vendent à des prix différents.

Bien sûr, le rendement n'est pas garanti. On détermine le risque auquel un investissement est exposé par la variabilité des résultats possibles pour le rendement attendu. Pour l'investisseur non-diversifié qui considère un titre isolément, l'écart type des rendements réalisés constitue une évaluation valable du risque de ce titre. Une des théories qui étayent la théorie financière moderne veut qu'un investisseur diversifie son portefeuille en combinant les valeurs risquées de façon à ce que le risque de l'ensemble soit moindre que celui de ses parties grâce à l'action des effets bénéfiques de la diversification. La diversification réduit le risque du portefeuille parce que les rendements des valeurs ne fluctuent pas tous en un ensemble parfait. Toutefois, on ne peut éliminer complètement le risque puisque les titres fluctuent quand même à peu près tous ensemble à cause de l'influence contradictoire des forces qui affectent tout le marché.

Selon la théorie moderne des portefeuilles, le risque total d'une action d'une compagnie peut être divisé en «risque spécifique», i.e. la portion particulière à une compagnie, et en «risque du marché», i.e. la portion non-diversifiable qui est associée aux mouvements généraux des marchés des titres.

$$\text{Risque Total} = \text{Risque du marché} + \text{Risque spécifique}$$

L'idée centrale de la théorie moderne de la finance veut que les investisseurs puissent éliminer le risque spécifique à la compagnie en diversifiant leurs portefeuilles et qu'en conséquence, on ne devrait pas avoir à leur fournir une compensation pour devoir supporter ce risque additionnel. Toutefois, les investisseurs, s'ils peuvent éliminer le risque spécifique, ne peuvent en faire autant avec le risque du marché. En conséquence, on leur accorde un plus haut taux de rendement pour avoir à supporter le risque du marché seul. Ce risque est mesuré par «Beta». Beta est une mesure classique du risque du marché et indique jusqu'à quel point les fluctuations du taux de rendement d'un titre suivent les taux de rendement de l'ensemble des titres sur le marché.

La théorie financière moderne a établi que Beta est un facteur déterminant du taux de rendement et qu'il incorpore plusieurs des caractéristiques économiques d'une entreprise. Ces caractéristiques se traduisent ensuite dans les taux de rendement demandés par les investisseurs.

Les investisseurs qui craignent le risque exigeront des taux de rendement plus élevés s'il y a un risque additionnel à supporter et les rendements des titres à haut risque devront alors être supérieurs à ceux des titres à risque moindre. Le MÉAF ou Modèle d'Équilibre des Actifs Financiers, (*Capital Asset Pricing Model* CAPM) tient compte du taux de rendement additionnel rendu nécessaire par le risque supplémentaire et établit formellement la relation entre risque et rendement, en stipulant que seul le risque du marché compte, celui-ci étant calculé par Beta. Selon le MÉAF, les prix des titres sont établis de sorte que:

Taux de rendement anticipé = Taux sans risque + Prime de risque

$$K = R_F + \beta(R_M - R_F) \quad (1)$$

L'équation 1 est l'expression mathématique du modèle MÉAF qui affirme qu'un investisseur s'attend à recevoir un rendement,  $K$ , qui pourrait être obtenu par un investissement sans risque,  $R_F$ , plus une prime de risque pour avoir supporté ce risque. Cette prime est proportionnelle au risque associé à ce titre, aussi appelé Beta,  $\beta$ , et proportionnelle au risque qu'accorde le marché ( $R_M - R_F$ ) à un portefeuille diversifié.

Les recherches ont bien démontré que le MÉAF surévalue le coût de l'action à la baisse, dans le cas de compagnies dont le Beta est inférieur à 1,00. (On retrouve un résumé de la littérature scientifique au Chapitre 13 de: Morin, R. A., *Regulatory Finance, Public Utilities Report Inc.*, Arlington, VA, 1994). On a développé des MÉAF plus élaborés de façon à assouplir les hypothèses de base du MÉAF d'origine qui menaient à ce biais à la baisse, augmentant ainsi la valeur théorique du modèle. Ces formulations élargies ont mené à une relation risque-rendement plus «aplanie» que celles des prévisions MÉAF traditionnelles et plus compatible avec les données empiriques de la littérature financière. L'équation suivante, connue sous le nom de Version empirique du MÉAF ou *Empirical Capital Asset Pricing Model* (ECAPM), donne une approximation viable de l'évaluation du coût des capitaux propres tel que proposé par les MÉAF élargis. L'équation peut aussi servir à déterminer le coût du capital: la constante «a» est définie empiriquement.

$$K = R_F + a(R_M - R_F) + (1 - a)\beta(R_M - R_F) \quad (2)$$

Si la constante empirique  $a$  a une valeur de 0.25, l'équation (2) devient:

$$K = R_F + 0.25(R_M - R_F) + 0.75\beta(R_M - R_F) \quad (2a)$$

## **I.2 Pratique entourant la méthode ROE (*Return On Equity*) de calcul du taux de rendement des capitaux propres**

Il existe plusieurs méthodes pour calculer un taux de rendement juste et raisonnable des capitaux propres ordinaires. Outre le MÉAF, il y a:

- Le Flux monétaire actualisé *Discounted Cash Flow* (DCF)}
- La Prime de risque
- Les Bénéfices comparables

Le lecteur retrouvera une description de ces méthodes à l'Annexe A, «*A Review of ROE Methodologies*». Même si l'on devait, en théorie, utiliser toutes les méthodes de calcul, en pratique, on doit accorder plus de poids à la méthode MÉAF et à celle de la Prime de risque.

Les méthodes des Bénéfices comparables et du Flux monétaire actualisé (DCF) sont particulièrement difficiles à mettre en pratique quand on doit faire face aux circonstances fluides et changeantes des marchés canadiens de capitaux et à celles de l'industrie de l'énergie. L'obstacle le plus important à l'utilisation de ces deux méthodes est le fait qu'il n'existe qu'une petite poignée de compagnies canadiennes de services publics d'électricité qui soient à la fois exclusivement canadiennes, propriété des investisseurs, transigées en bourse et qui possèdent suffisamment de données historiques homogènes qui n'aient pas été déformées par les nombreux changements de propriété ou les réorganisations corporatives. De plus, plusieurs de ces compagnies ne sont que peu transigées en bourse, ce qui jette un doute sur la validité de l'utilisation des mesures basées sur le marché, comme entre autres, la mesure Beta dont je parlerai plus loin. Tous ces problèmes n'ont pas la même acuité aux États-Unis parce qu'on y retrouve un échantillon de compagnies de services publics d'électricité beaucoup plus grand qu'au Canada.

D'autres obstacles viennent rendre l'application de la méthode DCF difficile à un moment donné dans le temps. On peut les trouver dans le supplément technique de l'Annexe A. Somme toute et pratiquement parlant, le modèle DCF est difficilement applicable aux données canadiennes. On y retrouve en effet (au Canada) très peu de compagnies de services publics d'électricité qui soient parfaitement libres d'agir

(exemptes de contraintes politiques) et très peu encore dont les données financières soient homogènes et qui reflètent un risque pur défini par un marché libre. En conséquence, il est peu probable que l'on puisse vraiment se fier aux résultats de la méthode DCF. Si l'on y ajoute la difficulté d'obtenir une représentation significative de la composante de la croissance perpétuelle du modèle DCF au Canada où les analyses de perspectives de croissance se font rares, alors l'application du modèle DCF devient encore plus compliquée. Aux États-Unis, comme je l'ai dit précédemment, ces difficultés n'ont pas la même acuité, en grande partie parce qu'aux États-Unis, on peut constituer un échantillon plus grand de compagnies de services publics d'électricité, parce que les prévisions de croissance y sont abondantes et facilement accessibles et parce que ces deux facteurs, s'ils existent, facilitent l'application du modèle DCF à des segments de marchés ou à des indices de marché sur plusieurs périodes de temps.

La méthode des Bénéfices comparables, pour sa part, requiert la compilation d'un volume important de données et s'inscrit mal dans un contexte de simplification administrative et dans un contexte réglementaire. Si la Régie décidait que cette méthode devait continuer à jouer un rôle dans l'estimation d'un taux de rendement juste et raisonnable, sa mise en application devrait alors suivre les directives générales que vous retrouverez à l'Annexe A et que j'ai aussi décrites dans mes témoignages antérieurs devant la Régie.

En conséquence, je me suis fié surtout, mais pas exclusivement, à la méthode MÉAF et à celle de la Prime de risque. Pour vérifier mes estimations, j'ai aussi étudié les primes de risque autorisées par les organismes réglementaires américains dans le passé. Une application du modèle du Flux monétaire actualisé (DCF) aux compagnies américaines des services publics d'électricité m'a servi de vérification additionnelle.

### **1.3 Coût du capital par secteur d'activités**

Puisque les investisseurs qui craignent le risque exigent un taux de rendement plus élevé pour des investissements à plus grand risque, il va de soi que le taux de rendement attendu, autrement dit le coût du capital de ces investissements plus risqués,

sera plus élevé que celui des investissements moins risqués. Si l'on regarde séparément les entités administratives (production, transport, distribution) créées à la suite du dégroupement des compagnies de services publics d'électricité qui étaient auparavant intégrées verticalement, et qu'on les considère comme tout autre investissement, plus risqué serait cet investissement, plus élevé serait alors le taux de rendement qu'on en attendrait. En théorie, on pourrait calculer le taux de rendement attendu pour chaque secteur d'activités de l'industrie tant et aussi longtemps qu'on détient les informations historiques et pertinentes à ce marché particulier et/ou des données comparatives sur les risques de ces investissements qui sont cotés en bourse.

En «isolant» TransÉnergie de cette façon, elle devient une compagnie totalement indépendante dont le coût des capitaux propres est comparable à celui de toute autre compagnie de même niveau de risque. Cette approche (l'isolement) repose sur le principe économique des coûts d'opportunité où le coût de chaque ressource, capital compris, est celui qui a été décidé d'avance par ses alternatives. Il en découle que le coût des capitaux propres n'est autre que le coût d'opportunité pour les investisseurs, un coût ajusté selon le risque, peu importe l'identité de ces investisseurs. Les facteurs pertinents dont on doit tenir compte en calculant le coût du capital pour TransÉnergie sont les alternatives offertes aux investisseurs ainsi que les risques et les rendements associés à ces alternatives. L'identité des investisseurs ne devrait en aucun cas influencer le coût du titre, puisque ce coût n'est déterminé que par son niveau de risque. Si les actions de TransÉnergie étaient en grande partie détenues par le grand public, la compagnie aurait droit à un rendement qui lui permettrait de couvrir complètement, à la fois le coût de sa dette et le coût des capitaux propres.

