

ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE

Table des matières

1	CONTEXTE	5
2	ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE POUR LES ANNÉES 2004, 2005 ET 2006.....	7
2.1	MISE À JOUR DE L'ÉTUDE <i>LEAD/LAG</i> SERVANT À ÉTABLIR LA BASE DE TARIFICATION 2006	11
2.1.1	Description de la méthode	11
2.1.2	Délais	11
2.1.2.1	Délais de paiement des dépenses.....	12
2.1.2.2	Délai de perception des comptes à recevoir	13
2.2	PRÉSENTATION D'UNE MÉTHODE GLOBALE	16
2.3	PROPOSITION DE MAINTIEN DE LA MÉTHODE <i>LEAD/LAG</i> APPLIQUÉE AUX SEULS ÉLÉMENTS LIÉS AUX OPÉRATIONS COURANTES DU DISTRIBUTEUR	17

1 CONTEXTE

1 L'encaisse réglementaire représente le niveau d'encaisse théorique nécessaire
2 au Distributeur afin de financer ses activités courantes jusqu'au moment de
3 l'encaissement des comptes à recevoir qui lui permettra de récupérer les
4 sommes avancées. Tel que prévu à l'article 49 de la Loi sur la Régie de
5 l'énergie¹, l'encaisse réglementaire est incluse dans la base de tarification et
6 rémunérée au même titre que les autres actifs composant la base et contribuant
7 à réaliser les activités de l'entreprise.

8 Le Distributeur calcule son encaisse réglementaire selon la méthodologie
9 *lead/lag*, qui consiste en une étude des délais nets de perception des comptes à
10 recevoir des clients et de paiement aux fournisseurs de services.

11 L'étude *lead/lag* appliquée par le Distributeur prend en compte ses dépenses
12 d'opérations courantes. Il s'agit d'une méthode «éprouvée», selon le terme
13 employé par la Régie dans sa décision D-2001-55, page 38, adressée à
14 Gazifère. Cette méthode a été acceptée par la Régie dans les décisions
15 suivantes :

- 16 • D-1999-11, R-3397-1998 (SCGM) ;
- 17 • D-2001-55, R-3446-2000 (Gazifère) ;
- 18 • D-2002-95, R-3401-1998 (le Transporteur) ;
- 19 • D-2003-93 et D-2004-47, R- 3492-2002 (le Distributeur) .

20 Dans sa décision D-2005-34, R-3541-2004, la Régie acceptait l'encaisse
21 réglementaire telle que présentée par le Distributeur pour l'année témoin 2005, et

¹ Extrait de l'article 49 de la Loi : «Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif...la Régie doit notamment...¹établir la base de tarification ,...,en tenant compte , notamment,..., et du fonds de roulement réglementaire requis pour l'exploitation de ces réseaux.»

1 demandait par ailleurs à ce que l'étude *lead/lag* soit mise à jour dans le cadre du
2 prochain dossier tarifaire.

3 Par la suite, dans la décision D-2005-50 relative au dossier tarifaire R-3549-2004
4 du Transporteur, la Régie énonçait en ces mots ses attentes à l'égard de
5 l'encaisse réglementaire : « *La Régie désire examiner la méthode de*
6 *détermination de l'encaisse réglementaire et l'inclusion du financement procuré*
7 *par le délai de paiement de la dette de l'entreprise, notamment de sa dette à long*
8 *terme . Consciente aussi de l'impact de cette décision pour les deux divisions*
9 *réglementées d'Hydro-Québec, la Régie indique son intention d'examiner la*
10 *question à son mérite lors de la prochaine demande tarifaire du Distributeur ou*
11 *du Transporteur. Elle s'attend à ce que le Distributeur ou le Transporteur*
12 *présente pour cet examen une étude « lead lag » à jour permettant d'établir le*
13 *besoin d'encaisse réglementaire ainsi que les données permettant d'évaluer*
14 *l'impact de la méthode proposée par la FCEI sur cette encaisse».*

15 Aux fins de la détermination de ses revenus requis 2006, et conformément aux
16 décisions de la Régie dans ses dossiers antérieurs, le Distributeur a établi son
17 encaisse réglementaire selon la méthode *lead/lag* en vigueur, mise à jour. De
18 plus, le Distributeur soumet à des fins d'analyse un calcul d'encaisse selon une
19 méthode «élargie» (globale), prenant en compte des éléments de financement.
20 Ce calcul est établi pour le Distributeur selon les données relatives à l'année
21 2006. Afin de permettre à la Régie d'évaluer l'impact global d'une telle méthode
22 sur les divisions Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec TransÉnergie
23 rassemblées, l'encaisse réglementaire «consolidée» pour ces deux divisions est
24 aussi présentée, à partir des données de l'année 2005.

25 La présente pièce propose donc, dans l'ordre, l'encaisse réglementaire aux fins
26 de l'établissement des revenus requis, une description des composantes de
27 l'étude *leadlag* mise à jour et les résultats du calcul de l'encaisse réglementaire
28 selon une méthode globale et une proposition à cet effet. Est joint au présent

1 document le témoignage de madame Kathleen McShane, dont l'expertise est
2 reconnue dans le domaine.

2 ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE POUR LES ANNÉES 2004, 2005 ET 2006

3 L'encaisse réglementaire est établie selon le principe de l'utilisation de la
4 moyenne des 13 soldes mensuels consécutifs aux fins de l'établissement de la
5 base de tarification, reconnu par la Régie dans sa décision D-2003-93.

6 L'encaisse réglementaire pour chacune des années 2004, 2005 et 2006 est
7 présentée respectivement dans les tableaux 1 à 3 qui suivent.

8 La hausse de l'encaisse réglementaire sur l'horizon 2004-2006 résulte d'un effet
9 combiné de la révision à la baisse des délais théoriques de perception des
10 comptes à recevoir, de l'ajustement de ces délais afin de prendre en compte le
11 délai de récupération de la provision réglementaire (voir pièce HQD-4, Document
12 2), de même que d'une hausse de près de 17 % des dépenses liées aux achats
13 d'électricité.

