

**Complément de preuve du Transporteur
à la suite de la décision D-2016-155
de la Régie de l'énergie**

Table des matières

1 Introduction.....5
2 Complément de preuve5

1 Introduction

1 Dans la décision procédurale D-2016-155 rendue par la Régie de l'énergie (la « Régie »)
2 dans le présent dossier, celle-ci note que le MRI proposé par le Transporteur dans sa
3 preuve amendée comporte des caractéristiques similaires au MRI formulé par le
4 Distributeur. Afin d'éviter une possible duplication des efforts des participants au dossier,
5 suite à la scission de son traitement entre le Transporteur et le Distributeur, elle demande
6 de déposer un complément de preuve identifiant :

- 7 • pour les caractéristiques proposées de son MRI, celles qui sont essentiellement
8 identiques à celles déposées par le Distributeur et celles qui sont différentes, et de
9 présenter les arguments à l'appui de ses choix (paragraphe 7) ;
- 10 • la preuve administrée dans le cadre du MRI du Distributeur qui serait pertinente à
11 son MRI, à l'égard des caractéristiques qu'il aura identifiées comme étant similaires
12 (paragraphe 8).

2 Complément de preuve

13 Au tableau 1, le Transporteur présente et justifie les similitudes et les différences entre
14 chacune des caractéristiques des MRI respectifs du Transporteur et du Distributeur ainsi
15 que la preuve pertinente administrée dans le cadre du MRI du Distributeur.

16 Il est à noter que, bien que certaines caractéristiques soient identiques pour les deux
17 divisions, les paramètres précis à établir en phase 3 pourraient être différents afin de refléter
18 les particularités de chacune.

Tableau 1 Comparaison des caractéristiques proposées pour les MRI du Transporteur et du Distributeur

Caractéristique	HQT	HQD	Comparaison	Explication	Preuve pertinente tirée de la preuve administrée par le Distributeur en phase 1
Type de mécanisme	Hybride : formule + COS	Hybride : formule + COS	Identique	Propositions d'un mode de détermination des différentes rubriques de coûts adapté selon leur degré de compatibilité avec la trajectoire dérivée d'une formule I-X et le niveau de contrôle exercé par les divisions sur leurs coûts	<ul style="list-style-type: none"> • HQT-02-01 (Révisé 30.09.16), section B • HQT-03-01 (Révisé 30.09.16), p. 13 (l. 25-26), p.14 (formule) et p. 33 (Tableau A1-1) • HQT-06-02, p. 4 • NS, volume 4, p. 66 (l. 1-25) et p. 67 (l.1-3) • NS, volume 5, p. 164 (l. 23-25) et p.165 (l. 1-7) • Argumentation HQD, p. 15, par. 3.16 • NS, volume 10, p. 34 (l. 1-5)
Méthode de détermination des revenus requis	Plafonnement des revenus	Plafonnement des revenus	Identique	Méthode adaptée au contexte des divisions	<ul style="list-style-type: none"> • HQT-02-01 (Révisé 30.09.16), p.14 (Figure 8) • HQT-03-01 (Révisé 30.09.16), p. 13 (l. 25-26) et p. 33 (Tableau A1-1) • HQT-06-02, p. 11 • Argumentation HQD, p. 15, par. 3.16 et p. 53
Durée	3 ans An 1 : COS («Rebasing») Ans 2 et 3 : MAJ annuelles	3 ans An 1 : COS («Rebasing») Ans 2 et 3 : MAJ annuelles	Identique	Proposition d'une durée suffisante pour identifier, mettre en place et profiter de mesures d'amélioration de la performance et de l'efficacité sans introduire un niveau de risque inacceptable pour les divisions et leurs clients	<ul style="list-style-type: none"> • HQT-02-01 (Révisé 30.09.16), p. 14 (Figure 8) • HQT-03-01(Révisé 30.09.16), p. 14, (l. 4-15) et p. 33 (Tableau A1-1) • HQT-06-01, p. 5 • HQT-06-02, p. 15 • NS, volume 4, p. 57 (l. 1-4), p. 92 (l. 13-25) , p. 93 (l. 1-21), p. 105 (l. 10-25) et p. 106 (l. 1-20) • NS, volume 6, p. 49 (l. 1-25), p. 50 (l. 1-25) et p. 51 (l. 1-15) • Argumentation HQD, p. 17, par. 3.23 à 3.25
Couverture du MRI	Ensemble des coûts (certains étant couverts par voie de formule, d'autres par voie de COS), hormis tous les comptes d'écart et de report	Ensemble des coûts (certains étant couverts par voie de formule, d'autres par voie de COS), hormis tous les comptes d'écart et de report	Identique	Traitement différencié des rubriques de coûts des revenus requis selon le niveau de contrôle exercé par les divisions	<ul style="list-style-type: none"> • HQT-02-01 (Révisé 30.09.16), p. 14 (Figure 8) • HQT-03-01 (Révisé 30.09.16), p. 14-15 et p. 33 (Tableau A1-1) • HQT-04-03 (Révisé 30.09.16), R8.1 • HQT-06-01, p. 5-6 • HQT-06-02, p. 4, 8 et 10 • NS, volume 5, p. 42 (l. 3-5 et 14-25) et p. 43 (l. 1 9), p. 83 (l.16-25), p. 84 (l. 1-18) et p. 117 (l. 2-25) à p. 119 (l. 1-13)
Couverture de la formule I-X	Charges nettes d'exploitation (CNE) avec ajustements pour la croissance des activités, la pérennité (MGA) et les activités récurrentes (hormis les éléments de suivi particulier - coût de retraite et budget spécifique)	Coûts de distribution et de services à la clientèle (incluant notamment amortissement, taxes et frais corporatifs) avec ajustement pour la croissance des activités, hormis : <ul style="list-style-type: none"> • Éléments de suivi particulier aux charges d'exploitation (activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, éléments spécifiques et disposition des CER) • Interventions en efficacité énergétique • Achats de combustible • Rendement sur la base de tarification • Tous les comptes d'écarts et de report 	Similaire (CNE) Différent (amortissement, taxes et frais corporatifs)	<u>Volet CNE</u> Évolution des CNE compatible avec une trajectoire fondée sur une formule I-X <i>Particularité pour le Transporteur : Ajustement pour la pérennité (MGA)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • HQT-02-01(Révisé 30.09.16), p. 10 et 14 (Figure 8) • HQT-03-01 (Révisé 30.09.16), p. 14 et p. 33 (Tableau A1-1) • HQT-04-01 (Révisé 30.09.16), p. 17-18, R8.1 • HQT-06-01, p. 6 • HQT-06-02, p. 4 • NS, volume 5, p. 42, (l. 3-5 et l. 14-25), p. 43 (l. 1-9) et p. 118 (l. 5-21)

Caractéristique	HQT	HQD	Comparaison	Explication	Preuve pertinente tirée de la preuve administrée par le Distributeur en phase 1
Coût du service (COS)	Rendement sur la base de tarification – <u>Volet coût du capital</u>	Rendement sur la base de tarification – <u>Volet coût du capital</u>	Identique	Absence de contrôle sur le coût de la dette qui est fixé par Hydro-Québec ainsi que sur le coût des capitaux propres fixé par la Régie	<ul style="list-style-type: none"> HQTD-02-01 (Révisé 30.09.16), p. 14 (Figure 8) HQTD-03-01 (Révisé 30.09.16), p. 33 (Tableau A1-1) HQTD-04-03 (Révisé 30.09.16), p. 12-13, R8.1, 8.2 et 8.4 HQTD-04-06 (Révisé 30.09.16), p. 4, R1.2 HQTD-06-01, p. 6 HQTD-06-02, p. 4, 8 et 10 HQTD-07-01 NS, volume 4, p. 68 (l. 3-5), p. 75 (l. 17-24), p. 78 (l. 8-9 et 13-25), p. 79 (l. 1-19) et p. 118 (l. 3-9) NS, volume 5, p. 85 (l. 19-25) à p. 88 (l. 1-19) NS, volume 10, p. 73 (l. 16-25) et p. 74 (l. 1-6) Argumentation HQD, p. 43, par. 12.2 à 12.6
	Rendement sur la base de tarification – <u>Volet base de tarification</u>	Rendement sur la base de tarification – <u>Volet base de tarification</u>	Identique	Investissements et mises en service associées rendant l'évolution de la base de tarification incompatible avec une trajectoire dérivée d'une formule I-X. Investissements autorisés par la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie <i>Particularités pour le Transporteur : Investissements et mises en service caractérisés par leur ampleur et leur variabilité.</i>	<ul style="list-style-type: none"> HQTD-02-01 (Révisé 30.09.16), p. 14 (Figure 8) HQTD-03-01 (Révisé 30.09.16), p. 33 (Tableau A1-1) HQTD-04-03 (Révisé 30.09.16), p. 22-23, R13.1 HQTD-04-05 (Révisé 30.09.16), p. 5-6, R2.2 et 2.3 HQTD-04-06 (Révisé 30.09.16), p. 4, R1.2 HQTD-06-01, p. 6 HQTD-06-02, p. 4, 8 et 10 NS, volume 4, p. 68 (l. 3-5), p. 78 (l. 9-13) et p. 93 (l. 23-25) et p. 94 (l. 1-16) NS, volume 5, p. 22 (l. 14-25) à p. 41 (l. 1-23), p. 84 (l. 19-25), p. 85 (l. 1-7), p. 111 (l. 20-25) à p. 115, p. 118 (l. 22-25) et p.119 (l. 1-12) NS, volume 10, p. 27 (l. 5-25), p. 28 (l. 1-23) et p. 74 (l. 7-23) NS, volume 11, p.146 (l. 12-21) Argumentation HQD, p. 9-10, par. 2.32 à 2.40 et p. 43, par. 12.7 et 12.8
	Amortissement, taxes, frais corporatifs et autre élément résiduel ¹	Sans correspondance (amortissement, taxes, frais corporatifs étant assujettis à la formule I-X)	Différent	Éléments conditionnés en tout ou en partie par la base de tarification dont l'évolution, pour le Transporteur, est incompatible avec une trajectoire dérivée d'une formule I-X.	<ul style="list-style-type: none"> Non applicable
	Éléments de suivi particulier aux CNE (coût de retraite et budget spécifique) et autres éléments résiduels ² .	Éléments de suivi particulier aux charges d'exploitation (activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, éléments spécifiques et disposition des CER)	Similaire	Éléments dont les coûts évoluent selon une trajectoire qui leur est propre et qui diffère de celle dérivée d'une formule I-X.	<ul style="list-style-type: none"> HQTD-02-01 (Révisé 30.09.16), p. 10 et p. 14 (Figure 8) HQTD-03-01 (Révisé 30.09.16), p. 15 et p. 33 (Tableau A1-1) HQTD-04-06 (Révisé 30.09.16), p. 4, R1.1 et 1.2 HQTD-06-01, p. 6 Argumentation HQD, p. 32, par. 8.2
	Sans correspondance	Achats d'électricité, Service de transport (Transporteur), Achats de combustibles Coûts des interventions en efficacité énergétique	Non applicable	Non applicable	<ul style="list-style-type: none"> Non applicable

¹ Élément résiduel : Correspond à l'item « *Autres revenus de facturation interne* » de la rubrique « *Autres charges* » des revenus requis (R-3981-2016, HQT-5, Document 1, p. 3 et HQT-6, Document 3, p.13-14).

² Éléments résiduels : Correspond à l'item « *Achats de service de transport* » de la rubrique « *Autres charges* » (R-3981-2016, HQT -5, Document 1, p.3 et HQT-6, Document 3, p. 5 à 9), à la rubrique « *Facturation externe* » (R-3981-2016, HQT -5, Document 1, p.3 et HQT-6, Document 1, p. 13) et à la rubrique « *Intérêts reliés au remboursement gouvernemental* » (R-3981-2016, HQT -5, Document 1, p.3 et HQT-6, Document 1, p. 13).