Pour évaluer le coût des capitaux propres de TransÉnergie, j'ai fait appel à la méthode *Pure-Play*. Son approche consiste à identifier les compagnies dont les actions sont cotées en bourse et qui sont les plus similaires au secteur de l'industrie en question, et d'en évaluer le coût du capital selon la méthode traditionnelle. Le coût moyen du capital de ces compagnies peut alors servir d'estimation du coût du capital pour ce secteur particulier d'activité de l'industrie. Par exemple, si le profil de risque d'une compagnie de transport d'électricité comme TransÉnergie est comparable à celui de l'industrie du

transport de gaz naturel, on peut se servir des Betas des compagnies de services publics de gaz naturel pour remplacer les Betas de TransÉnergie que l'on ne peut observer et les insérer par la suite dans le modèle MÉAF pour en induire le coût du capital pour ce secteur d'activité industrielle.

## **II. CONTEXTE DE RISQUE**

Il est approprié de diviser le risque de TransÉnergie en trois: le risque d'affaires, le risque réglementaire et le risque financier.

RISQUE TOTAL = RISQUE D'AFFAIRES + RISQUE RÉGLEMENTAIRE + RISQUE FINANCIER

Le risque d'affaires est mesuré par la variabilité relative des surplus de fonctionnement telle qu'influencée par l'offre et la demande pour les produits de la compagnie, par la présence des coûts fixes, par le degré de diversification ou non de ses services et par la nature même de la réglementation.

Le risque réglementaire fait appel aux notions de qualité et de pertinence de la réglementation d'un service public donné et aux notions d'équité et de raisonnable des décisions réglementaires.

Le risque financier quant à lui, est constitué d'une variabilité supplémentaire des bénéfices d'une compagnie, elle-même causée par l'emploi de méthodes financières de calcul des coûts fixes, c'est-à-dire la dette et les actions privilégiées.

Comparativement aux autres compagnies de services publics d'énergie, TransÉnergie affiche des risques d'affaires inférieurs à la moyenne, des risques réglementaires supérieurs à la moyenne, et des risques financiers légèrement supérieurs à la moyenne. Le résultat net fait en sorte que le risque total de TransÉnergie, comparativement aux autres, est à peu près de niveau moyen. Une discussion plus avancée de ces risques est présentée dans les pages suivantes.

## **II.1 Le risque d'affaires**

Le risque d'affaires comprend tous les facteurs du fonctionnement d'une entreprise qui, ensemble, augmentent la probabilité que l'avènement des bénéfices futurs qui reviendraient aux investisseurs ne se réalise pas parce que la nature fondamentale de la compagnie y a mis un frein. Le risque d'affaires est donc causé par la volatilité des ventes et par la marge de manoeuvre de fonctionnement de l'entreprise. La notion de volatilité des ventes fait référence à tous ces facteurs externes à l'entreprise, sur lesquels elle n'a aucun contrôle et qui font en sorte que la demande pour ses produits sera incertaine. Ces facteurs sont par exemple, la nature cyclique des produits ou l'élasticité de leurs prix et de leurs bénéfices, ou encore le niveau de concurrence, la disponibilité de produits substitués, le risque de vieillissement de la technologie utilisée, le degré de réglementation et toutes les conditions qui gouvernent les relations de travail et le marché des matières premières.

On peut déterminer le risque d'affaires des compagnies de services publics en examinant la force de la demande à long terme pour leurs produits et leurs services. Tous les autres facteurs qui suivent ont aussi une influence sur le risque d'affaires: la taille et le taux de croissance du marché, la diversité des types de consommateurs et leur force économique, la disponibilité de produits substitués dans les marchés les plus importants de la compagnie, y compris les marchés résidentiels, industriels et commerciaux.

Par contre, la volatilité des ventes est également associée aux facteurs internes de l'entreprise ou à ce qu'on pourrait appeler ses facteurs opérationnels ou contrôlables. La façon dont une compagnie gère ses affaires, comme par exemple en choisissant une structure particulière de coûts, est l'une des dimensions importantes du risque d'affaires. Si tous les coûts sont variables, les bénéfices de fonctionnement varieront alors proportionnellement à la volatilité des ventes. Si, comme c'est souvent le cas des compagnies de services publics, la majeure partie sont des coûts fixes, les bénéfices de fonctionnement seront beaucoup plus variables que ne le seront les ventes. Cet effet

amplificateur de la variabilité des bénéfices de fonctionnement qui est entraîné par les coûts fixes est appelé «levier technique ou levier d'exploitation».

Un autre facteur qui peut influencer le niveau de risque d'une compagnie de services publics est son degré d'efficacité à produire des services de qualité ainsi que le coût de ces derniers. Disons aussi qu'il existe d'autres facteurs internes de risque comme le degré de diversification de la structure des actifs de la compagnie, l'efficacité de sa gestion, sa stratégie de croissance, ses politiques de recherche et de développement et sa position concurrentielle dans l'industrie.

L'ampleur des programmes de construction d'installations peut aussi influencer le risque d'affaires d'une compagnie de services publics en ce sens que ces programmes doivent rencontrer les prévisions de la demande et que cette dernière est plus difficile à déterminer que ne l'est la demande actuelle pour son produit. Les délais réglementaires et l'attrition peuvent également exercer une influence sur le risque de prévision.

Autrement dit, tout facteur qui rendra plus complexe la capacité d'un investisseur à évaluer ses perspectives d'avenir accentuera aussi le risque d'affaires et le risque réglementaire.

Presque tout ce qui vient d'être dit au sujet du risque d'affaires s'applique aussi à TransÉnergie. Toutefois, les bénéfices futurs de TransÉnergie sont pour la plupart liés à ses ventes à l'unité Distribution d'Hydro-Québec («Disco»). Si la majorité des coûts de TransÉnergie est transférée à Disco et que cette dernière à son tour, pour des fins de détermination de tarifs, les considère comme des coûts de service, TransÉnergie sera alors relativement bien protégée du sort qu'il adviendra au volume des ventes de Disco. TransÉnergie sera, jusqu'à un certain point, assurée de récupérer ses coûts et jusqu'à un certain point, assurée d'un rendement juste du capital investi. Cette situation rappelle beaucoup celle des compagnies canadiennes de transport de gaz dont les coûts sont aussi, pour fins de détermination de tarifs, intégrés aux coûts des services. Les compagnies canadiennes de transport de gaz sont assurées de récupérer l'ensemble de leurs coûts fixes par l'intermédiaire d'un tarif lié au coût de desservir la demande réelle

qui couvre 100 % des coûts fixes, ce qui contribue énormément à leur faible risque d'affaires et les protège des variations de volume dans la demande de gaz.

Puisque les prévisions budgétaires de TransÉnergie précèdent la fixation, par réglementation, de ses tarifs, elle demeure sujette au risque de prévision. Toute déviation possible de la rentabilité attendue peut se produire si certaines augmentations de coûts, comme, par exemple, une hausse du taux d'intérêt ou du taux de change, n'ont pas été prévues. De plus, TransÉnergie transporte l'électricité dans un pays à climat rude et doit inévitablement subir les caprices de la nature. Ses installations étant constamment mises à l'épreuve, TransÉnergie doit pouvoir avoir en tout temps accès aux marchés des capitaux. Les ravages causés par le verglas de janvier 1998 par exemple, ont causé une hausse importante des prévisions budgétaires de dépenses en capital de TransÉnergie pour les quelques années subséquentes.

Tous ces facteurs accordent à TransÉnergie un risque d'affaires inférieur à la moyenne de l'industrie des services publics et similaire à celui des sociétés de transport de gaz.

## II.2 Le risque réglementaire

Une composante importante du risque d'affaires d'une compagnie de services publics est son «risque réglementaire». Il se définit généralement par une réglementation prévisible, cohérente et en termes d'une qualité d'un service public donné, et spécifiquement, par un rendement juste et raisonnable pour ses investisseurs. Les facteurs suivants influencent aussi le risque réglementaire: certains paramètres spécifiques tels les délais réglementaires inhérents à tout processus réglementaire dans un secteur de juridiction donné, le calcul du rendement en se basant sur des informations prévues plutôt que passées et la question de savoir si la compagnie a eu la possibilité de mériter le taux de rendement qu'on lui a accordé.

À ce moment-ci, les risques réglementaires de TransÉnergie sont plus élevés que ceux de la moyenne des compagnies canadiennes réglementées. Pour la première fois, la compagnie sera examinée de près par le nouvel organisme réglementaire de la province, la Régie de l'énergie du Québec. Devant un nouvel organisme qui s'apprête à réglementer une grande entreprise comme Hydro-Québec, auparavant réglementée par le gouvernement et devant l'absence totale d'information ou de preuve de son bon fonctionnement, il n'est pas étonnant que les investisseurs aient des réserves et s'inquiètent des politiques réglementaires de la Régie. Les questions suivantes nous viennent immédiatement à l'esprit: par exemple, étant donné le nouveau contexte, la Régie continuera-t-elle à endosser une réglementation reposant sur le taux de rendement/base de tarification? Quel type, (si elle le fait) de réglementation incitative adoptera-t-elle ? Comment, dans un contexte beaucoup plus concurrentiel qu'auparavant, la Régie réagira-t-elle, devant la possibilité que les clients contournent TransÉnergie et choisissent des substituts? Par quelle politique de prix et par quel type de flexibilité tarifaire sa réaction se traduira-t-elle? Les compagnies de services publics, comme TransÉnergie et Hydro-Québec et les autres industries réglementées également, seront-elles aussi bien traitées par la Régie quelles l'ont été par son prédécesseur? Avec autant d'équité? Par une réglementation aussi juste et aussi raisonnable?

### **II.3 Le risque financier**

Le risque financier provient de la méthode utilisée par une compagnie pour financer ses investissements. Cette méthode se reflète dans la structure de son capital. Le risque financier relève de la variabilité additionnelle des bénéfices aux détenteurs d'actions ordinaires, par l'emploi de méthodes de financement des coûts fixes, c'est-à-dire, par le financement de la dette. Bien que l'appel à du capital emprunté pour couvrir les coûts d'immobilisations ait des avantages financiers indéniables, en particulier celui d'utiliser un levier financier, il n'en résulte pas moins un risque additionnel pour la compagnie, risque qui est associé aux obligations contractuelles qu'engendre le financement de la dette. La dette impose en effet des charges fixes qui doivent être supportées avant même que la compagnie puisse accorder un quelconque rendement au détenteur d'actions ordinaires. Plus le pourcentage de ces charges fixes sur les revenus totaux de la compagnie augmente, plus grand est le risque financier. Le choix de financer les coûts fixes avec la dette augmente donc la variabilité des revenus bruts, et en surcroît du risque d'affaires déjà établi.

Quand une compagnie choisit de se financer par la dette, toute variation dans ses bénéfices de fonctionnement provoque des variations amplifiées des rendements sur l'avoir des actionnaires. La variation des rendements est plus large quand il y a un financement par la dette et plus l'endettement est élevé, plus large est l'étalement et plus l'avoir des actionnaires est mis à risque.