1

TABLEAU 1

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTEUR CALCUL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE AU 31 DÉCEMBRE 2004 (000 \$)				
DESCRIPTION DES VARIABLES	DEPENSES RÉELLES <u>2004</u>	<u>Net</u>	TAUX <u>((2) / 365 jrs)</u>	ENCAISSE <u>((1) * (3))</u>
	(1)	(2)	(3)	(4)
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN				
Salaires	196 074	36,42	9,98%	19 563
Remises gouvernementales	170 899	28,69	7,86%	13 432
Autres dépenses	<u>217 680</u>	19,26	5,28%	11 485
	584 653			
TAXES				
Taxes sur le capital	53 746	37,64	10,31%	5 543
Taxes sur le revenu brut	43 419	173,35	47,49%	20 621
Taxes municipales et scolaires	12 503	224,38	61,47%	7 686
ACHATS INTER UNITÉS				
Achats d'électricité	4 447 971	15,15	4,15%	184 621
Achats de services de transport	2 312 966	15,15	4,15%	96 004
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION				(70 252)
Provision pour créances douteuses				(46 161)
TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE				242 543

2

1

TABLEAU 2

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTEUR CALCUL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE AU 31 DÉCEMBRE 2005 (000 \$)				
DESCRIPTION DES VARIABLES	DEPENSES <u>2005</u>	<u>Net</u>	TAUX <u>((2) / 365 jrs)</u>	ENCAISSE <u>((1) * (3))</u>
	(1)	(2)	(3)	(4)
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN				
Salaires	258 267	36,39	9,97%	25 750
Remises gouvernementales	225 107	28,83	7,90%	17 778
Autres dépenses	<u>286 726</u>	19,60	5,37%	15 393
	770 100			
TAXES				
Taxes sur le capital	53 700	37,68	10,32%	5 543
Taxes sur les services publics	38 000	173,58	47,56%	18 072
Taxes municipales et scolaires	13 200	224,44	61,49%	8 117
ACHATS				
Achats d'électricité	4 803 400	15,15	4,15%	199 374
Achats de services de transport	2 313 000	15,15	4,15%	96 005
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION				(72 517)
Provision pour créances douteuses				(57 907)
TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE				255 608

2

1

TABLEAU 3

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTEUR CALCUL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE AU 31 DÉCEMBRE 2006 (000 \$)				
DESCRIPTION DES VARIABLES	DEPENSES <u>2006</u>	Net	TAUX <u>((2) / 365 jrs)</u>	ENCAISSE <u>((1) * (3))</u>
	(1)	(2)	(3)	(4)
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN				
Salaires	264 538	38,71	10,61%	28 057
Remises gouvernementales	230 574	31,17	8,54%	19 689
Autres dépenses	<u>293 688</u>	21,97	6,02%	17 674
	788 800			
TAXES				
Taxes sur le capital	46 700	40,05	10,97%	5 125
Taxes sur le revenu brut	38 900	175,88	48,19%	18 744
Taxes municipales et scolaires	13 800	226,80	62,14%	8 575
ACHATS				
Achats d'électricité	5 194 500	17,47	4,79%	248 624
Achats de services de transport	2 313 000	17,47	4,79%	110 707
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION				(75 638)
Provision pour créances douteuses				(57 907)
TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE				<u>323 650</u>

2

2.1 Mise à jour de l'étude *lead/lag* servant à établir la base de tarification 2006

2.1.1 Description de la méthode

1 Dans une première étape, le niveau de l'encaisse réglementaire est déterminé en
2 appliquant à chacun des postes de dépenses identifiés, le taux (%) que
3 représente l'écart net entre le délai d'encaissement des revenus et le délai de
4 paiement des diverses dépenses, par rapport à une période de 365 jours.

5 Par la suite, le montant d'encaisse obtenu est réduit pour tenir compte de la
6 provision pour mauvaises créances sur les débiteurs du Distributeur et de l'effet
7 net des taxes à la consommation qui résulte de l'application du délai net relatif
8 aux taxes applicables aux ventes et aux achats de biens et services.

9 Le calcul de l'encaisse requise est établi pour chacune des unités du Distributeur.
10 Pour chacune d'elles, un délai de perception est attribué (délai Services à la
11 clientèle (SALC), délai Ventes Grandes Entreprises (VGE) ou délai moyen
12 pondéré), tel que détaillé au tableau 6 de la section 2.1.2.2. L'encaisse
13 réglementaire du Distributeur est obtenue en consolidant les montants d'encaisse
14 de chacune de ces unités.

2.1.2 Délais

15 L'étude *lead/lag* réalisée en 2001 reposait essentiellement sur une étude
16 théorique ou de système basée, dans le cas des encaissements, sur les délais
17 de consommation, les modalités de lecture de compteurs et les délais prescrits
18 d'acquittement des factures, et, dans le cas des déboursés, sur les modalités de
19 paiement propres aux divers postes de dépenses (modalités des fournisseurs).

20 Le Distributeur a donc validé que les délais établis en 2001 étaient toujours
21 adéquats et apporté les ajustements lorsque nécessaires.

2.1.2.1 Délais de paiement des dépenses

1 L'exercice de mise à jour indique que les modalités de paiement décrites en 2001
2 sont toujours valables de même que les délais de paiement qui en résultent. Ces
3 modalités sont décrites sommairement dans les paragraphes qui suivent. Notons
4 que l'entrée en vigueur de la taxe sur les services publics en remplacement de la
5 taxe sur le revenu brut, n'affecte en rien les délais de paiement des taxes car les
6 mêmes modalités de paiement, soit le 1^{er} mars de l'année courante, sont
7 maintenues. Tel que présenté dans le cadre de sa demande tarifaire R-3549-
8 2004², le Transporteur avait lui aussi procédé à la validation des modalités de
9 paiement afférentes aux divers postes de dépenses et tirait les mêmes
10 conclusions, le paiement des divers fournisseurs de services étant géré de façon
11 intégrée.

Salaires nets :

12 Les salaires nets sont versés à toutes les deux semaines. Cette pratique
13 entraîne un délai de décaissement de l'ordre de 17,07 jours composé du délai de
14 la période de paie (6,07 jours) et du délai entre la fin de la période de paie et le
15 moment du versement du salaire net (11 jours).
16

Remises gouvernementales et autres :

17 Les remises gouvernementales sont aussi sujettes aux délais de la période de
18 paie (6,07 jours) de même qu'au délai séparant la fin de la période et le moment
19 de la remise. Ce dernier délai varie selon qu'il s'agit de remises au gouvernement
20 (19 jours) ou à d'autres partenaires (11 jours). Il en résulte un délai moyen
21 pondéré de 24,8 jours.
22

Achats de biens et services :

23 Les achats de biens et services sont sujets à un seul et unique délai pour
24 Hydro-Québec dans son ensemble car les paiements sont centralisés. Un délai
25

² Voir HQT-8, Document 1 pages 30 et 31

1 de 34,23 jours s'écoule entre le moment de la réception d'un bien ou d'un service
2 et le moment de paiement rattaché à ce bien ou service.

3 **Taxes :**

4 Les modalités de paiement rattachées aux diverses taxes à payer par
5 Hydro-Québec (dont une part attribuée au Distributeur), plus amplement décrites
6 à la pièce HQD-6, Document 6 du dossier R-3492-2002, mène à la constatation
7 d'un délai de 14,3 jours pour la taxe sur le capital et de 106,5 jours pour les taxes
8 foncières. En ce qui concerne la taxe sur les services publics, en vigueur depuis
9 le 1^{er} janvier 2005, le délai de paiement correspond au même délai de 121,7
10 jours auparavant applicable à la taxe sur revenu brut qu'elle remplace, en raison
11 des mêmes modalités de paiement qui s'appliquent.