Caractéristique	HQT	HQD	Comparaison	Explication	Preuve pertinente tirée de la preuve administrée par le Distributeur en phase 1
	Tous les comptes d'écarts et de report	Tous les comptes d'écarts et de report	Identique	Les CER étant associés aux éléments dont les coûts et revenus peuvent être volatils, imprévisibles et importants, leurs raisons d'être, soit de protéger les divisions et leurs clients à l'égard de leur variabilité, demeurent valables dans le contexte d'un MRI.	<ul style="list-style-type: none"> • HQT-02-01 (Révisé 30.09.16), p. 14 (Figure 8) • HQT-03-01 (Révisé 30.09.16), p. 15 et p. 33 (Tableau A1-1) • HQT-06-01, p. 6 • HQT-06-02, p. 8 • Argumentation HQD, p. 33, par. 8.5 à 8.11 • NS, volume 10, p.63 (l. 6-25) et p. 64 (l. 1-15) • NS, volume 11, p. 141 (l. 24-25) à p. 143 (l. 1-16)
Exogènes	Événements imprévisibles ou exogènes (événements climatiques extrêmes, bris majeurs, décrets gouvernementaux, demandes imprévues de clients, décisions de la Régie, exigences légales et réglementaires (gouvernement et organismes réglementaires), etc.).	Événements imprévisibles ou exogènes (événements climatiques extrêmes, bris majeurs, décrets gouvernementaux, décisions de la Régie, exigences légales et réglementaires (gouvernements et organismes réglementaires), etc.)	Identique	Possibilités d'ajustements afin de prémunir les divisions contre des coûts qu'elles n'auraient pu prévoir, ou sur lesquels elles n'exercent pas de contrôle, et de les protéger d'écarts défavorables qui pourraient compromettre leur santé financière et l'atteinte d'un rendement raisonnable	<ul style="list-style-type: none"> • HQT-02-01 (Révisé 30.09.16), p. 14 (Figure 8) • HQT-03-01 (Révisé 30.09.16), p. 33 (Tableau A1-1) • HQT-06-01, p. 5-6 • HQT-06-02, p. 8 • NS, volume 5, p. 195 (l. 18-25) à p. 197 (l. 1-9) • NS, volume 6, p. 30 (l. 22-25) à p. 32 (l. 1-17) • Argumentation HQD, section 9 • NS, volume 10, p. 64 (l. 21-25) et p. 65 (l. 1-4)
Inflation (I)	Indice combinant l'IPC et le taux de croissance des salaires d'HQ	Indice combinant l'IPC et le taux de croissance des salaires d'HQ	Identique	Combinaison de l'IPC (projeté du Canada) et du taux de croissance des salaires d'Hydro-Québec, utilisée actuellement, afin de mieux refléter les particularités, la réalité économique et contractuelle des divisions	<ul style="list-style-type: none"> • HQT-02-01 (Révisé 30.09.16), p. 14 (Figure 8) • HQT-03-01 (Révisé 30.09.16), p. 15, (l. 19-21) • HQT-04-01 (Révisé 30.09.16), R3.1, R3.2 • HQT-04-01-02, R7.1, R7.2 • HQT-06-02, p. 5 • NS, volume 4, p. 124 (l. 21-25), p. 125 (l. 1-25), p. 126 (l. 15-19) • NS, volume 6, p. 12 à p. 18 (l. 1-4) et p. 59 (l. 5-25, p. 60 (l. 1-25) p. 61 (l. 1-20) • Argumentation HQD, section 5. • NS, volume 10, p. 55 (l. 12-25) à p. 57 (l. 1-2)
Productivité (X)	Jugement de la Régie	Jugement de la Régie	Similaire	Détermination du facteur de productivité X selon l'approche du jugement en se basant sur ses gains d'efficacité historiques et différents exercices de balisage <i>Absence de comparables pour la production d'une étude de productivité multifactorielle ou de balisage pour le Transporteur</i>	<ul style="list-style-type: none"> • HQT-02-01 (Révisé 30.09.16), p. 14 (Figure 8) et section 5 • HQT-03-01 (Révisé 30.09.16), section 5 • HQT-04-03 (Révisé 30.09.16), R12.3, R12.5 • HQT-06-01, p. 5 • HQT-06-02, p. 6 • Argumentation HQD, par. 6.1 à 6.3 • NS, volume 10, p. 57 (l. 3-13) • NS, volume 11, p. 152 (l. 6-20)
Croissance des activités	Croissance des activités de base dérivée des montants de mises en service d'investissements appartenant aux catégories croissance des besoins de la clientèle et maintien et amélioration de la qualité du service	Croissance des abonnements	Différent	Choix d'un facteur de croissance lié aux inducteurs des coûts sujets à la formule I-X respectifs à chacune des divisions <i>Pour le Transporteur, évolution des CNE (exploitation et entretien) en fonction des montants de mises en service d'investissements appartenant aux catégories croissance des besoins de la clientèle et maintien et amélioration de la qualité du service</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Non applicable

Caractéristique	HQT	HQD	Comparaison	Explication	Preuve pertinente tirée de la preuve administrée par le Distributeur en phase 1
Indicateurs de performance	Choix d'un nombre limité d'indicateurs de performance aux fins du partage des écarts de rendement	Choix d'un nombre limité d'indicateurs de performance aux fins du partage des écarts de rendement	Identique	Proposition, en phase 3, d'un nombre restreint d'indicateurs, parmi ceux déjà retenus par la Régie selon les critères suivants : <ul style="list-style-type: none"> mesurer des dimensions en lien avec la définition de la performance pour chacune des divisions ; être sous le contrôle de la division ; et être facilement mesurables. Détermination d'une cible de performance et d'une pondération pour chaque indicateur Calcul d'un indice de performance global Partage des écarts de rendement en fonction du résultat de l'indice de performance global	<ul style="list-style-type: none"> HQTD-02-01 (Révisé 30.09.16), p. 14 (Figure 8) et section 6 HQTD-03-01 (Révisé 30.09.16), section 3.3 HQTD-06-02, p. 12 NS, volume 6, p. 23 (l. 18-25), p. 24 (l. 1-15) et p. 45 (l. 4-24) Argumentation HQD, par. 14.1 à 14.8, 14.13 NS, volume 10, p. 76 (l. 23-25) à p. 78 (l. 1-8) NS, volume 11, p. 160 (l. 10-15)
Partage des écarts de rendement	Ajustement aux modalités du MTÉR aux fins d'un arrimage avec le MRI	Ajustement aux modalités du MTÉR aux fins d'un arrimage avec le MRI	Identique	Proposition d'un mécanisme de partage des écarts de rendement, en complément au MRI, favorisant la recherche de gains d'efficacité et visant une réduction des coûts profitable à la fois aux consommateurs et à chacune des divisions. Révision des modalités du MTÉR pour en assurer l'arrimage au nouveau cadre réglementaire des divisions	<ul style="list-style-type: none"> HQTD-02-01 (Révisé 30.09.16), p. 14 (Figure 8) et section 6 HQTD-03-01 (Révisé 30.09.16), section 3.3.3 HQTD-04-01-02, R8.1, R8.2 NS, volume 6, p. 47 (l. 9 à 20) Argumentation HQD, par 14.9 et 14.14 NS, volume 10, p. 35 (l. 1-7) NS, volume 11, p. 159 (l. 8-12)
Processus réglementaire	Année 1 : dossier tarifaire complet sur la base du COS Ans 2 et 3 : Mise à jour annuelle des données nécessaires à la révision des tarifs par voie de consultation Maintien de l'examen des rapports annuels par suivi administratif Maintien du processus d'autorisation des projets d'investissement	Année 1 : dossier tarifaire complet sur la base du COS Ans 2 et 3 : Dépôt d'un « Dossier annuel » limité aux données nécessaires à la révision des tarifs par voie de consultation Maintien de l'examen des rapports annuels par suivi administratif Maintien du processus d'autorisation des projets d'investissement	Identique	Proposition d'un processus réglementaire allégé pour l'établissement des tarifs des divisions sans « fermeture réglementaire » ni nouvelles étapes réglementaires	<ul style="list-style-type: none"> HQTD-03-01 (Révisé 30.09.16), section 3.5 HQTD-04-01 (Révisé 30.09.16), R1.1.1 HQTD-04-01-02, R2.1 et R2.2 (l. 2-5) HQTD-06-02, p. 14 NS, volume 4, p. 60 (l. 23-25) à p. 62 (l. 1-11), p. 90-91 NS, volume 5, p. 149 (l. 5-25), p. 150 (l. 1-3) et p. 217 (l. 10-24) Argumentation HQD, p. 14, par. 3.12 et section 15 NS, volume 10, p. 36 (l. 2-11 et l. 22-25) et p. 78 (l. 9-18) NS, volume 11, p. 156 (l. 23-25) à p. 158 (l. 1-14)
Renouvellement	Avant l'expiration du terme, dépôt d'une demande visant la poursuite du MRI existant ou les modifications aux paramètres ou à la structure du MRI	Retour au COS pour l'année suivant les trois années du MRI permettant, au besoin, de revoir les paramètres et bonifier le MRI	Identique	Proposition d'un processus de renouvellement ou de modification du MRI avant l'entrée en vigueur d'un second terme débutant par une année de <i>rebasings</i>	<ul style="list-style-type: none"> HQTD-04-01 (Révisé 30.09.16), R6.1 HQTD-04-01-02, R3.1 et R 3.2 NS, volume 6, p. 75 (l. 13-25), p. 76 (l. 1-7)
Clause de sortie	Possibilité de révision ou d'interruption du plan si écarts de rendement supérieurs ou inférieurs à un certain nombre de points de base	Possibilité de révision ou d'interruption du plan si écarts de rendement supérieurs ou inférieurs à un certain nombre de points de base	Identique	Révision ou interruption possible du MRI advenant un écart de rendement des capitaux propres supérieur ou inférieur à un certain nombre de points de base Protection des divisions et de leurs clientèles d'effets induits liés à la conception ou survenant en cours d'exercice du MRI	<ul style="list-style-type: none"> HQTD-02-01 (Révisé 30.09.16), p. 14 (Figure 8) HQTD-03-01 (Révisé 30.09.16), p 16, (l. 1 à 5) HQTD-04-01 (Révisé 30.09.16), R1.3 Argumentation HQD, section 16 NS, volume 10, p. 78 (l. 19-25) et p. 79 (l. 1-3)

**Témoignage de
MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley
de Concentric Energy Advisors sur les
caractéristiques des MRI du Transporteur et du
Distributeur d'électricité**

PERFORMANCE BASED REGULATION RECOMMENDATIONS

PREPARED FOR:
HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION AND HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

R-3897-2014

BEFORE THE: RÉGIE DE L'ÉNERGIE

OCTOBER 26, 2015, REVISED FEBRUARY 10, 2016



© 2015 Concentric Energy Advisors, Inc.

All rights reserved.

www.ceadvisors.com



TABLE OF CONTENTS

Section 1: Introduction	1
Section 2: Determining the Appropriate MRI for HQD and HQT	3
A. Goals of the MRI	3
B. Current Form of Regulation for HQD and HQT	3
C. PBR	5
Section 3: MRI for HQD	7
A. HQD's Specific Characteristics and MRI	7
B. Recommended Approach for HQD	12
C. Treatment of Autonomous Networks	15
Section 4: MRI for HQT	16
A. HQT's Specific Characteristics and MRI	16
B. Recommended Approach for HQT	21
Section 5: Productivity Study	23
A. Methodologies to Determine "X"	23
B. Recommendation	25
Section 6: ESM and SQI	26
A. ESM	26
B. Service Quality Indicators	26
C. SQI and the ESM	27
Section 7: Regulatory Process and Filing Requirements for the MRI	28
A. Regulatory Process and Streamlining	28
B. Reporting Under the Proposed MRI	29
Section 8: Conclusions and Summary of Recommendations	30

This report was authored by James M. Coyne and Robert Yardley.



TABLE OF FIGURES

Figure 1: HQD Percent Change: MWh and Customers	7
Figure 2: HQD 2016 Revenue Requirement	8
Figure 3: HQD CAPEX and PP&E Placed in Service (2005-2018)	9
Figure 4: HQD Amortization 2005-2016	10
Figure 5: HQD Envelope Expenses vs. Inflation (Index 2005 = 100)	11
Figure 6: HQD Envelope Expenses vs. Inflation (Index 2013 = 100)	11
Figure 7: HQD Full Time Equivalent Employees	12
Figure 8: HQD Proposed Plan Parameters	14
Figure 9: HQT 2016 Revenue Requirement	17
Figure 10: HQT CAPEX and PP&E Placed in Service (2005-2018)	18
Figure 11: HQT Amortization 2007-2016	19
Figure 12: HQT OPEX vs. Inflation (Index 2007 = 100)	20
Figure 13: HQT OPEX vs. Inflation (Index 2012 = 100)	20
Figure 14: HQT Proposed Plan Parameters	22



SECTION 1: INTRODUCTION

Concentric Energy Advisors (“Concentric”) has prepared this evidence to address the requirements of the Régie de l’énergie (“Régie”) for Phase 1 of a three-phase proceeding to establish a mécanisme de réglementation incitative (“MRI”) to ensure the realization of efficiency gains for Hydro-Québec Distribution (“HQD”) and Hydro-Québec TransÉnergie (“HQT”).

Phase 1 addresses three issues:

- 1) Interpretation of Article 48.1 of the Act respecting the Régie de l’énergie (the “Act”), as decided by the Régie on October 7;
- 2) Characteristics and operational objectives of the MRI; and
- 3) Treatment of non-integrated or “autonomous” networks within the MRI framework (inclusion or non-inclusion).