Le ratio d'endettement très élevé (Dette/Équité) de TransÉnergie la rend particulièrement vulnérable au risque financier. Son levier financier élevé affecte sa capacité de couvrir ses intérêts et ses coûts fixes. Comme le lecteur pourra le constater dans la section IV de ce témoignage, les risques financiers de TransÉnergie sont légèrement supérieurs à ceux des autres compagnies de services publics d'électricité qui détiennent aussi une garantie gouvernementale pour leur capital de dette, et des risques financiers substantiellement plus élevés que ceux des autres compagnies de services publics canadiennes propriété d'investisseurs.

Cet ensemble de facteurs affectant le risque font de TransÉnergie une compagnie dont le risque total est d'ordre moyen. À son risque réglementaire plus élevé que la moyenne, on ajoute son risque financier légèrement supérieur à la moyenne, mais on peut en soustraire son risque d'affaires plus bas que la moyenne.

### **III. ESTIMATIONS DU TAUX DE RENDEMENT**

Compte tenu des difficultés de mise en application, à des compagnies individuelles, à ce moment-ci, (voir l'Annexe A), de la méthode de calcul de rendement DCF et de celle des Bénéfices comparables, je me suis fié principalement à la méthode MÉAF et à celle de la Prime de risque pour déterminer le taux de rendement sur les capitaux propres que je recommande. J'ai examiné six (6) études de prime de risque. Les deux premières traitent des primes de risques du point de vue du marché des actions dans son ensemble et les quatre autres traitent directement de l'industrie des services publics d'énergie. J'ai aussi examiné les primes de risque accordées par les organismes réglementaires américains pour vérifier les différentes évaluations de prime de risque.

#### **III.1 Estimation du modèle MEAF pour quantifier la prime de risque**

J'ai discuté précédemment du modèle MEAF selon lequel le rendement  $K$  attendu par les investisseurs, est composé d'un investissement sans risque,  $R_F$ , plus une prime de risque donnée par  $\beta (R_M - R_F)$ . On a besoin de deux quantités pour estimer la prime de risque MEAF: Beta,  $\beta$ , et la prime de risque du marché,  $(R_M - R_F)$ . J'ai attribué la valeur de 0,65 au coefficient Beta, en me basant sur les coefficients passés des compagnies de services publics comparables et sur les Betas des compagnies de services publics d'électricité avant la déréglementation. Quant à la prime de risque du marché, je lui ai attribué une valeur de 6,6%. Ces données ont été appliqués au modèle MEAF de la façon suivante.

##### **III.1 A Estimations de la composante Beta**

Puisque TransÉnergie est une division administrative d'Hydro-Québec et que ni l'une ni l'autre n'est inscrite à la bourse, on doit induire la composante Beta en examinant les compagnies à risque comparable inscrites en bourse. J'ai ainsi examiné plusieurs compagnies similaires pour trouver le Beta de TransÉnergie, notamment, les compagnies canadiennes de services publics inscrites en bourse, les compagnies américaines de services publics d'électricité, en particulier celles qui ont un actif important associé au transport, et les compagnies de services publics de gaz naturel.

J'ai regardé les estimations du Beta telles que rapportées dans l'édition d'avril 2000 du *Value Line Investment Survey for Windows for Canadian and U.S. Energy Utilities*. On retrouve les Betas dans le tableau suivant:

**Betas des compagnies canadiennes  
de services publics d'énergie**

Compagnie	Beta
BC Gas Inc.	0,55
Canadian Natural Resources	0,80
Canadian Utilities 'B'	0,50
Fortis Inc.	0,50
Great Lakes Power Inc.	0,45
N S Power Holdings Inc	0,65
Pacific Northern Gas Ltd.	0,50
TransAlta Corp.	0,75
TransCanada Pipe.	0,70
Westcoast Energy	0,60
<b>Moyenne</b>	<b>0,60</b>

La moyenne pour l'échantillon d'entreprises canadiennes de services publics est de 0,60. Je souligne que pour les compagnies dont les titres se transigent moins fréquemment que les autres, comme Fortis, les Betas sont sous-estimés. Ce phénomène est attribuable au fait que les rendements observés sont souvent basés sur des informations désuètes, se rapportant à des rendements passés plutôt qu'aux

rendements actuels.<sup>1</sup> Si l'on tient compte de ce phénomène, le Beta est rajusté à la hausse.

Les compagnies qui pourraient être considérées comme des substituts acceptables de TransÉnergie sont: *TransCanada Pipeline* et *Westcoast Energy* qui ont respectivement des Betas de 0,70 et 0,60.

J'ai également étudié les Betas des compagnies américaines de services publics en électricité qui avaient un actif important dédié au transport. J'ai commencé par un échantillon large de 100 compagnies d'électricité cotées en bourse, puis j'en ai fait la liste par ordre décroissant d'actifs dédiés au transport d'électricité. Les 15 entreprises en tête de liste étaient celles qui étaient les plus homogènes et qui ont constitué mon échantillon final. Puisque la concurrence et la réorganisation de l'industrie n'ont pas atteint le même degré au Canada qu'aux États-Unis, il n'est pas déraisonnable de penser que le coefficient Beta de TransÉnergie soit comparable à ceux des compagnies américaines de services publics d'électricité avant que les effets de la concurrence et de la réorganisation ne les aient atteintes à la fin de la dernière décennie. Les estimations du Beta qui apparaissent dans le tableau suivant concernent donc l'année 1997, avant la réorganisation fondamentale de l'industrie de services publics d'électricité qui a pris de l'ampleur en 1998 aux États-Unis.

Le Beta moyen de ce groupe de compagnies s'établissait alors à **0,60** et a graduellement augmenté de 1992 à 1997, avant la réorganisation formelle, pour atteindre 0,66, comme le démontrent les graphiques suivants.

#### **Estimations Betas:**

#### **Compagnies de services publics importantes en transport**

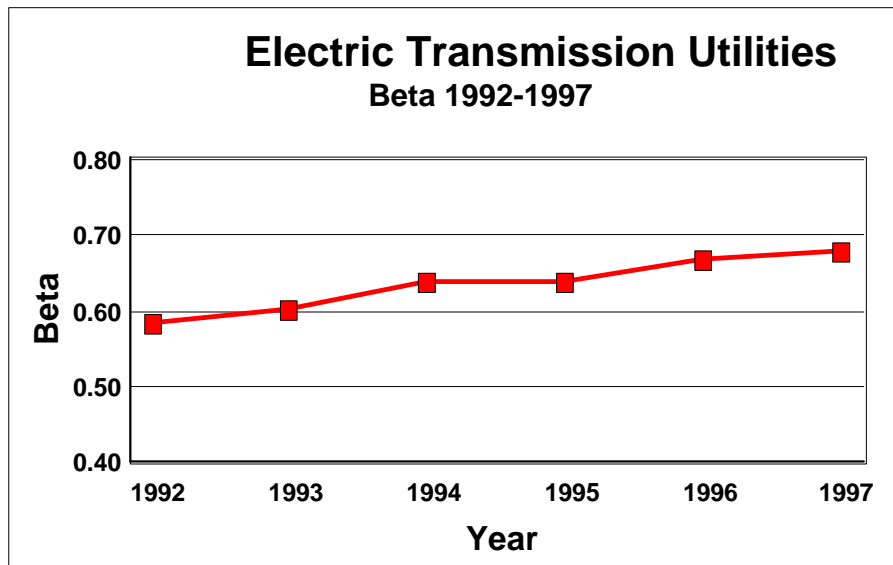
**Compagnie**

**Beta**

---

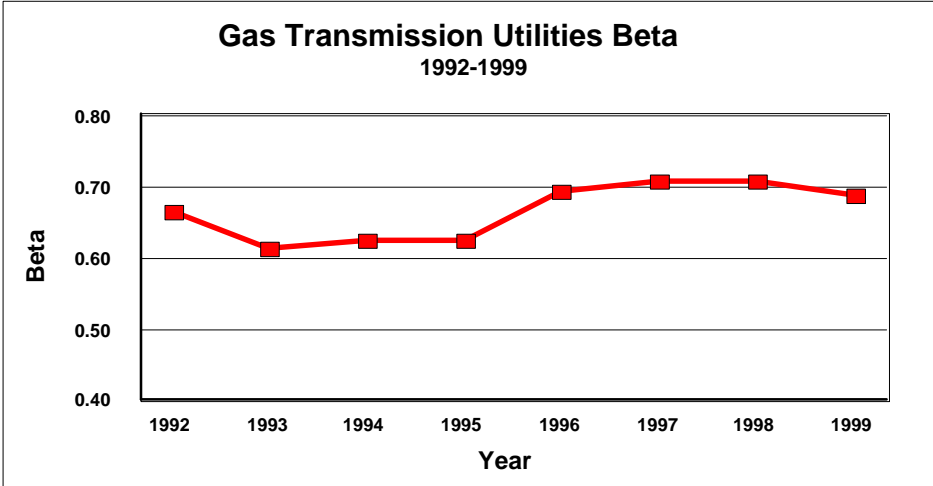
<sup>1</sup> Intuitivement, en supposant que l'indice global du marché subisse une forte hausse tandis que le prix d'une action donnée demeure inchangé en raison du petit nombre de transactions, la mesure du Beta alors effectuée sera plus faible. En effet, une action sur laquelle l'information ne suit pas le marché à la hausse, afficherait un Beta sous-évalué.

Amer. Elec. Power	0,65
Cen. La. Electric	0,70
Hawaiian Elec.	0,70
Interstate Power	0,55
MDU Resources	0,65
Madison Gas & Elec.	0,55
Montana Power	0,65
New England Elec.	0,70
Northw'n Pub. Serv.	0,65
Otter Tail Power	0,50
PacifiCorp	0,70
Sierra Pacific Res.	0,70
UniSource Energy	0,75
Upper Peninsula Energy	0,75
UtiliCorp United	0,65
<b>Moyenne</b>	<b>0,66</b>

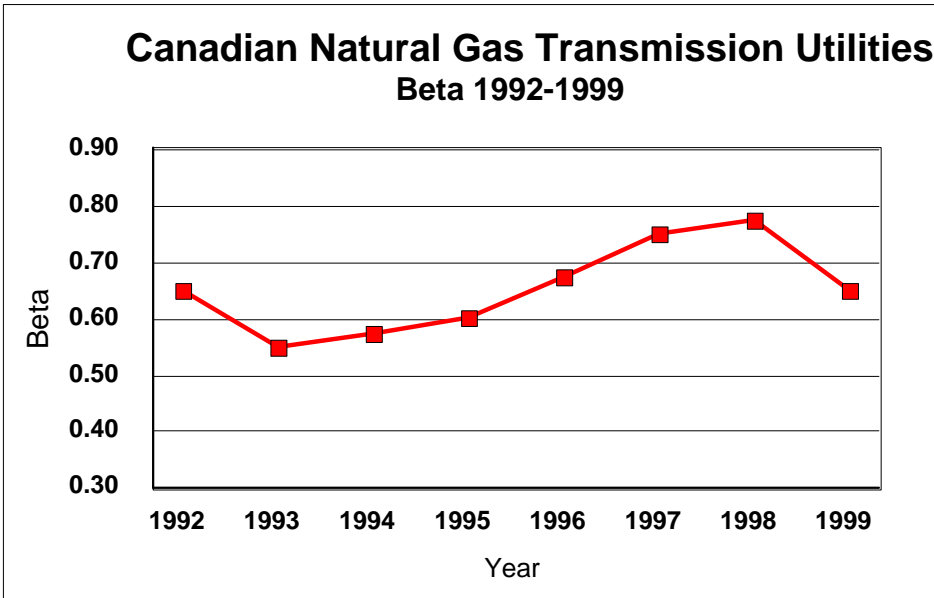


Comme troisième substitut possible pour TransÉnergie, j'ai choisi d'examiner les statistiques de risque des compagnies de transport de gaz naturel. Encore une fois, il

est raisonnable de supposer que TransÉnergie ait un profil de risque semblable à celui des compagnies actuelles de transport de gaz naturel. Le graphique suivant montre l'évolution du Beta pour un large échantillon de compagnies de transport de gaz sur plusieurs années. La mesure du Beta de ces compagnies a légèrement oscillé autour de 0,65 pour la période données et se trouve actuellement à 0,70.