2.1.2.2 Délai de perception des comptes à recevoir

12 En ce qui concerne les délais de perception des comptes à recevoir, voici les
13 grandes composantes :

- 14 • Pour les clients de Grandes entreprises, le délai théorique de perception
15 des comptes à recevoir selon les modalités de système s'établit à 36,21
16 jours, tel que détaillé au tableau 4 suivant. Ce délai représente une
17 amélioration de 3 jours par rapport à 2001, en raison de l'implantation du
18 système de télémesure. Ce délai est jugé représentatif du délai de
19 perception réel compte tenu que l'ensemble de la clientèle Grandes
20 entreprises acquitte ses factures dans les délais prescrits. Compte tenu
21 par ailleurs du délai de perception des revenus associés à la provision
22 réglementaire, le délai a été révisé en tenant compte du prorata du revenu
23 des ventes afférentes à Grandes entreprises, pour s'établir à 41,15 jours,
24 tel que présenté au tableau 5.
- 25 • Le délai de perception théorique des comptes des clients de Service à la
26 clientèle s'établit quant à lui à 54,42 jours, tel que détaillé dans le tableau 4

1 **Délai de relève** : Il s'agit du délai entre la fin de la période de consommation et
2 la date de l'émission de la facture. Tel que mentionné précédemment, en raison
3 du système de télémessure, ce délai ne s'applique plus à la clientèle Grandes
4 Entreprises.

5 **Délai de paiement** : Il s'agit du délai de paiement prescrit pour l'acquittement
6 des factures par la clientèle.

7 **TABLEAU 5**
8 **DÉLAI DE PERCEPTION DES COMPTES À RECEVOIR AJUSTÉ**
9 **JOURS**

	Grandes Entreprises	Service à la clientèle
Délai moyen de consommation	15,21	30,42
Délai de relève		3,00
Délai de paiement du client	21,00	21,00
Délai moyen total avant ajustement pour provision réglementaire	36,21	54,42
Délai moyen total ajusté	41,15	59,15

10 Le délai moyen total ajusté tient compte du délai de perception additionnel
11 résultant du fait qu'une portion des revenus des ventes d'une année témoin,
12 correspondant au montant de la provision réglementaire, ne sera encaissée que
13 dans l'année témoin subséquente. Pour l'année témoin 2006, il s'agit d'une
14 somme de 79 M\$ qui ne sera récupérée qu'à partir de mai ou juin 2007.

15 Les délais présentés dans ce tableau portent sur le délai attribuable aux unités
16 SALC et VGE. Le délai de perception attribué aux autres unités du Distributeur
17 correspond au délai moyen pondéré en fonction des revenus des ventes projetés
18 de 2006 des unités SALC et VGE, soit un délai de 53,97 jours, démontré au
19 tableau 6.

1
2

TABLEAU 6
CALCUL DU DÉLAI MOYEN PONDÉRÉ AJUSTÉ

	Grandes entreprises	Service à la clientèle
Revenus des ventes prévus	2 813 M\$	6 922 M\$
Autres produits d'exploitation		44 M\$
Total	2 813 M\$	6 966 M\$
Délai d'encaissement (jours)	41,15	59,15
Délai moyen pondéré d'encaissement : $\frac{41,15 * 2\,813 + 59,15 * 6\,966}{2\,813 + 6\,966} = 53,97$		

2.2 Présentation d'une méthode globale

3 À la demande de la Régie, le Distributeur soumet la présentation de l'encaisse
4 réglementaire selon une méthode élargie intégrant les délais d'encaissement et
5 de décaissement relatifs aux activités de financement du Distributeur.

6 L'analyse de madame Kathleen McShane, jointe en annexe, inclut la
7 présentation de l'encaisse réglementaire qui serait requise en vertu d'une
8 méthode plus globale. Tel que déjà mentionné, le document présente l'encaisse
9 qui serait requise en 2006 par le Distributeur, de même que l'encaisse consolidée
10 des divisions Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec TransÉnergie à partir
11 des données 2005. Le témoignage de madame McShane inclut aussi l'analyse
12 de cette méthode qui inclut les éléments suivants : amortissement, intérêts, frais
13 de garantie, dividendes et bénéfices non répartis.

14 L'analyse de madame McShane révèle que l'encaisse requise en 2006 pour le
15 Distributeur afin de financer ses activités selon la méthode globale serait
16 d'environ 93,3 M\$ (voir Annexe 1, page 13) supérieure au montant requis établi

1 selon la méthode courante. Le même calcul pour Hydro-Québec Distribution et
2 Hydro-Québec TransÉnergie, à partir toutefois des données de l'année 2005,
3 indique une augmentation de 63 M\$ de l'encaisse requise pour Hydro-Québec
4 Distribution et une diminution de 29 M\$ dans le cas d'Hydro-Québec
5 TransÉnergie. Au consolidé, on note ainsi une augmentation de 34 M\$ du niveau
6 requis d'encaisse (Annexe 1, *Table 2*, page 12).

2.3 Proposition de maintien de la méthode *lead/lag* appliquée aux seuls éléments liés aux opérations courantes du Distributeur

7 À la lumière des données présentées dans le document de madame McShane,
8 l'adoption d'une méthode globale intégrant les éléments de financement
9 énumérés dans la section 2.2 aurait pour effet d'avantager le Distributeur en lui
10 assurant une meilleure assise financière. Le Distributeur propose toutefois à la
11 Régie de maintenir l'utilisation de la méthode basée sur ses dépenses
12 d'opérations courantes. La facilité d'application de la méthode actuellement
13 utilisée, de même que sa reconnaissance dans le domaine de la réglementation,
14 alliées à la préoccupation de restreindre les hausses de tarifs font en sorte que le
15 Distributeur propose pour l'année 2006 le maintien de l'étude *lead/lag* axée sur
16 les délais de paiement rattachés aux dépenses d'opération.

17 Cette proposition du Distributeur s'harmonise avec la recommandation que
18 madame McShane livre au terme de son témoignage. Ainsi, à la page 39 de
19 l'annexe, madame McShane recommande l'application d'une méthode de
20 détermination de l'encaisse réglementaire axée sur les dépenses liées aux
21 opérations courantes du Distributeur. Cette méthodologie procure, selon elle, une
22 mesure raisonnable du montant de capital additionnel requis afin de financer les
23 opérations au jour le jour, pour la période comprise entre le moment où le
24 Distributeur rend ses services et le moment où il reçoit les paiements de la
25 clientèle.

1 Néanmoins, le contexte d'affaires du Distribution étant en constante évolution, et
2 afin de ne pas se priver de ses droits de recouvrer par les tarifs le plein montant
3 de son coût de service, le Distributeur se réserve le droit, dans le cadre de
4 dossiers tarifaires futurs, de réviser la méthode de calcul de l'encaisse
5 réglementaire, selon ce qu'il sera approprié de privilégier dans le contexte.