This evidence addresses items (2) and (3). With respect to item (2), the Régie further clarified that it seeks evidence on the type of MRI that is applicable to HQD and HQT, the specific characteristics or elements of each MRI, identification of performance indicators, and the sharing of cost reductions between customers and the shareholder.¹

The objective of Phase 1 is to identify the basic MRI methodology that is appropriate for HQD and HQT, to allow the development of more detailed parameters in Phases 2 and 3, without attempting to define the precise MRI within a single regulatory proceeding. Many jurisdictions pursue Performance-Based Regulation (“PBR”)² in stages in order to proceed in a measured way and reflect the experiences gained in successive programs.³

A fundamental issue to be addressed in Phase 1 is whether the same or different type of MRI is appropriate for HQD and HQT. There are alternative types of MRIs, and this initial phase is necessary before focusing on the specific parameters and other implementation details in subsequent phases. For example, the Régie will decide at the end of Phase 1 whether it is necessary to perform a productivity study (Phase 2) to inform the determination of an “X-factor” as one of the specific MRI parameters to be determined in Phase 3. Phase 3 will establish the precise MRI for HQD and HQT, including the definition of each of the many elements of an MRI, service quality and performance metrics and financial impacts, and any changes to the Earnings Sharing Mechanism (“ESM” or “MTÉR”) that may be appropriate.

Concentric’s evidence is presented in 8 sections, following this Introduction. Section 2 provides background and context for Phase 1, building upon the work that has been

¹ D-2015-103, R-3897-2014, paragraph 23.

² PBR and MRI are used interchangeably.

³ For example, Ontario is implementing its “Fourth Generation Incentive Regulation” for its electric distributors.



performed by Elenchus Research Associates, Inc. on behalf of the Régie (the “Elenchus Report”).⁴ Section 2 also presents criteria for selecting the type of MRI for HQD and HQT and the regulatory requirements necessary to implement the MRI in an efficient manner. Section 3 applies these criteria to the particular circumstances for HQD to recommend an MRI approach for HQD, and addresses the treatment of HQD’s autonomous networks. Section 4 presents the recommendations for an MRI approach for HQT. Section 5 focuses on the question of whether a productivity study is required to establish parameters for the HQD and HQT MRI. Section 6 addresses cost sharing through an ESM, service quality metrics, and the potential relationship between these two MRI elements. Section 7 discusses filing requirements under the proposed MRI for each division. Finally, Concentric summarizes its conclusions and recommendations in Section 8.

⁴ “Performance Based Regulation: A Review of Design Options as Background for the Review of PBR for Hydro-Québec Distribution and Transmission Divisions,” January, 2015.



SECTION 2: DETERMINING THE APPROPRIATE MRI FOR HQD AND HQT

The MRI for HQD and HQT must satisfy the requirements of Article 48.1 as discussed in this section. Article 48.1 identifies three objectives: a service quality objective, a cost reduction objective, and a regulatory process (i.e., streamlining) objective. These objectives are interrelated and achieving them requires an understanding of the current regulatory regime. This section provides a brief overview of the current form of regulation for HQD and HQT, as well as an overview of PBR and its various forms and the specific issues pertaining to HQD and HQT.

A. GOALS OF THE MRI

The goals of the MRI are specified by Article 48.1 of the Act:

48.1 The Régie shall establish a PBR to ensure efficiency gains by the electric power distributor and the electric power carrier.

The regulation must pursue the following objectives:

- 1) continuous improvement of performance and service quality;
- 2) cost reduction that is beneficial to both consumers and the distributor or carrier; and
- 3) streamlining of the process by which the Régie fixes or modifies the rates the electric power carrier and electric power distributor charge consumers or a class of consumers.

The Régie issued a decision on October 7, 2015, indicating that these three objectives are “exhaustive” but that the Régie will interpret these objectives broadly and liberally.⁵

B. CURRENT FORM OF REGULATION FOR HQD AND HQT

HQD and HQT currently operate under cost-of-service regulation with rates established for a one-year period based on a forward-looking test year. The ratemaking methodology includes a parametric formula that applies to operating expenses (“OPEX”), variance accounts that apply to expenses that are beyond the control of HQD and HQT, and deferral accounts that accommodate differences between the time an expense is incurred and its inclusion in rates. HQD and HQT provide an annual forecast of proposed capital expenditures (“CAPEX”) that is reviewed and authorized by the Régie, and specific filings for larger projects. CAPEX are included in rate base after property, plant and equipment (“PP&E”) are put in service. The Régie approved a MTÉR in D-2014-033 that was suspended until the province of Québec’s budget equilibrium is achieved.

⁵ D-2015-169, R-3897-2014.



HQD has an obligation to serve all customers that request electricity service and all customers of the same category across the province pay the same rate for electricity, including customers served by autonomous networks.

HQD and HQT also present the results of service quality indicators (“SQI”) that were established through a stakeholder process and approved by the Régie⁶ in their respective rate cases and annual reports submitted to the Régie. This “scorecard” approach tracks performance through a number of indicators.

In addition, HQD and HQT file the results of their benchmarking activities in their annual rate case.

As the Régie considers a transition to an MRI, it is important to note that the current regime already incorporates elements that promote efficiency gains. In fact, the existing parametric formula explicitly applies a productivity factor to OPEX:

$$\text{OPEX}_t = [(\text{OPEX}_{t-1} - \text{Specifically Tracked Items}_{t-1}) + \text{Inflation} - \text{Efficiency} + \text{Growth}] + (\text{Specifically Tracked Items})_t$$

The productivity or “efficiency” factor represents a targeted gain in efficiencies that is provided to customers at the outset of the plan and reflected in the rates that they will pay whether or not the utility realizes these efficiencies. The inflation factor is intended to capture increases in wages and the costs of other elements of OPEX. The growth factor provides for an increase of required OPEX to cover the incremental costs either of increased customer accounts in the case of HQD or network upgrades to accommodate growth or to maintain quality of service for HQT. Finally, the “specifically tracked items” reflect anticipated increases (or decreases) for specific line item expenses that are not dependably addressed through the formula because they are largely beyond the control of HQD and HQT or elements for which specific budget approval are needed.

HQD and HQT customers have benefitted from significant cost reductions over the years under this regime. The cumulative OPEX efficiency gains integrated in rates by HQT between 2008 and 2014 amount to \$126.7M.⁷ In addition, CAPEX efficiency gains that reduce the amortized cost of PP&E put in service have also been remitted to customers through rates. HQD has achieved cumulative efficiency gains of \$398M⁸ since 2008 through various efforts, including the smart meters project and a 23% reduction in its workforce from 2008 levels.⁹ New MRI programs for HQD and HQT must recognize that future gains will be progressively more challenging as costs are rebased to reflect these prior gains and as opportunities for efficiency gains become less easily achievable.

⁶ D-2008-019 (HQT); D-2006-34 (HQD).

⁷ R-3903-2014 HQT-03-01; D-2015-017.

⁸ R-3933-2014 HQD-01-01.

⁹ R-3933-2014 HQD-01-01.



C. PBR

PBR is an alternative to traditional cost-of-service regulation and is primarily intended to provide the utility with an incentive to operate more efficiently, without diminishing the quality of service.¹⁰ It achieves this objective by weakening the link between costs and rates for the term of the MRI plan and by measuring service quality. PBR provides an opportunity for the utility to improve its ROE until rates are rebased at the end of the plan. Prices during the first year of the MRI are typically based on cost-of-service principles and adjusted in each subsequent year based on the specific MRI methodology. These methodologies typically distinguish between factors that are reasonably within the control of the utility and exogenous factors that are beyond the utility's control. MRIs also include various features that allocate the efficiency gains between shareholders and customers, either upfront in the rates, or at the end of the MRI through rebasing or through an ESM.

The link between service quality and PBR is thought to be necessary in order to preclude a utility from sacrificing service quality in order to achieve and retain a portion of earnings attributable to efficiency gains. This linkage can work in the opposite direction as well under an MRI. For example, efforts to either improve or simply maintain service quality can result in an increase in costs that will eventually be reflected in rates.

As noted in the Elenchus Report, there are several different types of MRIs. These include traditional "I-X" formulas, and "building block" approaches that are based on a forward-looking business plan. Each type is comprised of several defining elements (e.g., the term of the plan, the formula for adjusting prices, treatment of factors beyond the utility's control, an ESM, etc.) and these elements require a determination of parameters that reflect utility-specific facts and circumstances (e.g., the establishment of "I" and "X" if an I-X approach is adopted). The term of an MRI is a key design element as a longer period provides the utility with a greater incentive and opportunity to make investments or modify business processes to produce efficiency gains. Longer terms also create greater risk for the utility and consumers that rates will deviate substantially from costs and potentially impact the financial risk of the company with a resulting impact on ROE. Even though PBR typically breaks the direct link between costs and rates, cost of service remains a periodic reasonableness check for rebasing subsequent programs.

Phase 3 of this proceeding will focus on the specific design elements and parameters. One of the more challenging decisions to be made is an assessment of the opportunity for future efficiency gains, the costs to achieve these gains, any potential impact on service quality, and the ability of the utilities to earn their allowed returns. As discussed in Section 5, there are alternative ways to estimate future efficiency opportunities, each with respective strengths and weaknesses.

The fact that HQD and HQT are Crown Corporations warrants special consideration as these organizations are typically accountable to a broader mandate in addition to their core utility

¹⁰ The first objective of Article 48.1 calls for "continuous improvement of performance and service quality," suggesting an even higher standard in Québec.



responsibilities than their investor-owned counterparts. Additionally, HQD and HQT are regulated as low-risk utilities, with the lowest equity ratios and allowed ROEs in Canada. Their shareholder, the Government of Québec, relies on the income from HQD and HQT to support the government budget. Any changes to the form of regulation and the choices of the parameters must be determined in light of this reality.

Different types of MRI have been applied in the utility industry, and many were cited in the Elenchus Report. Two of the more common are: the “I-X” approach that was common when MRIs were first introduced in the 1990s; and the building block approach that has been adopted in the United Kingdom, Australia, and more recently Ontario in the form of a “custom IR” plan.¹¹ The evolution of these programs reflects learning in each jurisdiction and recognition that broader policy objectives may be pursued through rate regulation.

There are variations of each type of MRI that reflect differences between the treatment of CAPEX and OPEX. Achievement of policy and other objectives may also be imposed, especially with more mature programs. The elements of different methodologies can also be combined to establish a hybrid model. The question of which of the various types of MRIs are appropriate for HQD and HQT requires an assessment of the particular facts and circumstances of each division. This evidence includes an analysis of the major revenue, cost, and service drivers of each division to determine the degree to which they are within the control of the division, and the factors that might cause them to be higher or lower in the future. For example, HQT’s CAPEX are driven to a large degree by (1) a need to respond to requests from its customers either to connect to the network or for new transmission service, and (2) a need to replace aging infrastructure in a manner that optimizes maintenance expenses and infrastructure replacement.

Indeed, as discussed in Sections 3 and 4, HQD and HQT are significantly different from each other. HQT has a limited number of customers; HQD has nearly 4 million customers with varying consumption profiles. HQT’s business is significantly more capital-intensive than HQD’s, and its capital budget is comprised of larger multi-year projects. HQD produces, transmits and distributes electricity to its autonomous networks. It is necessary to identify the type of MRI for HQD and HQT that reflects the particularities of each division. The following sections outline these differences in greater detail and conclude with recommended frameworks reflecting both these differences and the goals of Article 48.1.

¹¹ A “Custom IR” is one of three incentive regulation models accepted by the Ontario Energy Board (“OEB”) in an October 18, 2012 decision, “Renewed Regulatory Framework for Electricity Distributors: A Performance-Based Approach”.