Le graphique suivant illustre les mêmes informations mais pour *TransCanada Pipelines* et *Westcoast Energy*, les deux seules compagnies de transport de gaz considérées par *Value Line* et pour lesquelles on a des informations sur la même période de temps. On observe un Beta moyen variant de 0,60 à 0,70 et un Beta actuel de 0,65.



En se basant donc sur une comparaison des Betas des compagnies canadiennes de services publics d'énergie, de ceux des entreprises de services publics en électricité à fort contenu de transport avant la réorganisation, et des Betas des compagnies de transport de gaz naturel, j'en conclus qu'un Beta se situant entre 0,60 et 0,70 conviendrait bien à TransÉnergie.

Pour corroborer cette estimation du Beta de TransÉnergie, il est aussi possible d'employer une autre approche. Étant donné le Beta des actions d'une compagnie («Beta avec levier») et son ratio d'endettement, on peut en déduire un Beta sans levier, exempt du risque financier. Ce Beta sans levier financier ou Beta de risque d'affaires pur, indique la proportion du risque sans dette. Alternativement, il mesure ce que serait le Beta de la compagnie comme si elle ne finançait aucune dette (financement par les capitaux propres seulement).

L'idée centrale de cette méthode est basée sur la relation suivante:

Beta sans levier = Beta avec levier x Ratio de l'avoir des actionnaires sur le capital total

$$\beta_U = \beta_L \times E/C \quad (3)$$

où  $\beta_U$  est le Beta sans levier,  $\beta_L$  le Beta avec levier et E représente les capitaux propres et C le capital total investi. Le ratio E/C est le ratio des capitaux propres sur le capital investi ou le ratio des capitaux propres. Si, par exemple, le ratio des capitaux propres d'une compagnie est de 40% et son Beta est 0,70, son Beta sans levier sera  $0,70 \times 0,40$  soit 0,28.

Le document RAM-11 contient les Betas sans levier des compagnies canadiennes de services publics, selon leurs ratios des capitaux propres et le Beta de leurs actions. La moyenne des Betas sans levier, ou Betas de risque d'affaires pur, est de 0,24, et varie peu d'une compagnie à l'autre.

On peut induire un Beta pour TransÉnergie en employant la même relation mais à l'inverse. Puisque le risque d'affaires et le ratio des capitaux propres sont des données

disponibles, on peut donc calculer le Beta des actions de TransÉnergie avec l'équation 3 ci-haut. Si nous faisons l'hypothèse conservatrice et accordons à TransÉnergie un risque d'affaires de 0,17, ce qui correspond à un écart type de moins que la moyenne rapportée pour les entreprises canadiennes, (voir le document RAM-10), et qui se situe parmi les plus bas de toutes les compagnies de services publics d'électricité, tout en utilisant le ratio (non-consolidé) des capitaux propres d'Hydro-Québec, qui est de 26,7%, alors le Beta de TransÉnergie s'établit à:  $0,17/0,267 = 0,64$ . Ce chiffre se rapproche beaucoup du Beta 0,65 que j'ai utilisé pour TransÉnergie et qui est le Beta moyen des compagnies de services publics. Ceci confirme aussi la notion selon laquelle le faible taux de risque d'affaires de TransÉnergie a pour contreponds son risque réglementaire plus élevé et son risque financier légèrement plus élevé. Il en résulte que le risque total d'un investissement dans TransÉnergie est comparable à celui de la moyenne des compagnies canadiennes de services publics d'énergie.

### **III.1.B La prime de risque du marché**

Pour la prime de risque du marché, j'ai utilisé un facteur de 6,6%. Cette estimation repose sur les résultats d'études rétrospectives et prospectives des primes de risque du marché nord-américain de capitaux sur de longues périodes. Cinq études ont été mises à contribution.

En premier lieu, l'étude réalisée par Hatch-White, qui portait sur les rendements de titres canadiens entre 1950 et 1987, révèle que les rendements d'un vaste échantillon d'actions ordinaires ont surclassé de 6,9%, presque de 7%, ceux des obligations à long terme du Canada. À cet égard, on peut se reporter à *Canadian Stocks, Bonds, Bills and Inflation: 1950-1987*, James E. Hatch and Robert W. White, The Financial Analyst Research Foundation, 1988.

Deuxièmement, une mise à jour de l'Institut Canadien des Actuaire, intitulée *Report on Canadian Economic Statistics*, 1924-1999, indique que l'écart entre la prime de risque globale moyenne observée des actions et celle des obligations gouvernementales à long terme sur une très longue période est égal à 5,8%.

La troisième étude porte sur les rendements observés dans les marchés des capitaux américains; elle est l'oeuvre d'Ibbotson Associates. *Stocks, Bonds, Bills, and Inflation, 2000 Yearbook*, qui se rapporte à la période allant de 1926 à 1999, et montre que le rendement d'un vaste échantillon d'actions ordinaires a dépassé de 7,8% celui des obligations à long terme du gouvernement américain.

En ce qui a trait à l'utilisation pratique d'études de rendement portant sur des périodes passées, les études de prime de risque devraient porter sur la période passée la plus longue possible pour laquelle il existe des données. Les rendements atteints peuvent être sensiblement différents des rendements prévus par les investisseurs, notamment lorsqu'ils sont mesurés sur de courtes périodes. Par conséquent, les études de prime de risque devraient porter sur la période passée la plus longue possible pour laquelle il existe des données. Les courtes périodes pendant lesquelles les investisseurs auraient une prime de risque moindre que la prime attendue sont compensées par celles pendant lesquelles ils auraient réalisé une prime de risque supérieure à la prime attendue. De plus, l'utilisation de toute la période d'étude pour l'estimation de la prime de risque du marché appropriée réduit au minimum la subjectivité et prend en considération le nombre le plus élevé et le plus varié possible de cycles économiques, de cycles de taux d'intérêt et d'épisodes d'inflation.

D'un point de vue statistique, dans la mesure où la prime de risque passée sur le capital-actions qui est estimée suit ce qu'on appelle une variation aléatoire, on peut s'attendre à ce que le niveau de cette prime de risque demeure à sa moyenne historique, ce qui constitue la meilleure estimation de la prime de risque future. Étant donné que les études de prime de risque citées précédemment n'ont pas donné d'indication que la prime de risque du marché, ou part du risque dans le prix de l'action ordinaire, ait varié dans le temps – autrement dit que l'Institut Canadien des Actuaires et Ibbotson Associates n'ont pas établi de corrélation diachronique significative – on peut raisonnablement supposer que les valeurs demeureront stables dans l'avenir.

Lorsque la prime de risque historique est considérée comme représentative de la prime future, elle doit être établie en faisant la moyenne arithmétique des primes de risque annuelles sur une longue période. En effet, seules les moyennes arithmétiques sont valables pour l'estimation du coût du capital. Les investisseurs s'attendent à atteindre le rendement cible espéré, ou rendement prospectif, qui constitue en réalité une moyenne arithmétique. Le rendement réalisé ou rétrospectif, quant à lui, constitue une moyenne géométrique. En termes statistiques, la moyenne arithmétique est la mesure non biaisée de la valeur attendue d'observations répétées d'une variable aléatoire et non pas la moyenne géométrique.<sup>2</sup>

Quant à la quatrième étude ayant présidé au choix de la prime de risque de marché, j'ai appliqué une analyse DCF au marché boursier canadien dans son ensemble (Bourse de Toronto) au moyen du logiciel "*Investment Survey for Windows 95*" de *Value Line* ('VLIS'). Mis à part les actions à forte croissance, le rendement en dividendes attendu sur le marché global est de 1,5% (rendement moyen en dividendes des actions qui produisent des dividendes, selon *Value Line*, avril 2000) et la croissance prévue pour les actions ordinaires de *Value Line* se situe dans une fourchette d'environ 5,7% à 14,4%. L'addition de ces deux composantes produit un rendement attendu sur le marché global des actions qui varie entre 7,2% et 15,9%, avec un point médian à 11,6%. Les tenants du modèle DCF sont d'avis que le rendement en dividendes au comptant doit être converti en rendement en dividendes attendus en le multipliant par 1 plus son taux de croissance. Le rendement attendu estimé devient donc 11,8%. Si l'on tient compte des dividendes ponctuels plutôt que des dividendes annuels comme le requiert le modèle DCF, l'estimation du rendement monte à 12,0%. On fait alors l'hypothèse d'une prime de risque de 6,0% par rapport au rendement prévu des obligations à long terme du gouvernement canadien qui est de 6,1% à l'heure actuelle.

Quant à la cinquième et dernière étude ayant dicté mon choix de prime de risque de marché, j'ai appliqué l'analyse DCF au marché boursier américain en utilisant le même logiciel et la même méthodologie que dans l'étude précédente (VLIS). Si l'on exclut les

---

<sup>2</sup> Voir: Morin, R.A., Regulatory Finance, Public utilities Report Inc., Arlington, Va., Chapitre 11 et Brealey, R. et Myers, S., Principles of Corporate Finance, McGraw-Hill, 5<sup>e</sup> édition, New York,

titres à forte croissance, le rendement en dividendes attendu sur le marché global est actuellement de 2,6% (édition d'avril 2000 du VLIS), et la croissance prévue par *Value Line* pour les actions ordinaires se situe dans une fourchette d'environ 9,8% à 14,7%, avec un point médian à 12,3%. Encore une fois, selon modèle DCF, le rendement des dividendes au comptant doit être converti en rendement en dividendes attendus le multipliant par 1 plus son taux de croissance. L'addition de ces deux composantes produit un rendement attendu sur le marché global des actions dans un éventail de 9,8% à 14,7%, avec un point médian à 11,7%. Si l'on considère en outre un rendement en dividendes attendu plutôt qu'un rendement en dividendes au comptant, le rendement attendu est estimé à environ 12,8%, ce qui donne une prime de risque de 6,7% par rapport au rendement prévu des obligations à long terme du *Trésor* américain qui est de 6,1%.