**ANNEXE 1 :
TÉMOIGNAGE DE KATHLEEN MCSHANE SUR UNE
MÉTHODE GLOBALE DE DÉTERMINATION DE
L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE**

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31

Q. Please state your name, place of business and qualifications.

A. My name is Kathleen C. McShane. I am a Senior Vice President of Foster Associates, an economic consulting firm located at 4550 Montgomery Avenue, Suite 350N, Bethesda, Maryland 20814. I hold an MBA in Finance and the Chartered Financial Analyst designation. I have testified on ratemaking issues, cost of capital, cost allocation and regulatory framework before the Régie de l’Energie and eleven other federal, provincial and territorial regulators in Canada, and five federal and state regulators in the U.S. on more than 150 occasions since 1987. My qualifications are included as Appendix A to this Exhibit.

Q. What is the purpose of your testimony?

A. In Décision D-2005-50 dated 31 March 2005, the Régie stated that, in the next rate proceeding of either TransÉnergie (or “HQT”) or Hydro-Québec Distribution (or “HQD”), it wished to examine the methodology for the determination of Hydro-Québec’s cash working capital requirement and the impact of the delay in payment of interest expense on the cash working capital requirement. Hydro-Québec Inc. has requested that I provide an expert opinion on whether it is appropriate to include interest expense in the determination of the cash working capital allowance.

Q. What is the cash working capital allowance intended to represent?

A. The cash working capital allowance reflects the average amount of capital provided by investors above and beyond investments in plant and other separately identified rate base items, including other components of working capital (e.g., materials and inventory), that bridges the gap between the time expenditures are made to provide service and the time payment is received for that service. The rate base in its entirety represents the amount of investor-supplied capital required

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

32 to provide service; the cash working capital component needs to be compatible
33 with the determination of the other elements of the rate base.

34

35 **Q. How is the cash working capital allowance typically determined?**

36

37 A. The cash working capital allowance is typically measured using a lead/lag study.¹
38 The purpose of a lead/lag study is to provide a measure of the amount of investor
39 funds used in sustaining utility operations from the time expenditures are made
40 until the time payment is received.

41

42 A lead/lag study recognizes that the utility renders service prior to receipt of
43 payment from ratepayers, but that there is generally also a delay in payment for
44 goods and services acquired by the utility. The lead/lag study analyzes
45 transactions throughout the year to determine the net lag days between the date
46 service is rendered and payment is received (revenue lag), and the time lag
47 between the time expenditures are recorded and payment is made for such
48 expenditures (expense or payment lag). In some instances, revenue may be
49 received prior to payment for the related expense. In that case, there will be a net
50 lead (or alternatively, a negative net lag).

¹ Two other methodologies that are still in use are the formula approach and the balance sheet approach. The formula approach calculates cash working capital as a fixed percentage of operating expenses. In Canada, a formula approach is currently used by the Ontario Energy Board for the municipal electricity distributors and by the New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities for NB Power Transmission.

The balance sheet approach measures the cash working capital requirement as the difference between current assets and current (non-interest bearing) liabilities. I am not aware that the balance sheet approach is in use in Canada.

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

51

52 **Q. Please summarize the lead/lag study methodology that Hydro-Québec is**
53 **proposing in its rate filing.**

54

55 A. Hydro-Québec is proposing to determine HQD's cash working capital allowance
56 as follows:

57

58 (a) Estimate of revenue lag:

59

60 The revenue lag (in number of days) is comprised of three components:
61 (1) the service lag, (2) the billing lag, and (3) the collection lag. The
62 service lag is measured from the midpoint of the service period to the
63 meter reading date. The time from the meter reading to the billing date
64 represents the billing lag, while the time lag from the billing date until
65 payments are received from customers corresponds to the collection lag.
66 Thus, the revenue lag measures the time lag between the midpoint of the
67 service period and the payment date. The proposed revenue lag for the
68 2006 Test Year is, approximately, on average, 54 days.

69

70 (b) Estimate of expense lag categories;

71

72 The major categories of expense items include:

73

(1) Operating and maintenance expenses

74

(2) Taxes (including capital taxes, taxes on gross revenues and
75 municipal taxes); and,

75

76

(3) Purchased power and transmission service.

77

78 The expense lag (in number of days) is determined by reference to when a
79 service was provided to the utility, and when that service was settled by
80 payment. The difference in dates corresponds to the expense lag.

81

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

82 (c) Calculation of net lag or lead for each of the expense items:

83

84 For example, salaries and wages are paid 17.07 days after service is
85 provided. The related revenue is received after service is provided, for a
86 net lag of 38.7 days.

87

88 (d) Calculation of the cash working capital requirement associated with each
89 of the expense items:

90

91 Forecast Expense x $\frac{\text{Net lag (lead)}}{365 \text{ days}}$ = Cash Working Capital Requirement
92
93

94 (e) Calculation of the net impact on the cash working capital requirement of
95 GST and PST paid to the government and collected from services
96 rendered to customers.

97

98 (f) Calculation of the Allowance for Doubtful Accounts to be included in
99 cash working capital.

100

101 The Allowance for Doubtful Accounts included in the cash working
102 capital calculation represents the difference between the provision for
103 doubtful accounts (bad debt expense) that has been recovered in rates
104 (based on forecasts) and the cumulative amount that the utility has actually
105 written off. If the cumulative bad debt expense charged to customers
106 exceeds (is less than) the actual amount written off, the cash working
107 capital allowance is reduced (increased) by the difference.

108

109 The analysis above leads to the requested cash working capital allowance for
110 HQD of \$323.65 million, as set forth in HDQ-9, Document 3.

111

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

112

113 **Q. How would you characterize the approach to cash working capital that is**
114 **reflected in Hydro-Québec’s methodology?**

115

116 A. It is an approach that focuses on the operating, or “above the line”, expenses of
117 Hydro-Québec Distribution. It excludes non-cash expenses (e.g., depreciation)
118 and operating income (return on and of capital).

119

120 **Q. Is the approach taken by Hydro-Québec the same as used by other utilities**
121 **under the Régie’s jurisdiction?**

122

123 A. Yes. It is the same approach used by both Gaz Metro and Gazifère. Gaz Metro’s
124 and Gazifère’s cash working capital allowances have been determined using
125 lead/lag studies reflecting “above the line” operating expenses since Décisions 90-
126 31 and 90-68 respectively. Both Gaz Metro’s and Gazifère’s methodologies were
127 reviewed in recent years and reconfirmed in D-99-11 (10 February 1999) and D-
128 2001-55 (19 February 2001)² respectively.