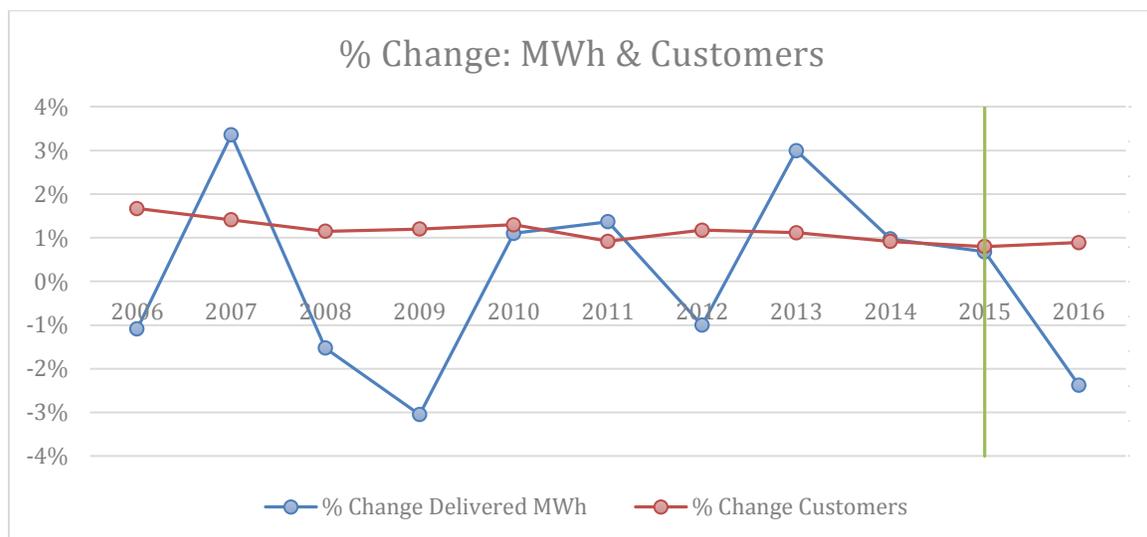
SECTION 3: MRI FOR HQD

The appropriate MRI methodology for HQD is determined by applying the requirements of Article 48.1 to the particular circumstances of HQD. These circumstances include the drivers of HQD’s revenues and costs, including distinctions between factors that are largely within the control of HQD and those that are not for both CAPEX that will impact rate base, amortization, and return as well as operating and other expenses. These circumstances are reviewed in this section, along with a presentation of Concentric’s recommendation. The recommendation addresses the term of the plan, items that can be addressed through a parametric efficiency formula, the treatment of all other items including the treatment of autonomous networks for purposes of the MRI.

A. HQD’S SPECIFIC CHARACTERISTICS AND MRI

HQD’s revenues are influenced by two primary factors: MWh sales and customer growth. The number of customers has been growing at a fairly steady rate of approximately 1% per year for the last eight years. Electricity sales are far more volatile than customer growth, in part because they vary with weather conditions. These data are illustrated below for HQD over the 2006-2014 period and projected through 2016. This suggests that any MRI program tied to an output measure (e.g., sales or customer growth) should be tied to customer growth, with annual adjustments to accommodate for weather and any other factors that contribute to sales volatility.

Figure 1: HQD Percent Change: MWh and Customers



Data Source¹²

¹² Delivered MWh:
2005-2009: Annual Report 2010 HQD-10-02 Table 4



As shown below for 2016, electricity and transmission purchases are the two largest components of HQD's revenue requirements and are not controllable by management. Electricity purchases are recovered through the pass-through mechanism and do not influence earnings.¹³ Similarly, HQD maintains a deferral account to track any differences between projected and actual transmission costs.¹⁴ These expenses, together with fuel costs that are also not controllable by management, comprise more than three-quarters of the HQD's revenue requirement at 77.1%. This limits the potential coverage of an MRI to the remaining cost categories. HQD has varying degrees of control over the remaining 22.9% of expenses that are categorized as "Total Distribution and Client Service costs".

Figure 2: HQD 2016 Revenue Requirement

Revenue Requirement, 2016	\$Millions, CAD	%
Electricity Purchases	\$6,356.3	53.1%
Transmission costs	\$2,783.6	23.3%
Operating Expenses	\$1,260.5	10.5%
Return on Rate Base	\$751.7	6.3%
Amortization	\$616.0	5.1%
Fuel costs	\$88.1	0.7%
Taxes	\$84.0	0.7%
Corporate Expenses	\$30.1	0.3%
Total Revenue Requirement	\$11,970.3	

Source: R-3933-2015, HQD-05-01.

HQD's CAPEX are driven primarily by growth in number of customer accounts and asset maintenance (accounting for 90% of projected capital over the 2015-2018 period). Some of these capital investments are smaller, recurring and more predictable, while others are larger individual projects (for instance, new generation meters). CAPEX fluctuate from year to year depending on economic conditions and customer demand. The drop in 2016 spending reflects the completion of the new generation meters project which began in 2011.

2010-2014: Annual Report 2014 HQD-10-02 Table 5

2015-2016: Company provided data.

Customers:

2005-2006 from HQ 2006 Annual Report; 2007-2010 from HQ 2011 Annual Report

2011-2014 from HQ 2014 Annual Report; 2015-2016 Company provided data.

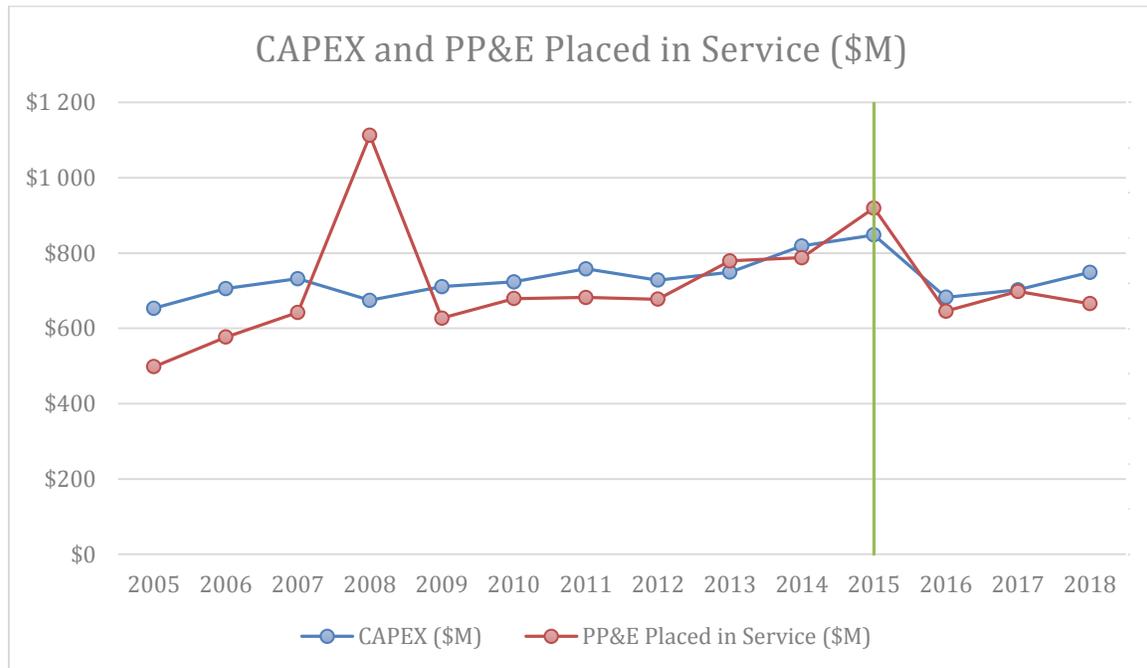
¹³ D-2005-34.

¹⁴ D-2008-24.



In the aggregate, HQD's capital spending followed a relatively smooth path over the past decade and projected through 2018, as seen below.

Figure 3: HQD CAPEX and PP&E Placed in Service (2005-2018)



Data Source¹⁵

Under existing provisions of the *Act* regarding the Régie's regulation of HQD and HQT, the Régie must approve capital additions to rate base.¹⁶ Capital investment is recovered through amortization and the return on rate base. Given the varying timing of initial investment, asset lives and depreciation rates of HQD's assets, the amortization¹⁷ trend is somewhat less smooth, as seen below. Some of the fluctuation is due to special circumstances, e.g., the change in amortization methodology in 2010 caused an increase in the annual amortization expense while the movement to U.S. GAAP in 2015, if authorized by the Régie, would result in a decrease. The following figure shows the amortization expense excluding the amortization related to weather normalization and energy efficiency programs.

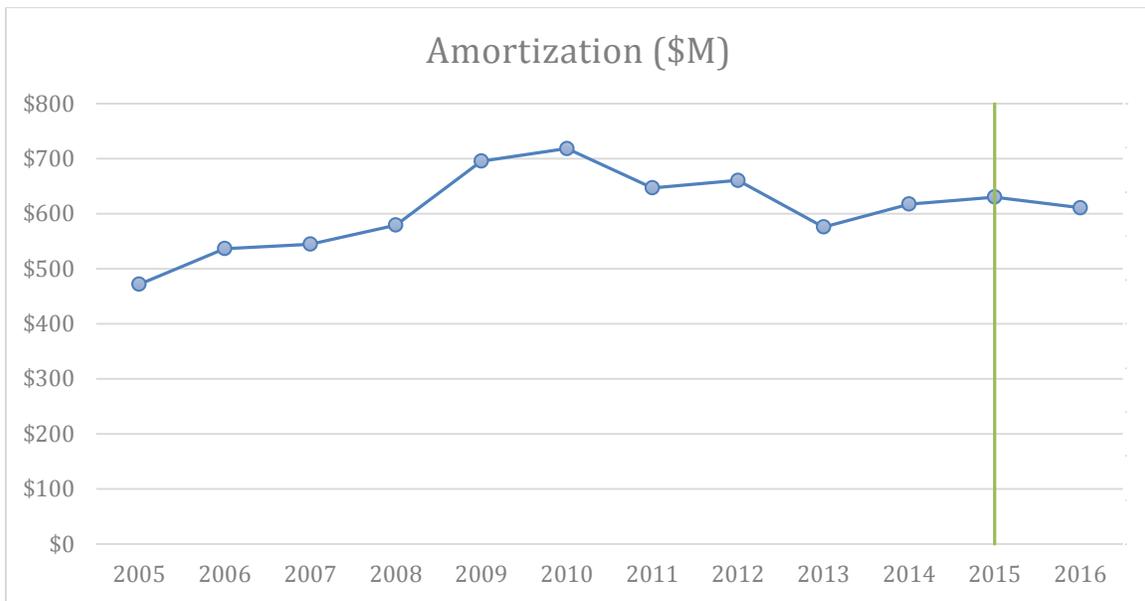
¹⁵ CAPEX: 2005-2009 Company provided data; 2010-2018 HQD-09-05 R-3933-2015;
PP&E: Company provided data.

¹⁶ RLRQ, c. R-6.01, Articles 49 and 73.

¹⁷ Excluding the amortization related to weather normalization and energy efficiency programs.



Figure 4: HQD Amortization 2005-2016



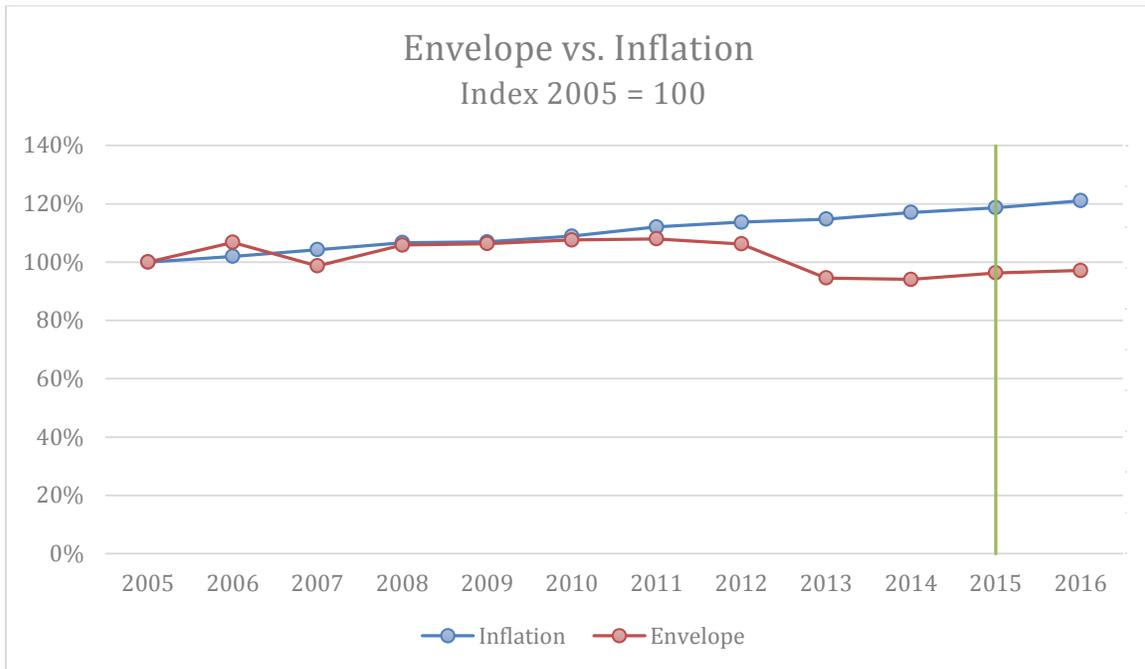
Data Source¹⁸

HQD's OPEX represent 10.5% of revenue requirement for 2016. The majority of OPEX or "Envelope Expenses" has been subject to the parametric formula and considered to be meaningfully within management's general control. Operating Expenses excluded from the Envelope are called "Specifically Tracked Items", and represent around 22% of Operating Expenses. As shown below, HQD has managed these expenses (those covered by the parametric formula) to increase at less than the rate of inflation, especially over the past five years.