Le tableau ci-dessous résume les primes de risque du marché selon les cinq études:

<u>Étude</u>	<u>Prime de Risque du Marché</u>
Hatch-White	6,9%
Institut Canadien des Actuaires	5,8%
Ibbotson Associates	7,8%
Value Line Canada	6,0%
Value Line U.S.	6,7%
Moyenne	6,6%

La moyenne des différentes études se chiffre à 6,6%, ce qui constitue mon estimation finale de la prime de risque du marché pour TransÉnergie.

Le poids que l'on doit accorder à chacune de ces cinq études repose sur trois prémisses. Par ordre d'importance, elles sont: Premièrement, on doit accorder autant de poids aux résultats des primes de risque historiques (provenant de l'examen de longues périodes) qu'aux primes de risque prévisionnelles, qu'elles soient canadiennes ou américaines. Deuxièmement, on doit accorder plus de poids aux données statistiques fiables qu'à celles qui le sont moins. Dernièrement, on ne doit donner la priorité aux données canadiennes que si les deux prémisses précédentes ont été respectées. Examinons maintenant les cinq études à la lumière de ces prémisses.

Les primes de risque historiques (réalisées) tout comme les primes de risque prévisionnelles (actualisées) calculées par une analyse DCF de l'ensemble du marché, fournissent toutes les deux aux investisseurs des informations pertinentes sur la prime de risque du marché. On doit donc leur accorder une importance égale. Toutes les informations recueillies sur chaque entreprise qui a servi de substitut pour fins de calcul de la prime de risque contribuent au processus de prise de décision. Aucune d'elle n'est parfaite, mais chacune a ses avantages et ses inconvénients. Les primes de risque historiques sont faciles à obtenir et facilement vérifiables, mais ne sont peut-être plus

pertinentes aujourd'hui étant donnés les changements structuraux qui se sont produits depuis. Pour leur part, les primes de risque prévisionnelles peuvent sembler plus pertinentes puisqu'elles tiennent compte à la fois des changements actuels et des changements passés, mais elles demeurent toujours imparfaites parce qu'elles sont basées sur des prévisions. Il faut donc leur accorder une importance égale, qu'elles soient de nature historique ou de nature prévisionnelle.

Compte tenu de leur importance égale, nous devons maintenant voir si le fait que les données proviennent des marchés canadiens ou américains a aussi de l'importance. On doit accorder autant de poids aux primes de risque américaines qu'aux primes de risque canadiennes pour les quatre (4) raisons suivantes:

1. D'abord, il y a une pénurie d'entreprises de services publics réglementées non diversifiées au Canada dont les actions sont cotées en bourse et activement négociées, donc sur lesquelles les opinions et les décisions des investisseurs ont une influence mesurable. Par contre, il existe aux États-Unis plus de 100 compagnies de services publics d'électricité, propriété d'investisseurs, qui fournissent des informations sur leur marché. Il est donc évident que l'on a besoin d'élargir notre échantillon de compagnies canadiennes cotées en bourse pour y inclure d'autres compagnies de services publics à risques comparables.

2. La deuxième raison est que les prévisions de croissance à long terme des analystes sont largement disponibles pour les compagnies de services publics américaines, contrairement aux marchés canadiens où de telles prévisions sont très rares. Il est donc très révélateur non seulement d'élargir l'échantillon de compagnies de services publics, mais également d'examiner les résultats obtenus pour ces compagnies grâce à la méthode de prime de risque, à la lumière de l'utilisation de telles prévisions, qui constituent des substituts valables des attentes des investisseurs en termes de croissance.

3. L'étude des primes de risque du marché américain des actions, faite par l'approche du Flux monétaire actualisé, DCF, a été réalisée en utilisant un échantillon

impressionnant constitué de plus de 900 compagnies qui paient des dividendes. Par contre, l'étude canadienne ne repose que sur une poignée de compagnies inscrites en bourse et plusieurs de ces dernières ne possédaient même pas de prévisions du ratio des revenus sur les dividendes.

4. La quatrième et dernière raison est l'intégration des marchés. Non seulement un marché continental de l'énergie est-il sur le point d'émerger, mais aussi la mondialisation des marchés des capitaux s'est-elle fortement intensifiée au cours des dernières années. Les sociétés et les investisseurs mondiaux qui participent activement à ce supermarché des capitaux sont en mesure d'éliminer les divergences de rendement qu'on pourrait observer temporairement sur ces marchés. Les activités de placement et d'arbitrage de ces investisseurs mondiaux font en sorte qu'il existe une seule norme quant au coût du capital. Dans un marché libre où les fonds de placement se déplacent à une allure vertigineuse en quête de rendement supérieur, il ne peut y avoir des différences de prix ou de taux de rendement, car les forces de l'offre et de la demande éliminent rapidement toute divergence, sauf celles qui sont attribuables à des différences de risque. Dans un seul marché mondial intégré, les différences dans le coût du capital ne peuvent perdurer. La tendance observée des taux d'intérêt et des taux de change de retrouver leur point d'équilibre supporte bien la notion d'un marché intégré de capitaux. Dans la littérature scientifique sur le sujet, on constate que les marchés financiers nationaux ne sont pas encore parfaitement intégrés, mais que les liens entre les marchés des capitaux se resserrent. Ainsi, un article paru en décembre 1992 (Mitoo, U.R., "*Additional Evidence on Integration in the Canadian Stock Market*", *Journal of Finance*, December 1992), révèle une intégration grandissante des marchés des actions du Canada et des États-Unis. Cette étude date de 1992 et il ne fait aucun doute que l'intégration des marchés a progressé depuis.

On constate facilement l'ampleur des changements survenus dans les marchés des capitaux qui sont aujourd'hui radicalement différents de ceux des années 1980 et 1990. Les grandes contraintes de transaction, de diversification et de taxation qui étaient imposées aux Canadiens voulant investir hors frontières se sont effritées une à une. Il est aujourd'hui beaucoup plus facile d'acheter et de vendre des actions sur des bourses

étrangères. Le nombre de titres de compagnies étrangères inscrits aussi bien aux bourses canadiennes qu'américaines a augmenté sensiblement. L'achat de ADRs et de ADSs permet d'accéder aux placements étrangers et un ensemble de nouvelles alternatives mondiales ou régionales sont maintenant offertes aux investisseurs, par l'entremise de fonds de placement basés aux États-Unis et au Canada.

Les contraintes imposées à la part admissible de fonds étrangers sont aussi beaucoup moins restrictives qu'elles ne l'étaient. On s'attend à ce que la part admissible de fonds étrangers dans les fonds de retraite canadiens soit élevée à 30% l'an prochain. Cette proportion peut être haussée jusqu'à 50% en investissant le 70% restant dans des fonds de placement qui eux, affichent un contenu étranger de 30%. L'introduction récente de prospectus universels lors de l'émission de nouveaux titres sur les marchés des capitaux nord-américains rend l'accès aux capitaux outre-frontières plus facile pour les entreprises. Les réseaux internationaux de communication et tout l'équipement qui s'y rattache ont rendu l'information concernant les titres étrangers à la portée de tous. De plus, le monde des investisseurs est favorable à la mondialisation et en fait la promotion.

Bref, l'intégration des marchés des capitaux américains et canadiens s'est accrue et leurs liens se sont resserrés considérablement au cours des dernières années, et les données américaines deviennent d'autant plus pertinentes pour les investisseurs, qu'ils soient canadiens ou américains. Il va de soi dans tout ceci, qu'Hydro-Québec participe activement aux marchés financiers mondiaux puisque 50% de sa dette est émise en dollars américains.

Les différences fiscales entre le Canada et les États-Unis ne suffisent pas à empêcher la comparaison entre les deux marchés. Les différences ne sont que mineures. Le taux d'imposition sur tout revenu du gouvernement fédéral américain est très semblable au taux d'imposition sur les gains de capital du Canada. Si à une époque les crédits d'impôts dont bénéficiaient les investisseurs canadiens depuis leur instauration en 1978 leur conféraient des avantages, leurs effets ont graduellement été éliminés par les budgets du gouvernement fédéral des dernières années.

Les similitudes de risque entre les titres canadiens et américains détrônent facilement les différences attribuables aux systèmes d'imposition. De toutes façons, les fonds de retraite sont responsables de la plus grande partie des transactions qui se font sur les marchés boursiers et ils ne sont pas imposés.

En conséquence, puisque les études statistiques sont dans l'ensemble, relativement fiables, puisque les marchés canadiens et américains sont maintenant fortement intégrés et puisque j'ai établi que les données historiques de prime de risque étaient aussi importantes que les données prévisionnelles, j'ai décerné un poids égal à chacune des études de primes de risque mentionnées précédemment. J'en arrive à une prime de risque de marché de 6,6% pour TransÉnergie.

### **III.1.C Estimation de la prime de risque du MÉAF**

En introduisant ces valeurs, c'est-à-dire un Beta de 0,65 et un risque du marché de 6,6%, mon estimation de la prime de risque de TransÉnergie s'établit à 4,3% soit 0,65 multiplié par 6,6%.

### **III.1.D Estimation de la version empirique du MÉAF**

Selon la version empirique du MÉAF dont nous avons parlé plus tôt et que le lecteur retrouvera à l'Annexe A, le coût des capitaux propres est calculé par l'équation suivante:

$$K = R_F + 0,25 (R_M - R_F) + 0,75 \beta (R_M - R_F) \quad (4)$$

Selon la version empirique du MÉAF, la prime de risque est fournie par  $0,25 (R_M - R_F) + 0,75\beta (R_M - R_F)$ . En introduisant la même prime de risque de 6,6% pour  $(R_M - R_F)$ , un Beta de 0,65, comme dans le cas du MÉAF traditionnel, mon estimation empirique MÉAF de la prime de risque appropriée pour TransÉnergie devient:  $0,25 \times 6,6\% + 0,65 \times 0,75 \times 6,6\%$ , soit 4,9%.

## **III.2 Prime de risque des compagnies américaines de services publics d'électricité**

Étant donné le très petit nombre de compagnies canadiennes de services publics d'électricité cotées en bourse et sur lesquelles les opinions et les décisions des investisseurs ont une influence mesurable et étant donné l'absence complète de compagnies canadiennes de services publics de transport d'électricité qui opèrent dans un marché libre, j'ai choisi d'examiner les primes de risque historiques et prévisionnelles des entreprises américaines de services publics d'électricité. Ces analyses ont démontré que leur prime de risque varie de 3,4% à 5,2%. Le document RAM-2 fait état d'une prime de risque prévisionnelle de 3,4% pour l'ensemble des compagnies américaines de services publics d'électricité. Le document RAM-3 pour sa part, présente l'analyse des primes de risques de ces mêmes entreprises pour les années 1931 à 1999, basée sur *le Moody's Electric Utility Index* qui sert de substitut pour toute l'industrie. La prime de risque moyenne pour cette longue période s'établit à 5,2%.