129

130 **Q. Why were the cash working capital methodologies of Gaz Metro and**
131 **Gazifère reviewed by the Régie?**

132

133 A. They were reviewed for the same reason that the Régie is requiring a review of
134 Hydro-Québec’s methodology. In both cases, an intervenor had argued that the
135 utilities’ lead/lag studies should include the payment of interest (and, in the case
136 of Gaz Metro, preferred dividends as well).

² Gazifère’s methodology was amended to include income taxes, but the basic methodology remained intact.

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

137

138 **Q. In Demande R-3549-2004, Mr. Mark Drazen, on behalf of the Fédération**
139 **Canadienne de l'Entreprise Indépendante (FCEI), testified that Hydro-**
140 **Québec's lead/lag study should include interest cost, for which there is a**
141 **significant negative net lag, providing cash from ratepayers in advance of the**
142 **cash interest payments required. Do you agree with Mr. Drazen's position?**

143

144 A. No. Mr. Drazen recommended consideration of interest expense in the lead/lag
145 study, but did not recommend including the other financial components of the
146 revenue requirement. If the lead/lag study is to include interest expense, it must
147 also include depreciation expense and return on equity. If the cash working
148 capital allowance is to be interpreted in the broad or "global" sense of measuring
149 the full extent to which investors have financed the revenue requirement, leads
150 and lags on all elements of the return of and on capital must be taken into account.
151 Inclusion of interest payments alone, to the exclusion of depreciation expense and
152 equity return, amounts to "cherry-picking", and will understate the cash working
153 capital requirement.

154

155 **Q. Why would you include depreciation expense in the lead/lag study, since it is**
156 **not a cash item?**

157

158 A. The inclusion of depreciation expense in the lead/lag study recognizes that
159 investors have contributed capital whose recovery is delayed. The inclusion of
160 depreciation in the lead/lag study is justified as follows: Depreciation is the return
161 of capital for an investment that has been made (i.e., a cash outlay has been made)
162 to provide service to customers. When depreciation expense is recorded and
163 deducted from rate base, there is an implicit assumption that the expense has been
164 recovered from ratepayers. In fact, the recovery of depreciation expense is
165 delayed for the duration of the revenue lag. Until payment is received, investors
166 continue to provide the funding for the amount of depreciation expense that is due
167 and payable.

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

168

169 **Q. Based on that rationale, what is the lag that should be applied to the**
 170 **depreciation expense?**

171

172 A. The lag on depreciation expense should be zero, to recognize that investor
 173 funding has occurred but recovery is delayed by the revenue lag. The following
 174 example in Table 2 illustrates the impact of the lag using a liquidating asset with a
 175 service life of five periods (i.e., where the recovery of capital is returned to the
 176 investor rather than reinvested in plant).³ The illustration assumes that there is a
 177 30-day lag in receipt of revenues subsequent to the recording of depreciation
 178 expense. (As indicated earlier, the actual delay in receipt of revenues for HQD is
 179 approximately 54 days.) The illustration makes clear that investors will continue
 180 to provide funding for plant that has been fully depreciated until such time as
 181 payment is received from customers, i.e., into Period 6. As Table 1 below shows,
 182 even though the plant has been fully depreciated after five periods, only \$80 of
 183 the initial investment has been recovered from ratepayers. The receipt of payment
 184 from customers to reimburse investors for the fifth period's depreciation expense
 185 is delayed until the end of the sixth period.

186

187

Table 1

Period	Beginning of Period Net Plant	Depreciation Expense	Accumulated Depreciation (End of Period)	End of Period Net Plant	Cash Available for Reimbursement to Investors (End of Period)	End of Period Investor Financing Provided
1	\$100	\$20	\$20	\$80	\$ 0	\$100
2	80	20	40	60	20	80
3	60	20	60	40	40	60
4	40	20	80	20	60	40
5	20	20	100	-0-	80	20
6	--	--	--	--	100	-0-

188

³ For the typical utility, which continues to grow, the depreciation expense is reinvested in plant. The delay in receipt of payment for the depreciation expenses requires the investor to fund the delay in payment so as to make cash available for reinvestment.

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

189

190 Unless the delay in receipt of revenues is recognized in the lead/lag study, the
191 amount of investor funding that is actually being provided is understated. Thus,
192 the return on the funds that are financing the utility assets has also been
193 understated.

194

195 **Q. What would be the appropriate lead/lag treatment of the interest expense**
196 **and return on equity components of the revenue requirement?**

197

198 A. In principle, the entire operating income (return on capital) belongs to the
199 investors and is due and payable when service is provided. That conclusion leads
200 to the proposition that the entire operating income (interest expense plus return on
201 equity) should be reflected in the lead/lag study with a zero expense lag. The zero
202 expense lag recognizes that operating income is earned when service is provided,
203 but payment of the operating income is delayed for the duration of the revenue
204 lag. While interest and dividends are paid from the operating income, the timing
205 of such payments should be ignored in the context of a lead/lag study, because the
206 payments are being made from funds that belong to investors.

207

208 However, if the leads on the payment of interest expense are to be explicitly
209 recognized, then it also must be recognized that there is a lag on the payment of
210 the common equity return. The common equity return is due and payable upon
211 provision of service. Therefore, it would be appropriate to apply a zero expense
212 lag to the entire common equity return. However, while the equity return is
213 earned by common equity investors when service is provided, collection of the
214 return is delayed until payment is received from ratepayers. Thus the net lag on
215 the equity return should be the revenue lag, which for Hydro-Québec Distribution,
216 as noted earlier, is approximately, on average, 54 days.

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

217

218 **Q. Have any Canadian regulators approved a lead/lag study that includes all of**
219 **the financial items delineated above?**

220

221 A. Yes. The Alberta Energy and Utilities Board (EUB) includes all financial items
222 in its calculations of the cash working capital allowance, and has done so since
223 1988. The EUB includes depreciation at a zero lag, recognizes a lead in receipt of
224 revenues related to payment of interest, preferred and common equity dividends,
225 and includes the retained earnings component of the equity return at a zero lag.

226

227 The EUB reviewed its cash working capital methodology in U97065 (Decision
228 dated October 1997), amending its prior treatment of the equity return. In
229 previous decisions the EUB had included 100% of the equity return at a zero lag,
230 stating that depreciation and retained earnings were internally generated sources
231 of funds used to finance plant additions. Although there was no certainty
232 regarding the timing of the reinvestment, the assumption was made that the
233 expenditures occur uniformly throughout the year, with a payment date equivalent
234 to the service provision date. In U97065, however, it concluded that 50% of the
235 equity return should be assumed to be similar to preferred equity and distributed
236 as dividends, with a quarterly dividend payment schedule. The remaining 50% of
237 the common equity return, that is, the return retained in the business, should
238 continue to be treated similarly to depreciation.

239

240 The change in methodology approved by the Board in U97065 has been applied
241 consistently across the companies it regulates, whether investor- or government-
242 owned, and irrespective of the actual level, or timing of, the dividend payments.
243 In fact, many of the investor-owned Alberta utilities are subsidiaries whose actual
244 dividend payments to the parent company depend on the parent company's cash
245 flow requirements and the maintenance of the subsidiaries' actual capital structure
246 at the levels deemed by the EUB for regulatory purposes.