¹⁸ Company provided data.

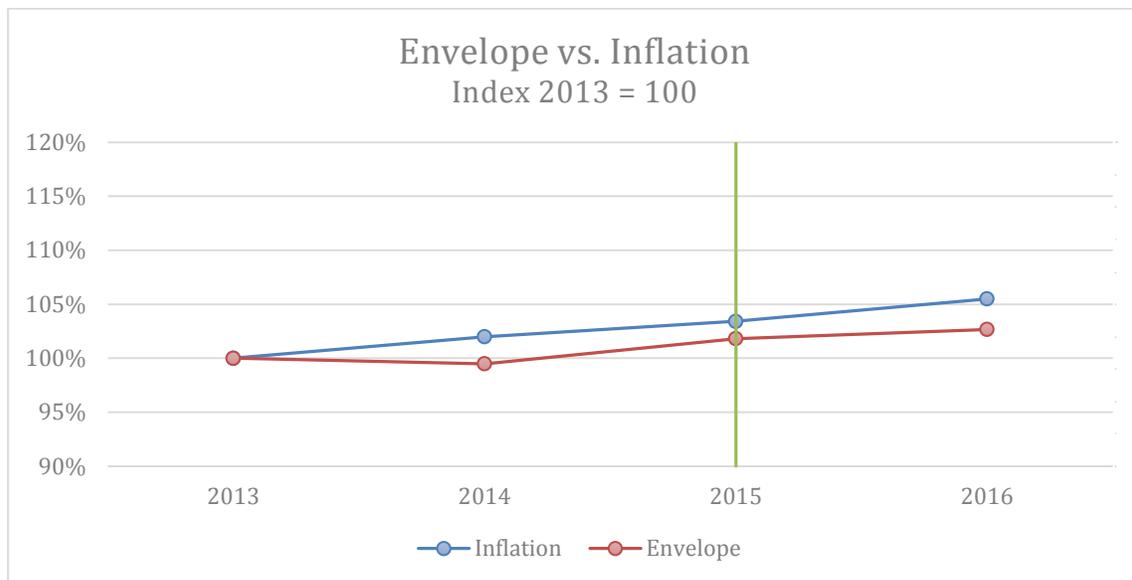


Figure 5: HQD Envelope Expenses vs. Inflation (Index 2005 = 100)



Data Source¹⁹

Figure 6: HQD Envelope Expenses vs. Inflation (Index 2013 = 100)



Data Source²⁰

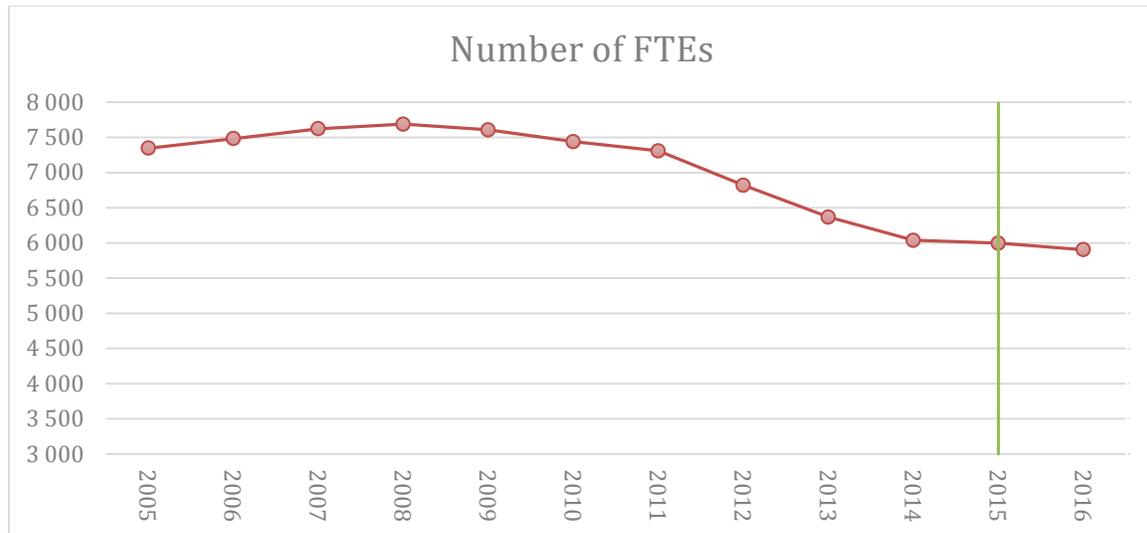
¹⁹ Envelope Expenses: Company provided data;
Inflation: StatCan Canada CPI (R-3934-2015-HQT-09-01).

²⁰ Envelope Expenses: Company provided data;
Inflation: StatCan Canada CPI (R-3934-2015-HQT-09-01).



This has been accomplished with a steady reduction in the company's workforce.

Figure 7: HQD Full Time Equivalent Employees



Data Source²¹

HQD has managed a 23% reduction in its workforce from 2008 levels.²² This substantial decline was accomplished through the implementation of new technologies (the smart meters project) combined with the optimization of HQD's internal processes, but should not be assumed to be sustainable. This is reflected in current rate case (R-3933-2015) as HQD has proposed that it will not be able to achieve efficiency gains in the coming year. The ability to achieve efficiency gains in future years will also be impacted by this recent experience. Nonetheless, HQD's ability to manage costs under its control within the general level of inflation suggests an expansion of the existing parametric formula under an I-X framework may be a workable solution. These trends and characteristics of HQD assist in framing Concentric's recommended approach to an MRI.

B. RECOMMENDED APPROACH FOR HQD

As described above, HQD serves millions of customers with fluctuating loads, and the majority of its expenses are beyond management's direct control. This suggests an MRI approach that both recognizes these distinctions and provides the efficiency incentives envisioned in the goals of Article 48.1. Based on the goals of Article 48.1 and HQD's unique characteristics, Concentric believes that an expansion of the existing parametric formula is a logical evolution of the company's regulatory framework. This I-X approach would

²¹ Company provided data.

²² R-3933-2014 HQD-01-01.



establish a target level of expenses for activities within the control of HQD. The formula would be comprehensive and apply to both operating and capital-related costs, taking into account that electricity, transmission and fuel costs would remain out of the formula. HQD would submit a multi-year filing for the term of the MRI plan.

Under the proposed plan, the “I” and “X” factors would have to be set according to the process adopted by the Régie. An expanded definition of operating costs under management’s control would be included under the formula, and include amortization, taxes and corporate expenses, even though not directly controllable by HQD. Consistent with existing practice and provisions of the *Act* regarding rate base additions, the Régie would continue to review and authorize capital investments less than, and greater than, \$10M as under the existing regulatory framework, and these investments would be placed in rate base when the assets are put in service. On balance, the proposed framework expands on the incentives under the existing formula, retains elements of the parametric formula familiar to both the Régie and HQD, and also responds to the third objective of Article 48.1, a streamlining of the process by which the Régie fixes rates.



The broad parameters of the proposed framework are outlined below.

Figure 8: HQD Proposed Plan Parameters

Plan Feature	Proposed Parameters*
Term	3 forecast rate years
Coverage	OPEX (currently included in the present parametric formula) Corporate expenses Taxes Amortization expenses (excluding weather normalization and Energy efficiency programs)
Capital Plan	Capital projects approved as they are today: greater than \$10M approved on a project-by-project basis; less than \$10M as part of a yearly investment budget.
Exclusions	Specifically Tracked Items (OPEX beyond the control of the Distributor or other specific budgets) Energy efficiency programs (CAPEX) Return on rate base
Revenue Requirement Determination	Indexed-based revenue cap on covered expenses adjusted for customer growth plus exclusions, and adjustments for Y and Z factors
Inflation factor	Weighted combination of the Distributor's labor inflation and Canada's general inflation, similar to current inflation measure
Productivity (X factor)	Estimated with appropriate consideration of HQD's operating circumstances (see the following section)
Variance/Deferral Accounts	Y Factors to allow for annual adjustments in revenue requirements based on those currently recognized by the Régie (e.g., electricity purchases (pass-on), transmission costs, pension costs, weather normalization, fuel cost, etc.)
Earnings Sharing	To be aligned with the overall MRI ratemaking framework and linked to SQI results
Off-Ramp	Yes, expressed as +/-range from allowed ROE
Service Quality Thresholds	Yes, limited number of performance indicators to be linked to earnings sharing
Autonomous Networks	Covered under the I-X formula (as they are today under the parametric formula)
Unanticipated Events	Z Factors to allow for unanticipated/exogenous events outside of management's control

** Some other features, such as a carry-over mechanism, could be evaluated and incorporated in a subsequent term of HQD MRI.*



C. TREATMENT OF AUTONOMOUS NETWORKS

Phase 1 must address the treatment of non-integrated or “autonomous” networks within the MRI framework for HQD. Service to these communities has unique historical, cultural, economic, and environmental “public interest” characteristics that merit attention. These communities are forced to rely on inefficient, expensive, and polluting diesel generation. Thus, service to these remote communities is costly, and is heavily subsidized through the ratemaking process as all HQD customers of the same category pay the same rates. Reducing the cost of service, without adversely affecting the reliability of service or public safety is a worthwhile goal, and improvements to the existing regulatory model (such as an MRI) merit consideration.

There are two possible MRI treatments for autonomous networks:

- 1) **Targeted MRI:** exclude the autonomous networks from the MRI for all other HQD activities and services (requiring separate tracking of expenses, investments, and revenues), and develop a targeted MRI that is focused on the unique circumstances of these networks, including an incentive to reduce pollutant emissions; and
- 2) **Include as an integral component of the HQD MRI:** include all costs and revenues associated with HQD’s services to the twenty-two communities served by autonomous networks as part of the regulatory framework that applies to all other customers will be treated within the new HQD MRI, and thus, subject to the same methodology including the productivity factor.

Concentric recommends that the Régie adopt option 2. It is certainly worthwhile providing HQD with a targeted incentive to reduce the cost of serving these customers. Developing a targeted MRI would potentially accommodate environmental goals within the overall MRI design, but would involve an incremental design and administrative accounting burdens that do not correspond to the relatively minor portion of annual revenue requirements (approximately 1.9%²³) derived from these customers. Therefore, an appropriate initial step is to pursue this objective within the overall HQD MRI mechanism. HQD will have an incentive to pursue efficiencies to serve these customers, as long as the overall MRI framework, which includes an “X” factor, provides a meaningful incentive to achieve efficiencies.

²³ R-3933-2015-HQD-01-04.



SECTION 4: MRI FOR HQT

Similar to HQD, the appropriate MRI methodology for HQT is determined by applying the requirements of Article 48.1 to the particular circumstances of HQT. These circumstances include the drivers of HQT's revenues and costs, including distinctions between factors that are largely within the control of HQT and those that are not for both CAPEX that will impact rate base, amortization, and return as well as operating and other expenses. These circumstances, with particular focus on HQT's CAPEX that comprise the majority of its revenue requirements, are reviewed in this section, along with a presentation of Concentric's recommendation and the reasons why Concentric is proposing a different approach. The recommendation addresses the term of the plan, the manner in which future efficiency gains are built in, and the treatment of all other items.

A. HQT'S SPECIFIC CHARACTERISTICS AND MRI

To accomplish its mission, HQT's business decision process is guided by its fundamental priorities which are to insure public and employee safety, to insure reliability of the network, to provide maximum availability of the network and to achieve an optimal cost equilibrium between OPEX and CAPEX.

HQT's MRI must take into account these priorities with a long-term view based on the capital intensiveness of its business and the life cycle of its PP&E that make up its network.

As a transmission company, HQT has an operating and cost profile that is much different from distribution or integrated utilities due to the capital-intensive nature of transmission. Just over three-quarters of HQT's total annual revenue requirement is directly related to the return on and of capital. The table below illustrates this point.