### **III.3 Prime de risque des compagnies américaines de gaz naturel**

Au cours de ma recherche de compagnies pouvant servir de substituts à TransÉnergie, j'ai étudié les primes de risques tant historiques que prévisionnelles des titres émis par les compagnies américaines de gaz naturel. Mes analyses indiquent que les compagnies de transport de gaz naturel ont des primes de risques qui varient de 3,9% à 5,6%. Le document RAM-4 fait état d'une prime de risque prévisionnelle moyenne de 3,9% pour l'ensemble des compagnies de services publics de gaz naturel. Le document RAM-5 démontre une prime de risque historique de la même industrie basée sur le *Moody's Natural Gas Utility Index* comme substitut pour l'ensemble de l'industrie et pour la période allant de 1955 à 1999. La prime de risque moyenne s'établissait alors à 5,6%.

### **III.4 Résumé des estimations de la prime de risque.**

Le tableau qui suit résume les résultats obtenus pour chacune des six évaluations de la prime de risque.

<b>MÉTHODE</b>	<b>PRIME DE RISQUE</b>
MÉAF	4,3%
MÉAF empirique	4,9%
É-U Électricité prévisionnelle	3,4%
É-U Électricité historique	5,2%
É-U Gaz prévisionnelle	3,9%
É-U Gaz historique	5,6%
<b>Moyenne</b>	<b>4,6%</b>

La prime de risque moyenne est de 4,6%.

### **III.5 Vérifications additionnelles de la prime de risque**

J'ai effectué deux vérifications supplémentaires de mon estimation de 4,6% de la prime de risque de TransÉnergie. La première en faisant appel à la littérature scientifique et la seconde, en examinant les primes autorisées dans le passé par les organismes réglementaires de l'industrie de transport d'énergie.

### III.5.A Prime de risque: Littérature scientifique

Des primes de risque de l'ordre de 4,6% ne sont pas surprenantes, et sont même conservatrices si on les compare avec les primes de risque des entreprises de services publics qu'on retrouve dans les ouvrages scientifiques de finance. Cinq études marquantes sur les primes de risque des compagnies de services publics méritent d'être mentionnées:

Carleton, W.T., Chambers, W., and Lakonishok, J. «Inflation Risk and Regulatory Lag.» *Journal of Finance*, May 1983. («CCL»)

Brigham, E.F., Shome, D.K., and Vinson, S.R. «The Risk Premium Approach to Measuring a Utility's Cost of Equity.» *Financial Management*, Spring 1985, 33-45. («BSV»)

Harris, R.S. «Using Analysts' Growth Forecasts to Estimate Shareholder Required Rates of Return.» *Financial Management*, Spring 1986, 58-67.

Harris, R.S. and Marston, F.C. «Estimating Shareholder Risk Premia Using Analysts' Growth Forecasts.» *Financial Management*, Summer 1992, 63-70. («HM»)

Maddox, F.M., Pippert, D.T., and Sullivan, R.N. «An Empirical Study of Ex Ante Risk Premiums for the Electric Utility Industry» *Financial Management*, Autumn 1995, 89-95. («MPS»)

Au cours de la période 1971-1980, en utilisant des mesures de rendement du type DCF, CCL a identifié des primes de risque de 6,15% et de 7,08% pour les compagnies de services publics dont la cote de crédit est favorable et défavorable, respectivement. En utilisant le rendement autorisé à titre de mesure de rendement, ils ont trouvé des primes de risque allant de 6,2% à 6,7% pour la période 1972-1980. BSV a trouvé une prime de risque moyenne de 5,13% sur l'indice boursier des entreprises réglementées d'électricité Dow Jones pour la période 1966-1984. En utilisant les prévisions de croissance des analystes comme substituts à la composante croissance du modèle DCF, ils ont découvert une prime de risque moyenne de 4,75% pour la période janvier 1980 à juin 1984. En se fiant à l'indice boursier *Standard & Poors Utility Index*, Harris en arrive à une prime de risque moyenne de 4,81%, ce qui se compare avantageusement aux résultats obtenus par HM. MPS a découvert une prime de risque de 3,4% pour les entreprises de services publics d'électricité comprises dans l'indice *Value Line*. Bref, la

prime de risque de 4,6% applicable à TransÉnergie se compare avantageusement aux primes de risque des entreprises de services publics qu'on retrouve dans la littérature scientifique.

### III.5.B Les primes de risque autorisées

J'ai vérifié mon estimation de 4,6% de la prime de risque pour TransÉnergie en la comparant aux taux de rendement accordés dans le passé par les organismes réglementaires canadiens et américains. J'ai examiné les décisions canadiennes pour la période 1980-1994 et leur relation avec les variations du taux d'intérêt. Mon étude s'est arrêtée en 1994 puisque par la suite, l'*Office National de l'énergie* a adopté une formule mathématique que les organismes réglementaires provinciaux ont aussi adopté par la suite. Durant cette période toutefois, les primes de risque autorisées par les organismes réglementaires canadiens étaient en moyenne de 4%.

Si l'on regarde d'un peu plus près la relation entre les taux de rendement autorisés et les fluctuations du taux d'intérêt, on constate que les rendements varient à l'inverse des taux d'intérêt: ils diminuent lorsque les taux d'intérêt montent et augmentent au fur et à mesure que les taux d'intérêt descendent.

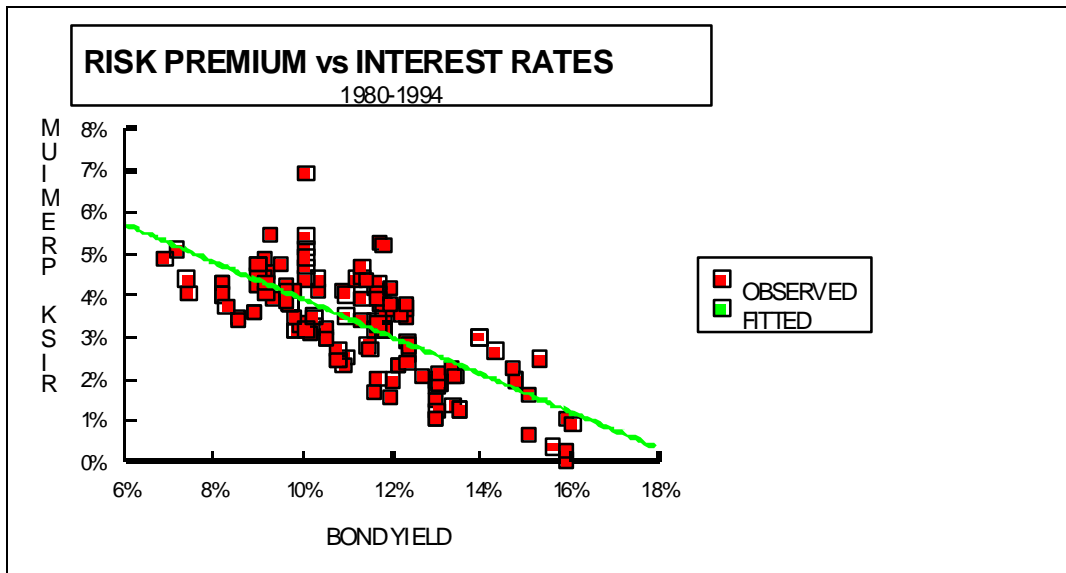
Durant la période 1980-1994, on note la relation statistique suivante entre la prime de risque (PR) accordée et les taux d'intérêt (INT):

$$\text{PR} = 0,084 - 0,45 \text{ INT} \quad R^2 = 0,53$$

(t=12,6)

Le graphique suivant démontre la tendance observée pour cet échantillon substantiel de 140 décisions réglementaires. Cette relation est hautement significative sur le plan statistique, comme l'indiquent les coefficients statistiques  $R^2$  et t ci-dessus. La relation entre la prime de risque et les taux d'intérêt est négative et se rapproche de la moitié. Selon ces résultats, la prime de risque autorisée respecte la règle selon laquelle un

changement de 100 points de base dans le taux sans risque se traduit par un changement de 45 points de base dans la direction opposée, et par conséquent un changement de 55 points de base dans le taux de rendement accordé.

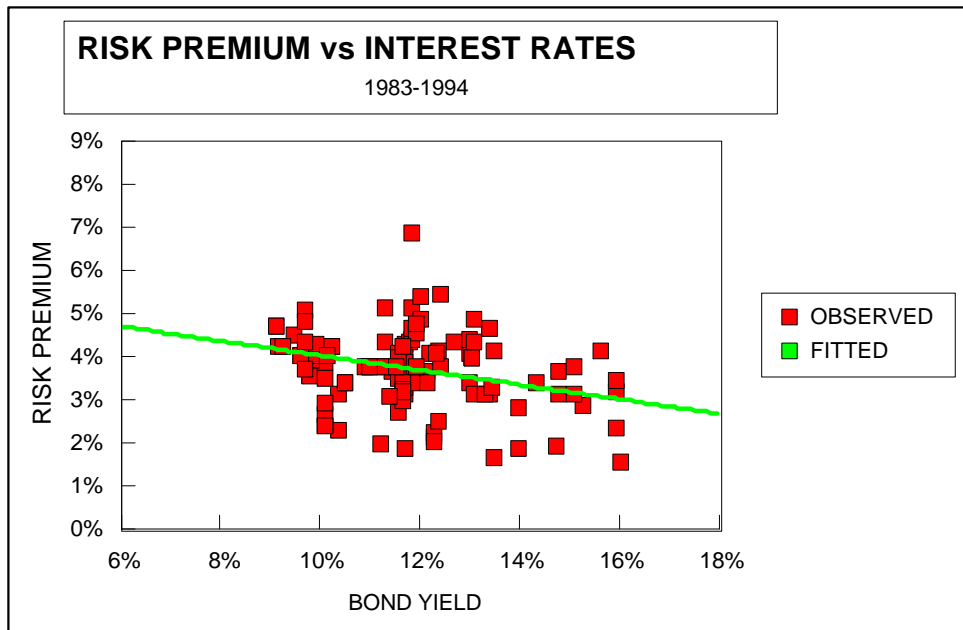


Même si l'on exclut les décisions du début des années 1980, la relation entre la prime de risque et le taux d'intérêt demeure toujours négative, mais elle est néanmoins moins prononcée. Le graphique qui suit dépeint la relation durant la période 1983-1994, qui exclut les années 1980 à 1982, période caractérisée par une flambée inflationniste. Au cours de cette période, on observe la relation suivante:

$$PR = 0,070 - 0,31 INT \quad R^2 = 0,25$$

$$(t = -6,0)$$

La relation demeure toujours négative et significative sur le plan statistique, si l'on se fie aux coefficients statistiques  $R^2$  et  $t$  ci-dessus. Cependant, la relation devient plus aplanie, tel qu'en témoigne le coefficient de 0,31 comparativement à celui de 0,45 obtenu auparavant. Selon ce résultat, la prime de risque respecte la règle selon laquelle un changement de 100 points de base dans le taux sans risque se traduit par un changement de 31 points de base dans la direction opposée, et par conséquent un changement de 69 points de base dans le taux de rendement accordé.