247

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

248 **Q. What would be the impact on Hydro-Québec's cash working capital**
249 **allowance if depreciation and the return on capital were to be included in the**
250 **lead/lag study?**

251

252 A. Table 2 below demonstrates the incremental impact on the combined cash
253 working capital requirement of HQT and HQD using the EUB's global approach.
254 For consistency between the two units, the estimated impacts are based on data
255 for 2005.

256

257 The lags on the various capital items reflect the following:

258

259 Depreciation: zero expense lag, and net lags of 54 days and 36.5 days for
260 Hydro-Québec Distribution and Hydro-Québec
261 Transmission respectively, on the premise that there is a
262 delay in the recovery of investor-provided capital through
263 rates subsequent to the recording of the expense.

264

265 Interest Expense: the negative net lags reflect the combined effect of short-
266 term interest payments (generally quarterly) and semi-
267 annual payments of interest on long-term debt.

268

269 Guarantee Fee: the 90-day payment lead reflects payment in full of the
270 guarantee fee applicable to the current year on the last
271 business day of the first quarter of that year.

272

273 Dividends: The 45.6 day expense lag is based on an assumed quarterly
274 payment of dividends.

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

275
276
277
278
279
280
281

Retained Earnings: the retained earnings are assigned a zero expense lag on the premise that the return is due and payable upon provision of service, but that the cash required for reinvestment in plant is delayed for the remainder of the billing cycle.

Table 2

IMPACT OF EUB GLOBAL APPROACH ON HYDRO-QUÉBEC CASH WORKING CAPITAL REQUIREMENT (Based on 2005 Data)					
Capital Item	Revenue Requirement Amount (\$MM)	Revenue Lag (days)	Expense Lag (days)	Net Lag (days)	Cash Working Capital Impact (\$MM)
Depreciation					
HQD	468	54.0	0.0	54.0	69.20
HQT	498	36.5	0.0	36.5	49.80
Interest Expense					
HQD	426	54.0	87.3	-33.3	-38.90
HQT	794	36.5	87.3	-50.8	-110.51
Guarantee Fee					
HQD	27	54.0	-90.0	144.0	10.65
HQT	51	36.5	-90.0	126.5	17.68
Dividends					
HQD	129	54.0	45.6	8.4	2.96
HQT	189	36.5	45.6	-9.1	-4.71
Retained Earnings					
HQD	129	54.0	0.0	54.0	19.07
HQT	189	36.5	0.0	36.5	18.90
Change in Cash Working Capital					
HQD					\$62.98
HQT					-28.84
TOTAL CHANGE IN CASH WORKING CAPITAL					\$34.14

282
283
284
285
286

Q. What would be the impact on Hydro-Québec's cash working capital requirement if a zero expense lag were applied to 100% of the equity return?

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

287 A. It would increase the combined HQD and HQT cash working capital requirement,
288 based on 2005 data, by a further \$39.7 million relative to the EUB methodology,
289 that is, by a total increase of \$73.87 million in cash working capital relative to the
290 amount required under Hydro-Québec's existing methodology.

291

292 **Q. Do you agree with the EUB's modification to its approach?**

293

294 A. No. In my opinion, the expense lag should be zero on the entire return on equity.
295 The Board's imposition of a deemed dividend payout ratio and pattern of dividend
296 payments interferes with a utility's ability to manage its capital structure and
297 payments of dividends from income that belongs to the investor when service is
298 provided.

299

300 For HQD only, using 2006 data, as filed in this application, the increase in cash
301 working capital, based on the global approach and a zero expense lag on equity
302 return, would be \$93.3 million.⁴

303

304 **Q. Why have you provided the global analysis for HQT and HQD in the**
305 **aggregate?**

306

307 A. The methodology approved by the Régie should be equally applicable to both
308 HQT and HQD, not dependent, in each case, upon whether the "above the line"
309 approach produces a higher or lower cash working capital requirement than the
310 global approach. The net impact on rates paid by customers of the approved cash
311 working capital methodology will reflect the aggregate results of the lead/lag
312 studies for HQT and HQD. Hence, the appropriate comparison of the two
313 methodologies is the combined results for HQT and HQD.

⁴ Based on: Depreciation Expense: \$561 million
 Interest Expense 412 million
 Guarantee Fee 26 million
 Return on Equity 255 million

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

314

315 **Q. What did the Régie conclude with respect to the use of a global approach that**
316 **includes all financial items in the cash working capital calculation when it**
317 **reviewed Gaz Metro’s and Gazifère’s “above the line” operating expense**
318 **methodology?**

319

320 A. In D-99-11 (Gaz Metro), the Régie concluded,

321

322 “Suite à l’analyse de la preuve soumise, la Régie est d’avis que seules les
323 dépenses d’exploitation devraient être prises en compte dans le calcul du
324 fonds de roulement. Selon la Régie, l’approche globale surestime les
325 besoins en considérant non seulement les flux monétaires reliés au service
326 de distribution mais en tenant compte également du rendement sur équité
327 et du réinvestissement qui favorisent davantage les actionnaires. Une étude
328 *lead-lag*, selon la méthodologie dite globale, augmenterait de façon
329 significative les besoins en fonds de roulement, sans toutefois donner
330 l’assurance qu’un tel résultat refléterait bien la réalité. La Régie considère
331 qu’il est préférable de limiter l’analyse de l’étude *lead-lag* aux seuls
332 postes comptables directement reliés au service lui-même. De plus, la
333 Régie note que peu de jurisprudence a été édictée à ce sujet jusqu’à
334 maintenant.”

335

336 In D-2001-55 (Gazifère), the Régie stated,

337

338 “La Régie, dans sa décision, tient compte de la réflexion de l’auteur
339 Bonbright à l’effet que toute méthode produit des résultats approximatifs
340 et que l’objectif est d’en arriver à déterminer un montant qui soit
341 raisonnable, sans pour autant que le raffinement recherché n’entraîne des
342 coûts plus élevés que les bénéfices qui en découlent :

343

344 *« None of the methods for calculating the working capital*
345 *allowance will produce a result that is precisely correct. The*
346 *purpose of the calculation should be to arrive at an amount that is*
347 *reasonable and contains no obvious defects, and which is not so*
348 *time-consuming to compute that the cost exceeds the benefit. »*

349

350 La Régie accepte la démonstration du distributeur à l’effet que la dépense
351 d’amortissement est un élément valide de la méthode globale.
352 L’amortissement ne génère pas de déboursé, cependant la récupération de
353 la dépense d’amortissement est reportée pour la durée du délai relatif au

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

354 revenu. Entre-temps, les investisseurs continuent de fournir les fonds pour
355 une certaine partie de la dépense d'amortissement.