Figure 9: HQT 2016 Revenue Requirement

Revenue Requirement, 2016	\$Millions, CAD	%
Return on Rate Base	\$1,348.8	42.8%
Amortization	\$1,035.0	32.9%
Operating Expenses	\$742.9	23.6%
Taxes	\$100.4	3.2%
Corporate Expenses	\$32.3	1.0%
Purchase of Transport Service	\$19.1	0.6%
Electricity Purchased	\$15.1	0.5%
Fuel Purchased	N/A	0.0%
Total Revenue Requirement	\$3,149.7	

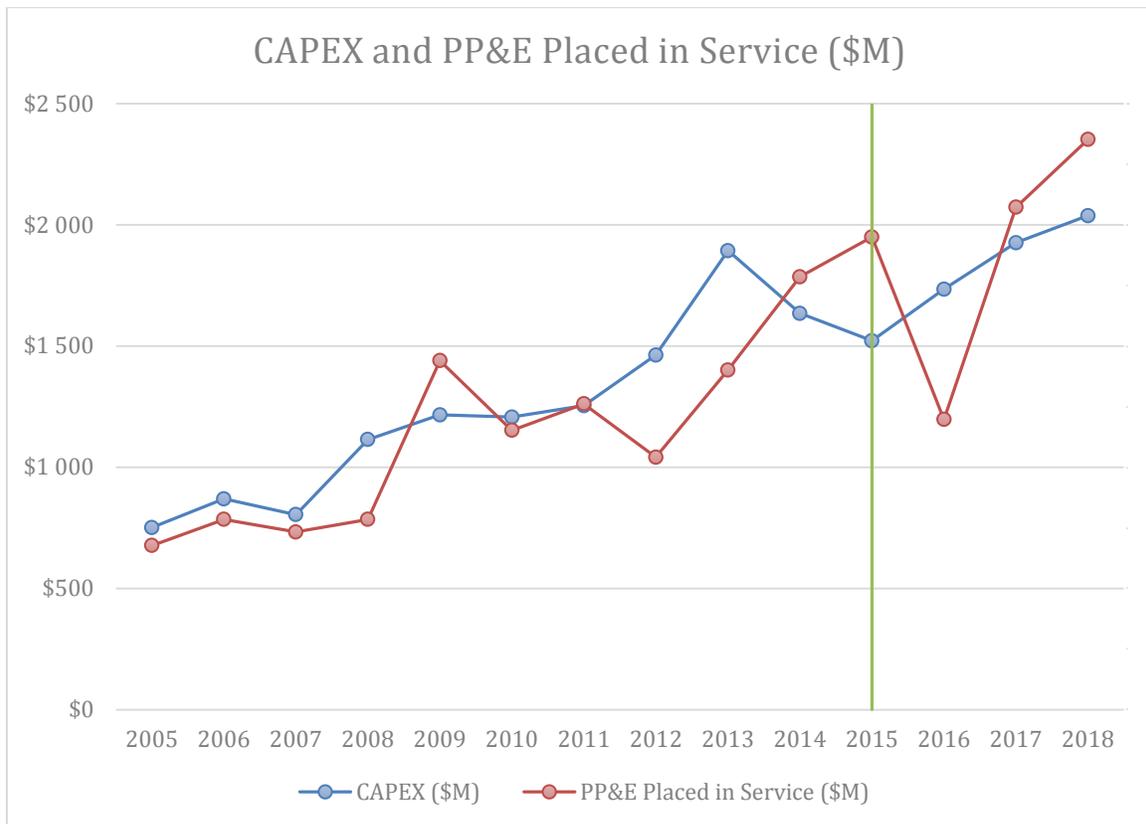
Source: R-3934-2015, HQT-05-01

Thus, the HQT depreciation and amortization expense (the recovery of capital invested), its return on rate base (the return on capital invested) and applicable taxes comprise 78.9% of the company's revenue requirements. This represents a challenge for an MRI program because capital is typically the most difficult expense to accommodate under these programs. CAPEX are often "lumpy", and influenced by large projects over many years and are often dictated by system requirements beyond management's direct control, such as the integration of new generation. These challenges are documented in the Elenchus report, and are present for distribution utilities as well, but even more so for transmission companies, such as HQT, where capital represents the vast majority of its revenue requirements. Concentric is not aware of any North American jurisdiction that has adopted an MRI program for a transmission specific entity. Where capital expenditures are large and uneven, a typical I-X program would be a poor fit. This suggests that the Régie should give very careful consideration to HQT's specific characteristics in choosing an MRI.

HQT's CAPEX are driven by a combination of: replacement of its aging infrastructure, growth in customer demand or integration of new generation resources, improvements in service quality, or external requirements (e.g., NERC or governmental regulations). Total CAPEX and related PP&E put in use vary considerably from year-to-year, depending on the mix of projects.



Figure 10: HQT CAPEX and PP&E Placed in Service (2005-2018)



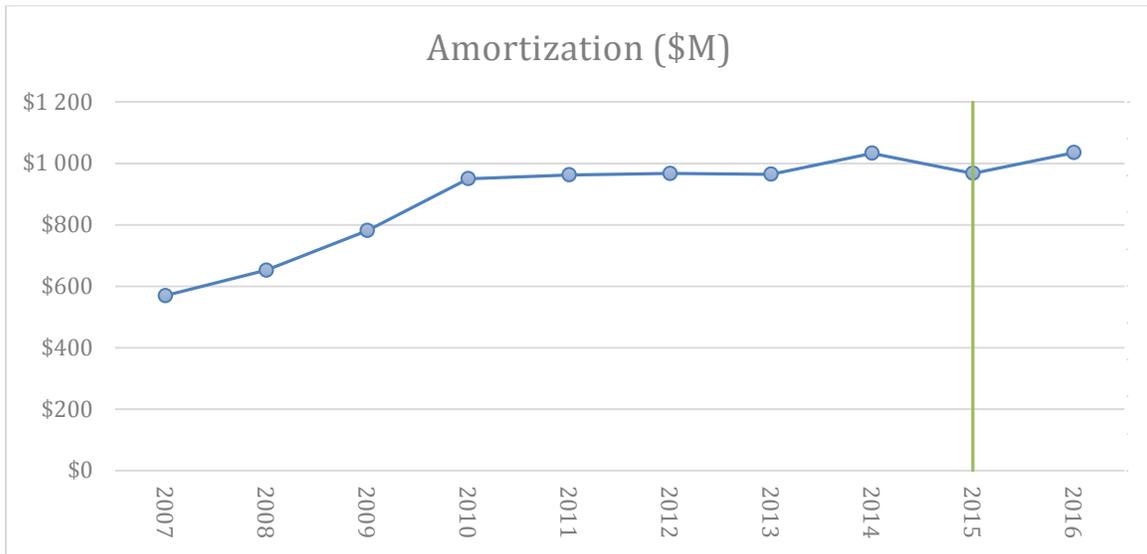
Data Source²⁴

The impacts of HQT's capital investments flow through its amortization and return on rate base expenses. As seen below, HQT's amortization expense has grown significantly over the past decade, and is expected to continue. This is largely driven by replacement of its aging infrastructure and growth in customer demand or new generation resources connection to its system. As with HQD, the change in amortization methodology in 2010 resulted in an increase in amortization expense and the change to U.S. GAAP in 2015, if authorized by the Régie, would result in a decrease.

²⁴ CAPEX: 2005-2014: Company provided data;
2015-2019: R-3934-2015 HQT-09-01;
PP&E: Company provided data.



Figure 11: HQT Amortization 2007-2016



Data Source²⁵

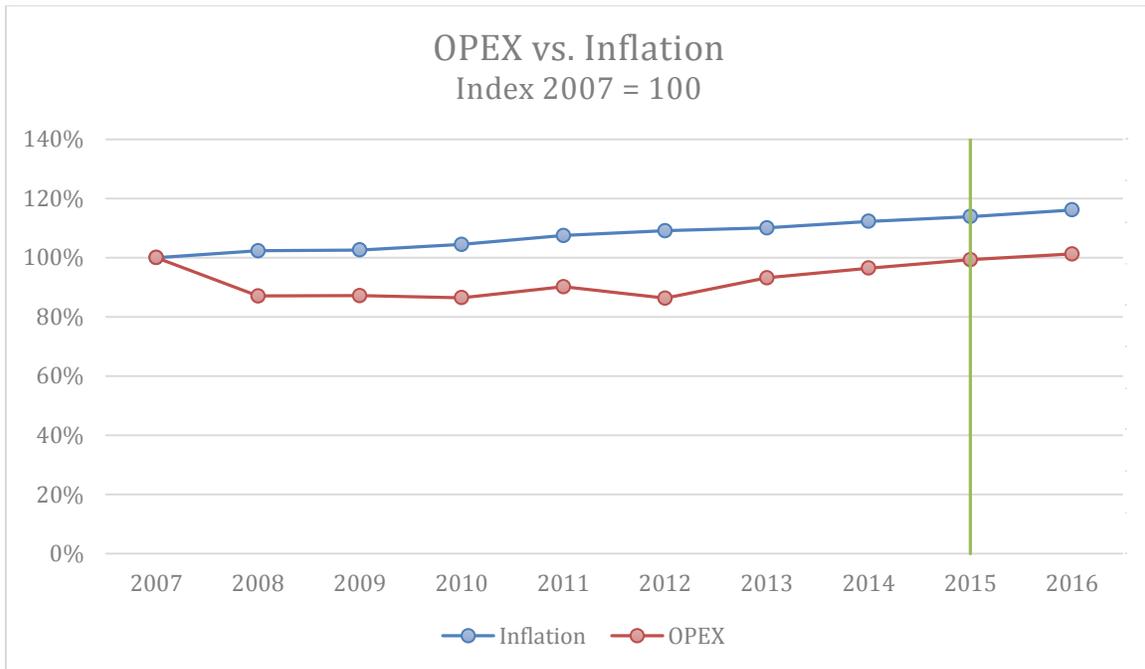
OPEX have generally tracked below the rate of inflation over the past decade, as seen in the first figure below, indexed to 2007. But, this trend reversed in 2013, suggesting these efficiency gains may be more difficult to find in future years, as illustrated in the second figure, indexed to 2012. HQT has recently introduced a new Asset Management Model designed to more fully utilize transmission assets for their useful life.²⁶ This new model is still being implemented and is creating upward pressure on operating expenses, as HQT spends more on maintenance in an effort to control the risk of equipment failure.

²⁵ Company provided data.

²⁶ R-3823-2012, R-3903-2014; R-3934-2015, HQT-03-01.

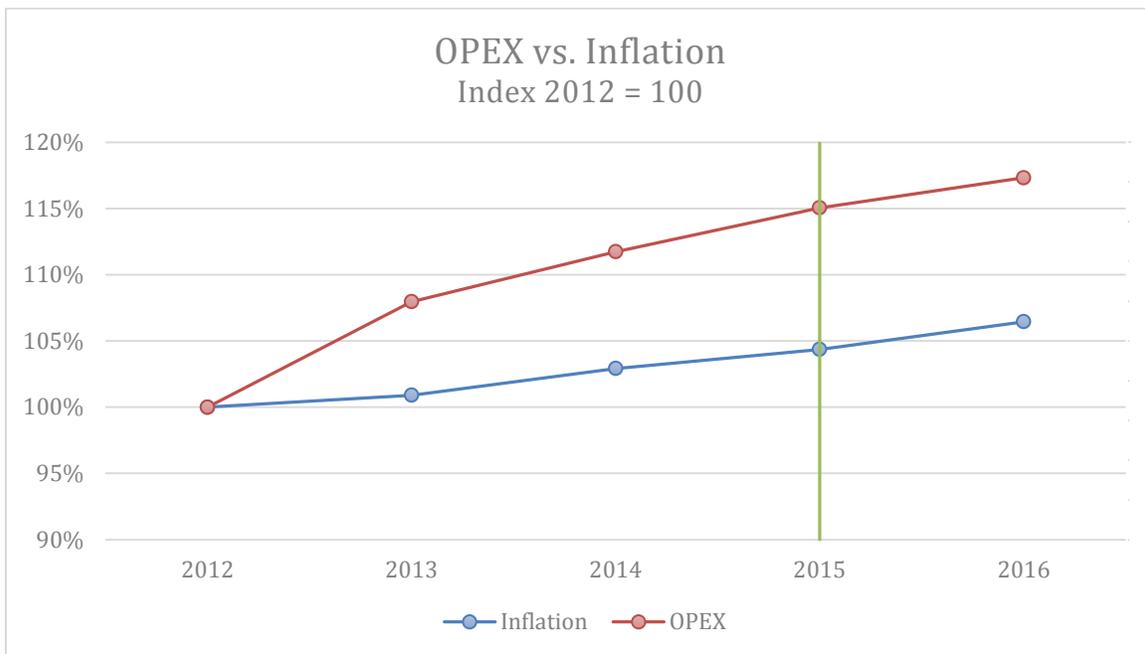


Figure 12: HQT OPEX vs. Inflation (Index 2007 = 100)



Data Source²⁷

Figure 13: HQT OPEX vs. Inflation (Index 2012 = 100)



Data Source²⁸

²⁷ OPEX R-3934-2015-HQT-06-02;
Inflation: StatCan Canada CPI (R-3934-2015-HQT-09-01).



The combination of variability and magnitude of CAPEX, and recent trends in OPEX, suggest the need for an MRI approach that can both accommodate these needs while providing the efficiency incentives envisioned in the goals of Article 48.1.