Puisqu'il a été établi que les compagnies de services publics de gaz naturels peuvent servir de substituts à TransÉnergie, j'ai limité mon échantillon de décisions rendues par l'Office National de l'Énergie aux compagnies canadiennes de transport de gaz.

Ainsi, pour la période 1980-1994, la relation entre la prime de risque et le taux d'intérêt de 31 décisions concernant le transport de gaz naturel est la suivante:

$$PR = 0,085 - 0,49 INT \quad R^2 = 0,75$$

$$(t = -9,4)$$

Si l'on exclut la période de forte inflation des années 1980-1982 de cette étude, la relation devient:

$$PR = 0,068 - 0,32 INT \quad R^2 = 0,45$$

$$(t = -4,2)$$

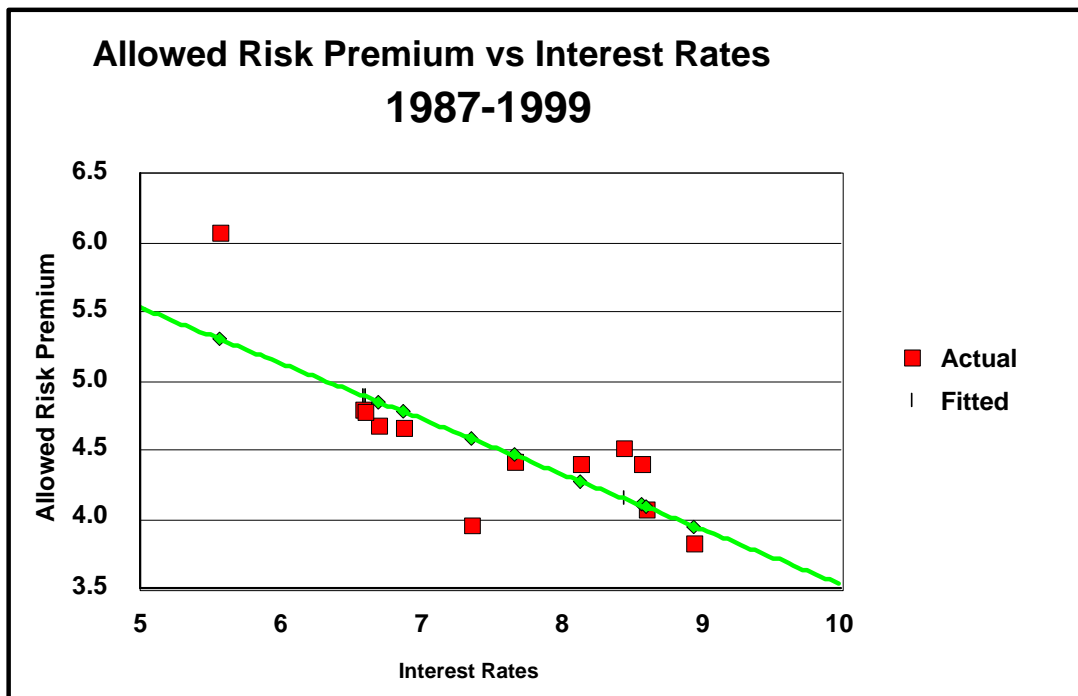
Les résultats se comparent avantageusement aux résultats obtenus antérieurement pour l'ensemble des décisions des organismes de réglementation.

Si l'on remplace la prime de risque de l'équation précédente par une valeur de prime sans risque, on obtient une prime de risque de 4,9%, autrement dit une prime de risque

légèrement supérieure à mon estimation de 4,6% pour TransÉnergie. Le taux approprié de prime sans risque est discuté ci-après.

$$RP = 0,068 - 0,32 \times ,0600 = ,049 = 4,9\%$$

Les primes de risque autorisées par les organismes réglementaires américains se comportent de la même façon. La prime moyenne de 4,6% accordée aux compagnies de services publics d'électricité pour la période 1987-1999, et qui couvre plus de 400 décisions réglementaires, est la même que celle que je recommande pour TransÉnergie. Le graphique qui suit illustre la relation entre les primes de risque autorisées et le niveau des taux d'intérêt pour la période 1987-1999. Les données proviennent d'un échantillon des taux de rendement de 413 compagnies de services publics d'électricité. Mentionnons de plus que la plupart de ces taux de rendement ont été accordés alors que ces compagnies étaient des monopoles réglementés, intégrés verticalement, comme c'est le cas de TransÉnergie.



La relation obtenue par cet échantillon de compagnies américaines se rapproche beaucoup des résultats des données canadiennes:

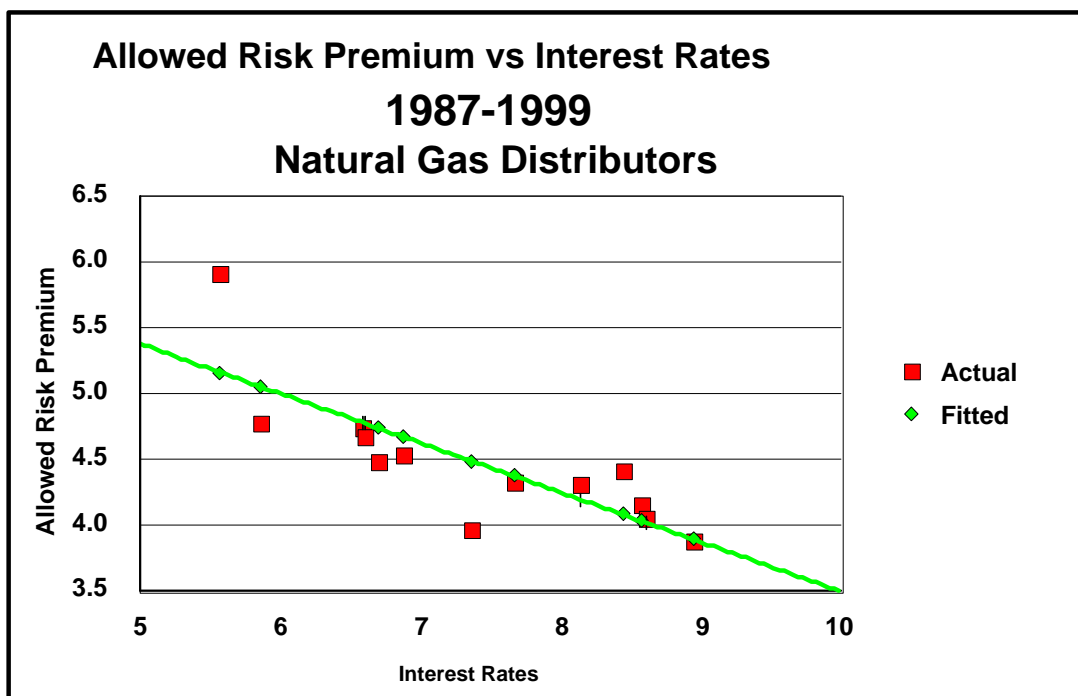
$$PR = 0,0753 - 0,400 INT \quad R^2 = 0,63$$

$$(t = -4,31)$$

Comme l'indiquent les coefficient  $R^2$  et  $t$  qui sont élevés, la relation demeure toujours significative sur le plan statistique. Cependant, si l'on y substitue un taux de prime sans risque de 6,0%, on obtient une prime de risque de 5,1% ce qui est à peu de choses près, la même que l'estimation de 4,9% des compagnies canadiennes:

$$PR = 0,0753 - 0,400 \times 0,060 = 0,051 = 5,1\%$$

Les décisions réglementaires des compagnies de gaz naturel donnent une représentation similaire. La prime moyenne de risque qu'on leur a accordée pour la période 1987-1999 en 325 décisions réglementaires était de 4,5%, ce qui se rapproche beaucoup de ma recommandation de 4,6%. Le graphique suivant montre encore une fois la relation entre la prime de risque autorisée et les niveaux du taux d'intérêt pour la période 1987-1999. Cette relation a été établie grâce à un échantillon de 309 décisions de taux de rendement des compagnies de services publics de gaz naturel.



Encore une fois, la relation entre la prime de risque et les taux d'intérêt est très semblable à celle des compagnies canadiennes et américaines de services publics d'électricité:

$$PR = 0,0727 - 0,38 INT$$

$$R^2 = 0,64$$

$$(t = -4,4)$$

Si l'on y substitue une prime sans risque de 6,0% nous obtenons une prime de risque de 5,0%:

$$PR = 0,0727 - 0,38 \times 0,060 = 0,050 = 5,0\%$$

Il est donc établi que les organismes réglementaires américains et canadiens ont autorisé des primes de risque dont la moyenne varie de 4,0% à 4,5% dans le temps. Si l'on ajuste cette moyenne en tenant compte des niveaux de taux d'intérêt qui prévalaient durant cette période, les primes de risque ajustées se rapprochent alors encore plus du 5,0%. Ceci, à mon avis, confirme la nature conservatrice de la prime de risque de 4,6% que je recommande pour TransÉnergie.

### **III.6 Taux sans risque**

La mise en œuvre de la méthode prime de risque et de celle du MÉAF nécessitent une estimation du taux sans risque. J'ai employé à cet effet le taux d'intérêt actuellement prévu pour les obligations à long terme (30 ans) du Canada, et les prévisions tirées de la revue *Consensus Forecasts* (en date d'avril 2000) pour les rendements des obligations à long terme. Les taux d'intérêt des obligations à long terme du Canada varient de 5,9% à 6,1%, avec un point médian à 6,0%. Les prévisions d'avril 2000 du *Consensus Forecast* donnent aux obligations à long terme de 10 ans un rendement de 6,2% pour avril 2001, ce qui revient à peu près au même rendement que celui des obligations de 30 ans, puisqu'il n'y a qu'une très faible variation (de près de zéro) entre les obligations à échéance de 30 ans et celles de 10 ans à l'heure actuelle.

Les taux d'intérêt à long terme sont un point de repère pertinent pour déterminer le coût des capitaux propres ordinaires, ce qui n'est pas le cas des taux d'intérêt à court terme. Ces derniers en effet, sont instables, fluctuent grandement et subissent plus de perturbations aléatoires que les taux à long terme. Par exemple, la Banque du Canada utilise les bons du Trésor pour stimuler l'économie et contrôler la masse monétaire. En

outre, des gouvernements étrangers, des entreprises et des individus s'en servent comme abris pour placer des fonds temporairement. Les taux d'intérêt à court terme sont en grande partie des taux administrés.

En pratique, il ne convient pas d'établir un lien entre le rendement des capitaux propres et le rendement des véhicules de placement à court terme, parce que les taux d'intérêt à court terme, tel le rendement des bons du Trésor à échéance de 90 jours, fluctuent beaucoup, de sorte que les estimations du rendement des actions sont volatiles et peu fiables. Qui plus est, le rendement des bons du Trésor à échéance de 90 jours ne correspondent généralement pas à l'horizon envisagé par les acquéreurs d'actions. En général, cet horizon dépasse de beaucoup 90 jours, ou même un an.