356
357 En ce qui concerne l'inclusion des intérêts sur la dette et des dividendes
358 propose par OC/ACEF, la Régie considère que ces paiements sont faits à
359 même les fonds qui appartiennent aux investisseurs et relèvent de mode de
360 financement pris en compte dans la structure du capital. Si on devait
361 considérer que les délais de paiement des intérêts et des dividendes
362 constituent une source de fonds, il faudrait aussi, selon la Régie,
363 considérer l'ensemble des autres éléments de la structure du capital et
364 donc ultimement examiner le bien-fondé ou non de la méthode globale.

365
366 La Régie considère qu'il ne serait pas approprié d'ordonner à Gazifère de
367 recourir à la méthode globale. Cette méthode introduit, selon la Régie,
368 certaines complexités qui n'ont pas été pleinement étudiées.

369
370 La Régie est d'opinion que la preuve déposée n'est pas suffisante pour
371 justifier un changement de méthodologie aussi fondamental dans le calcul
372 du fonds de roulement. La méthodologie actuelle ayant l'avantage d'être
373 éprouvée, il revenait à l'intervenante OC/ACEF de démontrer, de façon
374 convaincante, que celle-ci n'est plus adaptée. De l'avis de la Régie, cette
375 démonstration n'a pas été faite. La Régie considère qu'il ne serait pas
376 approprié de retenir la méthode suggérée par OC/ACEF.”

377

378 In sum, the Régie rejected the global approach in both cases.

379

380 Q. In R-3549-2004, during direct examination, Mr. Drazen suggested that the cash
381 working capital approach he is proposing represents an evolutionary step (that is,
382 the “new” way of calculating cash working capital). Do you agree?

383

384 A. No. I see no evidence that regulators have been gravitating in recent years toward
385 Mr. Drazen's methodology. The choice of methodology is a matter of principle.
386 An “above the line” methodology, which is relied upon by the preponderance of
387 Canadian regulators, reflects the view that the components of return on rate base
388 should not be included in the calculation of cash working capital.

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

389

390 The National Energy Board stated in its Reasons for Decision, Westcoast
391 Transmission, August 1986,

392

393 “With regard to the payment of interest on long-term debt and preferred
394 share dividends, the Board is of the opinion that these items, which are not
395 a function of operations but of the financing of the Company, are
396 components of the rate of return. Furthermore, they relate to contractual
397 obligations entered into between Westcoast’s shareholders and the
398 Company’s other investors. As such, they do not involve the day-to-day
399 operations of the Company, and do not properly belong in the calculation
400 of the cash working capital allowance.” (National Energy Board, Reasons
401 for Decision, Westcoast Transmission Company Limited, August 1986.)”
402

403 Similarly, one of the most recent decisions cited by Mr. Drazen in his response to
404 the Régie’s Information Request No. 1, 2.2 (R-3549-2004, dated January 21,
405 2005) stated,

406

407 “PacificCorp sponsored a lead-lag study which indicated a net revenue lag
408 of 8.5 days in Wyoming resulting in a cash working capital requirement of
409 \$8.1 million allocated to Wyoming. (PacificCorp Exhibit 43, p. 5.) Both
410 AARP and WIEC proposed that the study should recognize a cash ‘lead’
411 in connection with the payment of preferred stock dividends and interest
412 on long term debt. WIEC stated that two commissions had adopted such a
413 proposed adjustment. (Tr., pp. 386, 424 and 852.) PacificCorp opposed
414 the adjustment, arguing, inter alia, that these monies should not be
415 recognized in a cash working capital calculation and that, if they were,
416 there should be a corresponding adjustment for the lag involved in the
417 receipt of operating income, noting that the ‘common practice is to assume
418 that these adjustments are offsetting’ and should be ignored for rate
419 making purposes. (PacificCorp Exhibit 43, pp. 7-8; and FERC NOPR
420 cited there.)
421

422 We reject the proposed adjustment. Although we will not indulge in
423 comparative rate making in this case, we note that only two regulatory
424 commissions have adopted a WIEC/AARP-type adjustment. We consider
425 the money received by a utility for preferred stock dividends and interest
426 on long term debt to be the utility’s money at that point rather than rate
427 payer money which could be justified theoretically as useful in the
428 calculation of cash working capital. Therefore, and without a

HYDRO-QUÉBEC INC.
Testimony of Kathleen C. McShane

429 corresponding operating income ‘lag,’ the proposed adjustment would
430 distort the company’s cash working capital needs and should be denied.”⁵
431

432 **Q. Are you aware of any regulators in Canada that have recently accepted Mr.**
433 **Drazen’s approach to estimating cash working capital?**

434

435 A. No. There are only, to my knowledge, two utilities in Canada that use such an
436 approach; FortisBC and Centra Manitoba. The methodology in both cases has
437 been in place for many years without review; I am aware of no regulatory
438 decision for either in which the approach was discussed. In fact, FortisBC is the
439 only British Columbia utility, to my knowledge, that currently includes interest
440 expense in its lead/lag study; Terasen Gas, the largest investor-owned utility in
441 the Province, does not. The Public Utility Board of Newfoundland and Labrador,
442 in P.U. 14 (2004), declined to adopt Mr. Drazen’s proposed methodology.

443

444 **Q. What is your recommendation to the Régie with respect to the calculation of**
445 **cash working capital for Hydro-Quebec?**

446

447 A. I recommend that the Régie approve a methodology for the determination of the
448 cash working capital allowance that focuses on the “operating” expenses of
449 Hydro-Québec. That allowance will provide a reasonable measure the additional
450 capital provided by investors to sustain day-to-day operations between the time
451 services is provided and payment received. A global approach that considers all
452 elements of the revenue requirement, including interest, return on equity and
453 depreciation is, nevertheless, valid. It would be unreasonable, however, to
454 measure the cash working capital using only those financial items for which a net
455 lead applies, to the exclusion of those whose recovery in rates is characterized by
456 a net lag. If the funds that have been supplied by investors are to explicitly be
457 taken into account in the cash working capital allowance, they should be
458 accounted for in their entirety.

⁵ Wyoming Public Service Commission, PacificCorp, Docket No. 20000-ER-03-198, February 28, 2004.

Kathleen McShane is a Senior Vice President and senior consultant with Foster Associates, Inc., where she has been employed since 1981. She holds an M.B.A. degree in Finance from the University of Florida, and M.A. and B.A. degrees from the University of Rhode Island. She has been a CFA charterholder since 1989.

Ms. McShane worked for the University of Florida and its Public Utility Research Center, functioning as a research and teaching assistant, before joining Foster Associates. She taught both undergraduate and graduate classes in financial management and assisted in the preparation of a financial management textbook.