B. RECOMMENDED APPROACH FOR HQT

Based on the goals of Article 48.1 and HQT's unique characteristics, Concentric recommends a "building block" MRI approach, which is a comprehensive "bottom-up" approach that sets a future revenue path based on a detailed forecast and review of capital and operating expenses. This approach recognizes the non-parametric nature of HQT's CAPEX and OPEX that does not readily accommodate an I-X program as well as the obligation for HQT to maintain the long-term reliability of the system. The efficiency incentives sought under Article 48.1 could still be achieved by developing a multi-year rate plan that determines a future revenue cap.²⁹

The building block approach, whereby HQT would prepare a multi-year filing for the term of the MRI plan, is comprehensive. This approach provides the Régie and stakeholders the opportunity to examine the revenue requirements and rate path, and the Régie would continue to review and approve CAPEX, the major driver of revenue requirements, as under the existing regulatory framework. Because building block is a "bottom-up" approach based on HQT's own forecasts of operating and maintenance-related expenses, capital costs and revenue requirements, it is less of a blunt instrument than the "top-down" I-X approach, which sets a cap only in relation to inflation and a productivity offset. HQT would be required to continue showing evidence of productivity measures employed in its building block forecast of revenue requirements and to demonstrate that its forecasts are reasonable.

²⁸ OPEX R-3934-2015-HQT-06-02;
Inflation: StatCan Canada CPI (R-3934-2015-HQT-09-01).

²⁹ Building block approaches are typically used to create a revenue cap; whereas, I-X Formulas are applied with both price caps and revenue caps.



The broad parameters of the proposed framework are outlined below:

Figure 14: HQT Proposed Plan Parameters

Plan Feature	Proposed Parameters*
Term	3 forecast rate years
Coverage	Comprehensive including full revenue requirements, with exceptions for costs beyond management's control
Capital Plan	Capital projects approved as they are today: greater than \$25M approved on a project-by-project basis; less than \$25M as part of a yearly investment budget.
Revenue Requirement Determination	Multi-year projection of full revenue over term of MRI plan, updated for changes in expenses beyond management's control and for demand for transmission services
Inflation factor	Embedded in revenue requirement forecast
Productivity	Embedded in revenue requirement forecast
Variance/Deferral Accounts	Y Factors to allow for annual adjustments in revenue requirements for costs beyond management's control based on what is currently recognized by the Régie (e.g., pension costs, point to point transmission service revenues, costs related to projects pending approval by the Régie, penalty revenues related to ancillary services.)
Earnings Sharing	To be aligned with the overall MRI ratemaking framework and linked to SQI results
Off-Ramp	Yes, expressed as +/-range from allowed ROE
Service Quality Thresholds	Yes, limited number of performance indicators to be linked to earnings sharing
Unanticipated Events	Z Factors to allow for unanticipated/exogenous events outside of management's control

** Some other features, such as a carry-over mechanism, could be evaluated and incorporated in a subsequent term of HQT MRI.*



SECTION 5: PRODUCTIVITY STUDY

A. METHODOLOGIES TO DETERMINE “X”

The Régie’s proposed schedule for the establishment of an MRI for HQD and HQT anticipates that a multifactor productivity study may be required in Phase 2.³⁰ Productivity studies differ with respect to the approaches and inputs utilized in measuring the efficiency of individual companies, industries, or the entire economy. In utility regulation, productivity studies are intended to derive an estimate that can inform the establishment of “X” when applying an “I-X” MRI methodology, as recommended for HQD. A building block approach, as recommended for HQT, relies on a multi-year forecast of expenses and rate base additions that incorporates efficiency gains, and thus does not require a specific estimate of “X”.

There are alternative ways to derive “X” that range from the application of judgment applied to past observed productivity gains to industry benchmarking studies to complex productivity studies. Both benchmarking studies and productivity analyses rely on large data sets comprised of data for utilities that are deemed to be sufficiently “comparable”. For a Canadian utility, this usually requires expanding the data set to include utilities from the United States in order to arrive at an acceptable sample size. A desire for a larger sample size in order to improve statistical validity and the desire for comparability tend to work against each other. This contributes to the controversy associated with productivity studies, particularly in Canada. In addition, these studies tend to add complexity and delays to the process, which goes against the streamlining goal of Article 48.1.

These alternative methodologies are summarized in the following table:

	Methodology	Description
1	Total Factor Productivity (“TFP”) Study	Measures the efficiency of a utility in converting all of its inputs (labor, capital, and materials) into outputs (customers serviced)
2	Partial Factor Productivity (“PFP”) Study	Focuses on a subset of these inputs – labor, materials, and other inputs that are deemed to be significantly within utility management’s control.
3	Benchmarking	Compares costs in aggregate (operating cost per MW) or at the disaggregated level (maintenance cost per line mile) across similar companies, with targets based on “best-of-class” performance.
4	Judgment	Established based on a survey of other MRIs, consideration of prior efficiency gains and assessment of the potential for future efficiency gains.

³⁰ D-2015-103, R-3897-2014, paragraph 11.



The productivity studies objectively apply data to a valid theoretical model but face several challenges that are widely recognized:

- selecting a valid comparison group;
- determining the study period (beginning and end years);
- compiling a vast amount of data, potentially from multiple sources;
- comparability of input and output data that is subject to varying accounting and regulatory accounting policies among jurisdictions;
- difficulty of controlling for external factors;
- need to specify numerous assumptions; and
- the specific algorithms that are used to estimate productivity.

Benchmarking studies face many of these same challenges. There is an important distinction, however. Benchmarking studies inform the determination of “X”, along with other relevant information and the application of judgment; productivity studies produce an estimate of “X” that frequently begins a lengthy, costly, and complicated discussion of all aspects of the study (or studies in many jurisdictions). Regulators are left in the position of sorting through and trying to make sense of a large and confusing record. This is not to suggest that productivity studies are necessarily better or worse than alternative methodologies, but this post-study engagement should be anticipated as part of the process.

The “Judgment” approach avoids many of the controversies over sample size, data sources, and quantitative methods while still providing an incentive to pursue efficiency gains.

Elenchus recognized these challenges in their report:

IR/PBR seeks to reduce the regulatory burden overall and over the long term, but specific proceedings may well be more resource intensive than a one-year cost of service proceeding. As well, the analytical work to establish productivity measures and assess efficiency performance can be significant. For example, total factor productivity (“TFP”) studies require a significant investment in data and analysis. It is important to consider cost and revenue data carefully – on an aggregated and disaggregated basis – and for both the utility and for a peer group; historical and projected. (Performance Based Regulation, A Review of Design Options as Background for the Review of PBR for Hydro Québec Distribution and Transmission Divisions, Elenchus Research Associates, January 2015, p. 27).



B. RECOMMENDATION

Concentric is recommending a “building block” approach for HQT for reasons that are described in Section 4. With the building block, it will be incumbent on HQT to reflect efficiency in its business plan. This does not require a productivity study. If we had recommended an I-X approach, it would have been challenging to develop a valid and sufficiently large sample size for either a benchmarking or TFP approach as such a group of comparators does not exist for HQT.

Given the lack of history in applying productivity studies for HQD, the prior experience with the parametric formula (with a productivity factor), and evidence that HQD has realized significant efficiency gains over the past few years, Concentric suggests that reliance on a TFP study to determine “X” is not necessary in the determination of the appropriate model parameters. Parties may wish to cite evidence presented in other jurisdictions or adopted by other regulators. HQD may cite to its past record of productivity in relation to inflation, and project its ability to continue this trend. Some may wish to conduct a TFP or benchmarking study as a basis for recommendations for “X”, with supporting evidence and reasoning. These submissions should ultimately inform the Régie’s judgment regarding appropriate productivity expectations. This takes some of the focus off of the need to resolve the many issues with TFP and PFP studies at the outset if Concentric’s recommendation is accepted, while preserving an appropriate role for judgment by both the experts and the Régie. Concentric therefore recommends that the Régie rely upon its judgment, with input from the parties, on setting the appropriate productivity factor for HQD. A benefit of this approach is the further streamlining of the hearings process through the avoidance of a costly, contentious and time-consuming Phase 2 focused on a TFP study.



SECTION 6: ESM AND SQI

A. ESM

The purpose of an ESM is to share earnings with customers that deviate from the level of earnings that was reflected in the calculation of rates and to provide an incentive for performance improvement. It is probable that revenues, costs, and rate base will each deviate from the assumptions that are used as the basis for calculating rates whether the ratemaking approach is based on an historical test year with post-test period adjustments or whether, as in the case of HQD and HQT, rate calculations are based on a forward-looking test year. Thus, it is probable that the realized ROE will be higher or lower than the authorized ROE. The ESM apportions this deviation in earnings between customers and the utility based on a prescribed formula.

It is appropriate to revisit the design of the ESM in Phase 3 to ensure that the sharing of cost reductions is aligned with the overall MRI ratemaking framework for HQD and HQT and to assess the related impact, if any, on the current authorized ROE. An ESM can have the potential to dampen the incentive to pursue efficiencies, and it should be reviewed with this in mind. For example, the term of the MRI can have an impact on the incentive to pursue efficiency gains and the ESM can be adjusted to help balance this impact and achieve the overall objectives established by Article 48.1. One recognized challenge with MRIs is that the utility may not fully exploit efficiencies just prior to rebasing for the next program period. This can be addressed through an “efficiency carry-over mechanism” that rewards the utility for actions leading to efficiency gains in subsequent plan periods.

B. SERVICE QUALITY INDICATORS

Service Quality Indicators (SQI) are a standard component of an MRI³¹ and are a way to measure a utility’s performance from a variety of perspectives. An explicit objective of Article 48.1 is continued improvement of performance and SQIs may be necessary to remove a utility’s incentive to reduce maintenance or defer CAPEX in order to increase efficiency gains under an MRI formula.³² HQD and HQT can meet this objective by gradually transitioning from their existing scorecard performance measures to a regime which incorporates indicators with financial impacts.

The current scorecard indicators measure customer satisfaction, service reliability, quality of service, safety, and environmental performance. HQD currently tracks eight measures across five categories (customer satisfaction, reliability, electric supply, customer service and public and employee safety), while HQT currently tracks several measures across four categories (customer satisfaction, reliability, costs evolution, environmental indicators).

³¹ Elenchus Report, p. 21-22.

³² Elenchus Report, p. 78.



The transition from scorecard to financial incentives should be gradual and fit with HQD's and HQT's OPEX and CAPEX drivers. Service quality plans require great care in defining the performance to be measured, the determination of the financial impacts to be associated with the performance level target, and the calculation to be applied to each indicator.

Service quality indicators should apply only to utility performance metrics, not policy goals that are beyond the influence of the utility. The indicators should be within the control of the utility, and easily and accurately measurable and verifiable. Targets should be reasonably achievable and reflect consideration of the tradeoff between performance outcomes and the incremental costs necessary to achieve them.

Possible indicators with financial impact for HQT could include performance areas such as security, reliability, and network availability, which are critical dimensions of the division's basic mission. HQD indicators could address performance areas such as customer satisfaction, a more targeted service quality metric, reliability, and safety. HQD and HQT will propose specific metrics in Phase 3.

C. SQI AND THE ESM

One way to link SQI with ESM is to reduce or retain post-ESM surplus earnings based on performance against targets. An example of such option, and one that is familiar to the Régie, is the model employed by Gazifère.³³ Upside earnings sharing that would otherwise be retained by Gazifère is reduced by the average of metric performance relative to their respective targets when this average is less than 90%. If the average is greater than 90%, Gazifère retains 100% of its share of the earnings under the ESM. If the average is less than 80%, customers receive 100% of any surplus earnings. The Gazifère approach results in a reduction of earnings when mean SQI results fall below a target threshold, providing a strong incentive to achieve the SQI targets while pursuing efficiency gains.

HQD and HQT will propose a specific approach to both the ESM and SQI. The requirement to seek an improvement in service quality will be reflected in proposed targets, along with an assessment of any incremental investment and expenses that may be required to improve performance.

³³ D-2006-158.



SECTION 7: REGULATORY PROCESS AND FILING REQUIREMENTS FOR THE MRI

A. REGULATORY PROCESS AND STREAMLINING

Article 48.1 establishes an administrative efficiency or regulatory process streamlining objective: “streamlining of the process by which the Régie fixes or modifies the rates the electric power carrier and electric power distributor charge consumers or a class of consumers.” At the outset, this third objective of Article 48.1 can be met in Phase 3 at the design stage of the MRI, by favoring, for example, simple approaches and a limited number of parameters.