En théorie toutefois, les rendements des bons du Trésor à courte échéance sont influencés par des facteurs autres que ceux qui agissent sur les titres à long terme, tels que les actions ordinaires. La prime au titre de l'inflation intégrée dans les bons du Trésor à échéance de 90 jours a des chances d'être très différente de celle qui est intégrée dans les rendements des titres à longue échéance. Sur les plans de la stabilité et de la constance, les rendements des obligations à long terme du Canada sont plus proches des rendements des actions ordinaires.

Afin de déterminer un taux de rendement de départ juste et raisonnable sur les capitaux propres de TransÉnergie, je recommande l'utilisation d'un taux de rendement sans risque de 6,0%, qui est compatible avec les prévisions actuelles du *Consensus Forecast* pour les obligations à long terme. Si l'on jumelle ce taux sans risque à la prime de risque de 4,6%, on obtient alors un taux de rendement de 10,6%.

### **III.7 Vérifications par la méthode du Flux monétaire actualisé (DCF)**

Pour m'assurer que le taux de rendement sur les capitaux propres que je recommande soit le bon, j'ai fait des vérifications additionnelles en utilisant le modèle du Flux monétaire actualisé. J'ai utilisé, comme substitut à TransÉnergie, un groupe de

compagnies américaines qui ont été dépouillées de leurs actifs de production et qui ne sont maintenant plus que des compagnies de services publics de transport d'électricité.

Comme le lecteur peut le constater en lisant l'Annexe A, on a besoin de deux composantes pour appliquer la méthode du flux monétaire actualisé. Ce sont: les intérêts attendus des dividendes  $D_1/P_0$  et  $(g)$ , la croissance à long terme espérée. Les dividendes attendus  $D_1$  de la méthode annuelle du flux monétaire actualisé peuvent être obtenus en multipliant le dividende annuel actuel par le facteur de croissance  $(1 + g)$ . J'ai utilisé, pour cette méthode, les intérêts ponctuels que l'on retrouve dans l'édition d'avril 2000 du *Value Line Investment Survey* et les prévisions de croissance à long terme des analystes, telles que rapportées sur le site Internet de *Zacks Investment Research*. Le document RAM-6 décrit 13 compagnies de services publics d'électricité dépouillées, appelées «*Generation Divestiture Electric Utilities*» par Moody's. Ce sont des compagnies-mères cotées en bourse dont les filiales d'exploitation ont été dépouillées de leurs activités de production d'électricité ou qui sont en train de l'être et qui constituent des substituts acceptables pour les entreprises de transport d'électricité. Comme le démontre la colonne 2 de la page 1 du document RAM-6, la prévision de croissance à long terme moyenne de Zacks est de 5,7% pour ce groupe de compagnies. Si l'on ajoute ce taux de croissance au taux d'intérêt moyen de 6,2% attendu des dividendes et que l'on retrouve dans la colonne 3, on obtient une estimation du coût des capitaux propres de 11,9% pour ces compagnies. De nouveau, ma recommandation conservatrice d'un taux de rendement de 10,6% pour TransÉnergie est confirmée.

#### **IV. STRUCTURE DE CAPITAL**

Le taux de rendement que je recommande pour TransÉnergie repose sur l'énoncé d'une structure de capital dont 67,5% est attribué au financement de la dette et 32,5% au capital-actions ordinaires.

J'ai comparé la structure de capital présumée de TransÉnergie à: 1) celles des entreprises de services publics propriété des investisseurs, telles que présumées par les organismes réglementaires canadiens, et 2) aux structures de capital existantes des compagnies de services publics d'énergie canadiennes, à la fois propriété des investisseurs et propriété publique et 3) aux structures de capital des compagnies de services publics d'énergie américaines.

Comme le montre bien le document RAM-7, le ratio moyen des capitaux propres présumé de toutes les compagnies canadiennes d'énergie est de 37%, alors que le ratio des capitaux propres consolidé d'Hydro-Québec est d'environ 27,7%. Le ratio moyen des capitaux propres présumé des compagnies de transport d'électricité, de distribution et de transport de gaz naturel est de 40%, 37% et 31% respectivement.

Le document RAM-8 présente les ratios des capitaux propres d'une panoplie de compagnies canadiennes de services publics d'énergie, mais du point de vue des investisseurs cette fois. Le ratio moyen composé de l'ensemble est de 35% alors que celui d'Hydro-Québec est de 27,7%.

Le document RAM-9 est une compilation des ratios actuels des compagnies canadiennes, privées et publiques, de services publics d'électricité, pour la période allant de 1992 à 1998, tels que rapportés par DBRS en janvier 2000. Le ratio moyen composé de l'ensemble est de 47%. Les compagnies publiques dont la dette est garantie inconditionnellement par le gouvernement provincial affichent une moyenne de 31%, ce qui est plus haut que le 27,7% de TransÉnergie. J'ai intentionnellement exclu de la moyenne de 1998 les données d'Ontario Hydro parce qu'ils étaient en pleine réorganisation de leur dette à ce moment-là. J'attire toutefois l'attention du lecteur sur le fait qu'Hydro One Inc., une compagnie uniquement de transport et de distribution d'électricité, née de l'ancienne Ontario Hydro, prévoit établir une structure de capital qui comprendrait 45% d'actions ordinaires.

Du côté américain, on trouvera, aux pages 1-3 du Document RAM-10, un ratio des capitaux propres de 47% pour les compagnies privées distributrices de gaz naturel, un

ratio de 52% pour les compagnies de transport de gaz et de 45% pour les compagnies de services publics d'électricité.

Finalement, je constate que les points de repère publiés par CBRS pour les compagnies de services publics d'électricité comprennent un ratio d'endettement qui oscille entre 50% et 65% (c'est-à-dire, un ratio des capitaux propres de 35% à 50%), pour les compagnies qui détiennent une cote de crédit A. Ceci dépasse de loin le ratio de TransÉnergie.

Bref, la structure de capital de TransÉnergie contient une plus faible portion de capital en actions ordinaires que celles des autres compagnies publiques d'électricité au Canada et cette portion est de beaucoup inférieure à celle des compagnies privées de services publics d'énergie. C'est ce qui cause son coût élevé de sa dette. Toutes les études et les comparaisons que j'ai faites précédemment et la nécessité qu'a TransÉnergie de maintenir sa cote de crédit actuelle sur les marchés obligataires m'amènent à recommander qu'elle adopte un ratio des capitaux propres de 30% à 35%, avec un point médian à 32,5%, ce qui serait optimal, bon pour son fonctionnement et raisonnable pour fins de détermination des tarifs.

## V. RÉSUMÉ

On m'a demandé de recommander un taux de rendement juste et raisonnable des capitaux propres de TransÉnergie dans les conditions actuelles du marché des capitaux ainsi qu'une structure de capital juste et raisonnable pour la détermination de ses tarifs. Je suis d'avis qu'un taux de rendement sur les capitaux propres de 10,6% et qu'une structure de capital consistant en 32,5% de capitaux propres sont des taux justes et raisonnables pour fins de tarification.

Pour arriver à cette recommandation, j'ai employé plusieurs méthodes pour quantifier la prime de risque des activités de transport d'électricité de TransÉnergie, en utilisant des substituts dans ma démarche. Ces compagnies sont, entre autres, les entreprises canadiennes de services publics en énergie, les compagnies américaines de services publics dont les activités sont majoritairement en transport d'électricité, et les compagnies de gaz naturel. Mon analyse des Betas de ces substituts ont démontré qu'un Beta de 0,65 serait approprié pour TransÉnergie. J'ai traduit cette estimation du risque en une estimation de prime de risque grâce au modèle d'équilibre des actifs financiers (MÉAF). La version traditionnelle du MÉAF m'a fourni une prime de risque de 4,3% pour TransÉnergie, étant donné son Beta de 0,65 et son risque total de marché de 6,6%. La version empirique du MÉAF a pour sa part produit une prime de risque de 4,9%.

J'ai aussi analysé les primes de risque historiques et prévisionnelles des compagnies de services publics d'électricité et de gaz naturel de quatre façons. La prime de risque obtenue des premières (électricité) s'est établie entre 3,4% et 5,3% alors que celle des secondes (gaz naturel) variait de 3,9% à 5,8%. Le tableau qui suit résume les résultats que j'ai obtenus pour quantifier la prime de risque par les diverses méthodes. Ceci nous donne une prime de risque moyenne pour TransÉnergie de 4,6%.

MÉTHODE	PRIME DE RISQUE
---------	-----------------

MÉAF	4,3%
MÉAF empirique	4,9%
É-U Électricité prévisionnelle	3,4%
É-U Électricité historique	5,2%
É-U Gaz prévisionnelle	3,9%
É-U Gaz historique	5,6%

J'ai fait deux autres vérifications supplémentaires de mes calculs de prime de risque pour TransÉnergie. La première a consisté en un examen approfondi de la recherche pertinente la plus récente sur le sujet et la seconde en un examen détaillé de toutes les décisions réglementaires passées qui concernaient l'industrie du transport d'énergie. J'ai constaté qu'une prime de risque de 4,6% était très compatible avec la littérature scientifique de l'heure. J'ai aussi trouvé que les organismes réglementaires nord-américains ont autorisé, dans le passé, des primes de risque dont la moyenne se rapprochait de 4%. Je rappelle au lecteur que les primes de risques autorisées sont systématiquement liées au niveau du taux d'intérêt, mais liées inversement toutefois. En ajustant la prime de risque de TransÉnergie au niveau actuel du taux d'intérêt, nous obtenons une prime de risque qui se rapproche de 5%, ce qui confirme que mon estimation de 4,6% est plutôt conservatrice.

Par la suite, j'ai combiné cette prime de risque de 4,6% au taux sans risque de 6,0%. Cela m'a donné un taux de rendement sur le capital-actions ordinaires (ROE) de 10,6%. Le taux sans risque de 6,0% est parfaitement compatible avec les rendements actuels et conforme au *Consensus Forecast* des obligations à échéance de 30 ans du Canada.

J'ai étudié la structure de capital des autres compagnies canadiennes de services publics, publiques et privées, et qui est utilisée pour déterminer leurs tarifs. J'ai tenu compte, ce faisant, de la nécessité pour la compagnie de se procurer des capitaux à des conditions raisonnables, en particulier si elle subit des conditions adverses et que le crédit est difficile à obtenir. Le maintien de la cote de crédit des obligations d'Hydro-

Québec est important si la compagnie veut minimiser le coût de sa dette et obtenir des capitaux à des conditions raisonnables pour la financer, en particulier durant les périodes d'instabilité sur les marchés des capitaux.

Compte tenu de la structure du capital des autres compagnies nord-américaines de services publics et compte tenu de la nécessité, pour TransÉnergie, d'avoir accès aux marchés obligataires à des conditions favorables, je suis d'avis qu'un ratio présumé des capitaux propres de 32,5% serait approprié.