At Foster Associates, Ms. McShane has worked in the areas of financial analysis, energy economics and cost allocation. Ms. McShane has presented testimony in more than 150 proceedings on rate of return and capital structure before federal, state, provincial and territorial regulatory boards, on behalf of U.S. and Canadian telephone companies, gas pipelines and distributors, and electric utilities. These testimonies include the assessment of the impact of business risk factors (e.g., competition, rate design, contractual arrangements) on capital structure and equity return requirements. She has also testified on various ratemaking issues, including deferral accounts, rate stabilization mechanisms, excess earnings accounts, cash working capital, and rate base issues. Ms. McShane has provided consulting services for numerous U.S. and Canadian companies on financial and regulatory issues, including financing, dividend policy, corporate structure, cost of capital, automatic adjustments for return on equity, form of regulation (including performance-based regulation), unbundling, corporate separations, stand-alone cost of debt, regulatory climate, income tax allowance for partnerships, change in fiscal year end, treatment of inter-corporate financial transactions, and the impact of weather normalization on risk.

Ms. McShane was principal author of a study on the applicability of alternative incentive regulation proposals to Canadian gas pipelines. She was instrumental in the design and preparation of a study of the profitability of 25 major U.S. gas pipelines, in which she developed estimates of rate base, capital structure, profit margins, unit costs of providing services, and various measures of return on investment. Other studies performed by Ms. McShane include a comparison of municipal and privately owned gas utilities, an analysis of the appropriate capitalization and financing for a new gas pipeline, risk/return analyses of proposed water and gas distribution companies and an independent power project, pros and cons of performance-based regulation, and a study on pricing of a competitive product for the U.S. Postal Service. She has also conducted seminars on cost of capital for regulated utilities, with focus on the Canadian regulatory arena.

1 PUBLICATIONS, PAPERS AND PRESENTATIONS

- “Utility Cost of Capital: Canada vs. U.S.”, presented at the CAMPUT Conference, May 2003.
- “The Effects of Unbundling on a Utility’s Risk Profile and Rate of Return”, (co-authored with Owen Edmondson, Vice President of ATCO Electric), presented at the Unbundling Rates Conference, New Orleans, Louisiana sponsored by Infocast, January 2000.
- “Atlanta Gas Light’s Unbundling Proposal: More Unbundling Required?” presented at the 24th Annual Rate Symposium, Kansas City, Missouri, sponsored by several Commissions and Universities, April 1998.
- “Incentive Regulation: An Alternative to Assessing LDC Performance”, (co-authored with Dr. William G. Foster), presented at the Natural Gas Conference, Chicago, Illinois sponsored by the Center for Regulatory Studies, May 1993.
- “Alternative Regulatory Incentive Mechanisms”, (co-authored with Stephen F. Sherwin), prepared for the National Energy Board, Incentive Regulation Workshop, October 1992.

EXPERT TESTIMONY/OPINIONS

ON

Rate of Return & Capital Structure

Alberta Natural Gas	1994
AltaGas Utilities	2000
Ameren (Central Illinois Public Service)	2000, 2002
Ameren (Illinois Power)	2004
Ameren (Union Electric)	2000 (2 cases), 2002 (2 cases), 2003
ATCO Electric	1989, 1991, 1993, 1995, 1998, 1999, 2000, 2003
ATCO Gas	2000, 2003
ATCO Pipelines	2000, 2003
Bell Canada	1987, 1993
Benchmark Utility Cost of Equity (British Columbia)	1999
Canadian Western Natural Gas	1989, 1998, 1999
Centra Gas B.C.	1992, 1995, 1996, 2002
Centra Gas Ontario	1990, 1991, 1993, 1994, 1996
Direct Energy Regulated Services	2005
Dow Pool A Joint Venture	1992
Edmonton Water/EPCOR Water Services	1994, 2000
Enbridge Gas Distribution	1988, 1989, 1991-1997, 2001, 2002
Enbridge Gas New Brunswick	2000
FortisBC	1995, 1999, 2001, 2004
Gas Company of Hawaii	2000
Gaz Metropolitan	1988
Gazifère	1993, 1994, 1995, 1996, 1997, 1998
Generic Cost of Capital, Alberta (ATCO and AltaGas Utilities)	2003
Heritage Gas	2002
HydroOne	1999, 2000

HYDRO QUÉBEC INC.
Qualifications of Kathleen C. McShane

APPENDIX A

Insurance Bureau of Canada (Newfoundland)	2004
Laclede Gas Company	1998, 1999, 2001, 2002, 2005
Mackenzie Valley Pipeline	2005
Maritimes NRG (Nova Scotia) and (New Brunswick)	1999
Multi-Pipeline Cost of Capital Hearing (National Energy Board)	1994
Natural Resource Gas	1994, 1997
Newfoundland & Labrador Hydro	2001, 2003
Newfoundland Power	1998, 2002
Newfoundland Telephone	1992
Northwestel, Inc.	2000
Northwestern Utilities	1987, 1990
Northwest Territories Power Corp.	1990, 1992, 1993, 1995, 2001
Nova Scotia Power Inc.	2001, 2002, 2005
Ozark Gas Transmission	2000
Pacific Northern Gas	1990, 1991, 1994, 1997, 1999, 2001, 2005
Platte Pipeline Co.	2002
St. Lawrence Gas	1997, 2002
Southern Union Gas	1990, 1991, 1993
Stentor	1997
Tecumseh Gas Storage	1989, 1990
Telus Québec	2001
Terasen Gas	1992, 1994, 2005
TransCanada PipeLines	1988, 1989, 1991 (2 cases), 1992, 1993
TransGas and SaskEnergy LDC	1995
Trans Québec & Maritimes Pipeline	1987
Union Gas	1988, 1989, 1990, 1992, 1994, 1996, 1998, 2001
Westcoast Energy	1989, 1990, 1992 (2 cases), 1993
Yukon Electric Co. Ltd./Yukon Energy	1991, 1993

**EXPERT TESTIMONY/OPINIONS
ON OTHER ISSUES**

<u>Client</u>	<u>Issue</u>	<u>Date</u>
Ontario Electricity Distributors	Stand-Alone Income Taxes	2005
Caisse Centrale de Réassurance	Collateral Damages	2004
Enbridge Gas New Brunswick	AFUDC	2004
Heritage Gas	Deferral Accounts	2004
ATCO Electric	Carrying Costs on Deferral Account	2001
Newfoundland & Labrador Hydro	Rate Base, Cash Working Capital	2001
Gazifère Inc.	Cash Working Capital	2000
Maritime Electric	Rate Subsidies	2000
Enbridge Gas Distribution	Principles of Cost Allocation	1998
Enbridge Gas Distribution	Unbundling/Regulatory Compact	1998
Maritime Electric	Form of Regulation	1995
Northwest Territories Power	Rate Stabilization Fund	1995
Canadian Western Natural Gas	Cash Working Capital/ Compounding Effect	1989
Gaz Metro/ Province of Québec	Cost Allocation/ Incremental vs. Rolled-In Tolling	1984