Once the MRI has been established, there are several opportunities for streamlining the regulatory process as it relates to the need to establish a new set of rates at the end of each year of the program. In addition to eliminating the “line by line” review of items covered in the formula, the process can be further streamlined by implementing a set of accepted regulatory practices:

- 1) A single “compliance” filing that presents the new rates;
- 2) The filing is based on accounting and service quality results for the prior year that are routinely reported by HQD and HQT;
- 3) All calculations are presented in the filing;
- 4) The precise form of the filing is determined by the Régie in this proceeding;
- 5) The new rates take effect after a short period that allows the Staff of the Régie to confirm the calculations; and
- 6) The Régie indicates its approval through a decision.

This regulatory process will result in streamlining as compared to annual rate case filings. The ability to deliver on the streamlining objective is achieved by agreeing to the form of the annual rate change filing and avoiding unnecessary discovery and hearings to “litigate” the compliance filing.

In addition, having MRIs’ initial term start in alternate years for HQD and HQT would further streamline the regulatory process for a particular year.



B. REPORTING UNDER THE PROPOSED MRI

Even though Hydro-Québec is moving toward a multi-year rate filing, HQD and HQT continue to provide annual filings. For each division those filings would include pre-defined templates that could incorporate the following items:

Annual filings for HQD:

- Updates to rates based on changes in the inflation factor
- Updates of Specifically tracked items and Energy efficiency programs
- Updates to rates based on changes in deferral and variance accounts
- Results of service quality indicators

Annual filings for HQT:

- Updates to rates based on changes in forecasted rate path submitted as part of its initial MRI
- Updates to rates based on changes in deferral and variance accounts, expenses beyond management's control, demand for transmission services or unanticipated events
- Results of service quality indicators

These filings would be managed through a written consultation. They are required in order to fulfill objective 3 under Article 48.1, a streamlining of the process by which the Régie fixes or modifies the rates the electric power carrier and electric power distributor charge consumers or a class of consumers.



SECTION 8: CONCLUSIONS AND SUMMARY OF RECOMMENDATIONS

The appropriate MRI methodology for HQD and HQT should reflect their respective circumstances and achieve the requirements of Article 48.1. Concentric recommends an “I-X” approach for HQD that expands the coverage of the current parametric formula. HQT’s circumstances warrant a building block approach to achieve the requirements of the Article 48.1 due to its capital-intensive profile and the fact that its CAPEX are comprised of large, longer-term projects that can result in wide variations from year-to-year in PP&E that is added in rate base, and also specific circumstances (aging network) that warrant OPEX increases unrelated to inflation (e.g., Asset Management Model). The Régie will continue to review the capital plans of HQD and HQT on an annual basis for smaller investments, and a project specific basis for larger investments. Concentric does not recommend that “X” be established for HQD through the development of a productivity study, but rather rely on informed judgment that can consider the prospects for future efficiency gains based on HQD-specific evidence. This approach avoids the many shortcomings of these studies and is in line with the third objective of Article 48.1.

Concentric proposes a rebasing of rates, followed by a two-year MRI term for both HQD and HQT. Concentric proposes that the specific SQI plan be developed in Phase 3, including metric definitions and targets. The ESM should also be established in Phase 3 because it must be aligned with the overall MRI mechanism, including its parameters. At this time, Concentric recommends that the Régie consider the approach that has been taken by Gazifère, with service quality performance impacting the level of earnings to be retained by HQD and HQT.

These recommendations address the first two objectives of Article 48.1. The third objective, regulatory streamlining, is addressed through the avoidance of two annual rate cases, through the choice of defining elements and parameters and through a series of recommendations that relate to the annual filings that will be required to adjust HQD and HQT rates.

In summary, Concentric believes that these recommendations comply with the letter and intent of Article 48.1, provide a strong incentive for HQD and HQT to pursue efficiency gains and improvements in service quality, and provide for regulatory streamlining. They represent an appropriate first step toward implementation of an MRI for HQT and HQD.

Caractéristiques des MRI du Distributeur et du Transporteur d'électricité

Table des matières

1 Introduction.....5

2 Fondements des propositions.....6

3 Propositions du Distributeur8

3.1 Contexte propre au Distributeur8

3.1.1 Description du Distributeur8

3.1.2 Objectifs opérationnels du Distributeur.....12

3.1.3 Cadre réglementaire actuel et MRI.....12

3.2 Caractéristiques du MRI du Distributeur13

3.3 Suivi de la performance du Distributeur16

3.3.1 Indicateurs de performance retenus16

3.3.2 Intégration des indicateurs au MRI.....17

3.3.3 Mécanisme de partage des écarts de rendement.....17

3.4 Traitement des réseaux autonomes18

3.4.1 Portrait des réseaux autonomes du Distributeur.....18

3.4.2 Proposition de traitement des réseaux autonomes.....19

3.5 Processus réglementaire19

4 Propositions du Transporteur20

4.1 Contexte propre au Transporteur20

4.1.1 Description du Transporteur20

4.1.2 Objectifs opérationnels du Transporteur.....23

4.1.3 Cadre réglementaire actuel et MRI.....24

4.2 Caractéristiques du MRI du Transporteur25

4.3 Suivi de la performance du Transporteur27

4.3.1 Indicateurs de performance retenus27

4.3.2 Intégration des indicateurs au MRI.....28

4.3.3 Mécanisme de partage des écarts de rendement.....28

4.4 Processus réglementaire28

5 Pertinence d’une étude de productivité multifactorielle29

6 Conclusions30

Annexe A Synthèse des principales caractéristiques des MRI du Distributeur et du Transporteur31

Liste des tableaux

Tableau 1 Composantes des revenus requis 2016 - HQD.....10

Tableau 2 Composantes des revenus requis 2016 - HQT21

Liste des figures

Figure 1 Gains d’efficacité intégrés aux charges d’exploitation (M\$)11

Figure 2 Évolution de l’effectif (équivalent temps complet)11

1 Introduction

1 L'article 48.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») prévoit que la Régie de l'énergie
2 (« la Régie ») établisse un mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de
3 gains d'efficacité par le distributeur d'électricité (le « Distributeur ») et le transporteur (le
4 « Transporteur ») d'électricité.

5 Ce mécanisme doit poursuivre les objectifs suivants :

- 6 1) l'amélioration continue de la performance et de la qualité du service ;
- 7 2) une réduction des coûts profitable à la fois aux consommateurs et, selon le cas, au
8 distributeur ou au transporteur ;
- 9 3) l'allègement du processus par lequel sont fixés ou modifiés les tarifs du
10 transporteur d'électricité et les tarifs du distributeur d'électricité applicables à un
11 consommateur ou à une catégorie de consommateurs.

12 À cette fin, la Régie a initié, le 13 juin 2014, un dossier spécifique afin d'établir un
13 mécanisme de réglementation incitative (« MRI ») assurant la réalisation de gains
14 d'efficacité par le Distributeur et le Transporteur. Dans une première étape, la Régie a
15 mandaté la firme Elenchus Research Associates Inc. (« ERA ») afin d'obtenir un portrait des
16 MRI utilisés pour des entreprises de transport et de distribution d'électricité. Les faits
17 saillants du rapport ont été présentés par ERA le 27 mai 2015. Une rencontre préparatoire a
18 été tenue le 15 juin 2015 afin de recueillir les observations des parties quant au processus à
19 suivre pour le déroulement du dossier.

20 Dans la décision D-2015-103, la Régie a déterminé le mode procédural et a retenu un
21 processus en trois phases pour l'examen de ce dossier :

- 22 • Phase 1 : Interprétation de l'article 48.1 de la Loi, caractéristiques ou objectifs
23 opérationnels (ci-après, « caractéristiques ») d'un MRI, traitement des réseaux
24 autonomes ;
- 25 • Phase 2 : Étude de productivité multifactorielle, dont la nécessité sera déterminée
26 suite à la phase 1 ;
- 27 • Phase 3 : Étude de la proposition de MRI.

28 Le 8 septembre 2015, le Distributeur et le Transporteur ont déposé¹ leur argumentation
29 écrite sur l'interprétation à donner à l'article 48.1 de la Loi. Ils ont alors fait valoir que les
30 objectifs décrits à l'article 48.1, soit l'amélioration continue de la performance et de la qualité
31 du service, la réduction des coûts profitable à la fois aux consommateurs et au Distributeur

¹ Pièce HQTD-1, Document 1

1 et au Transporteur ainsi que l'allégement du processus de fixation ou modification des tarifs,
2 sont clairs et exclusifs. Dans la décision D-2015-169², la Régie détermine que ces objectifs,
3 aux fins de l'établissement d'un MRI, sont exhaustifs. Conséquemment, les caractéristiques
4 et les futurs MRI à retenir par la Régie pour le Distributeur et le Transporteur devront
5 correspondre aux trois objectifs fixés par l'article 48.1 de la Loi.

6 Le Distributeur et le Transporteur ont retenu les services d'experts de la firme Concentric
7 Energy Advisors (« CEA »). Le témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley,
8 présenté à la pièce HQTD-2, Document 1 et déposé le 26 octobre 2015, porte sur les
9 enjeux identifiés par la Régie pour la phase 1 ainsi que sur leur recommandation quant à la
10 pertinence de réaliser une étude de productivité multifactorielle en phase 2 de ce dossier.
11 Le Distributeur et le Transporteur adoptent les recommandations des experts de CEA.

12 La présente preuve porte sur les sujets identifiés par la Régie pour la phase 1. Elle aborde
13 plus spécifiquement les fondements des propositions des divisions, les contextes propres
14 aux deux divisions ainsi qu'une proposition des caractéristiques des MRI applicables,
15 incluant dans le cas du Distributeur une proposition pour le traitement des réseaux
16 autonomes, des indicateurs de performance et de la forme de prise en compte du partage
17 des réductions de coûts.

2 Fondements des propositions

18 La position des divisions en regard des caractéristiques qu'elles proposent, en plus de
19 s'appuyer sur l'expertise de CEA, repose sur les grands constats tirés du rapport d'ERA. Le
20 Distributeur et le Transporteur retiennent du rapport d'ERA et de l'audience du 27 mai 2015
21 les constats suivants.

22 Tous les régimes réglementaires comportent des incitatifs, souvent implicites. Les régimes
23 basés sur la performance constituent une évolution des régimes basés sur le coût de
24 service et n'y sont pas radicalement différents.

25 « (...) performance based regulation is essentially an enhancement of traditional cost
26 of service. We're not talking about something that is radically different. In fact, many
27 regimes, many jurisdictions had multi-year cost of service, which is now defined as
28 being a form of PBR. »³

29 « Would it be fair to say that the term PBR can cover a spectrum of regulatory
30 frameworks which go from a modified form of cost of service like we see in New York
31 to a sophisticated form of PBR like we see in the U.K.?

32 Yes, we believe that's what the six examples in our report demonstrate. »⁴

² D-2015-169 (dossier R-3897-2014), page 15, paragraphes 57 et 58.

³ Extrait du témoignage d'ERA, Notes sténographiques, 27 mai 2015, pages 22-23.

⁴ Extrait du témoignage d'ERA, Notes sténographiques, 27 mai 2015, pages 128.

1 Il n'existe pas de formule unique et clairement définie en matière de MRI ; chaque MRI doit
2 être adapté au contexte et aux particularités de l'entreprise réglementée.

3 « PBRs whatever you define it to be, there is no, you know, in the literature, in the
4 usage, there is no definition that creates a box that says "This is PBR, anything
5 outside of it is not". »⁵

6 La première étape de l'établissement d'un mécanisme incitatif efficace consiste à en définir
7 clairement les objectifs afin que le régime mis en œuvre soit adapté à ces objectifs. Une fois
8 cette étape réalisée, il est nécessaire de comprendre les objectifs et les particularités de
9 l'entreprise réglementée de même que le contexte dans lequel elle opère afin de développer
10 le MRI approprié.

11 Les MRI sont majoritairement appliqués chez des distributeurs. Dans leur recherche
12 d'entreprises comparables, ERA a répertorié seulement trois juridictions où des MRI ont été
13 conçus spécifiquement pour les transporteurs d'électricité, soit le Royaume-Uni, l'Australie
14 et la Norvège. Il n'a identifié aucun transporteur soumis à un MRI au Canada.

15 « The first criteria was, we wanted three that we look at distribution and three to look
16 at transmission. And there are fewer... as I recall, there are fewer transmission on our
17 list. So, essentially, most, if not all, that had PBR from transmission were included
18 from our long list. »⁶

19 « To your knowledge, are there any other jurisdictions in Canada that have adopted a
20 PBR applicable for transmitters only?

21 No. We did a little survey of Canadian jurisdictions and I think PBR is being used
22 expensively in British-Columbia, British-Columbia Utilities Commission, but that is
23 only distribution, because Westcoast is the transmitter. So, it's not regulated by the
24 BCUC, because of the cross border connections. I'm trying to think... no, I don't
25 think... there's not a lot of other examples of PBR. »⁷

26 Ce constat d'ERA est appuyé par CEA qui indique, dans son rapport, ne pas être au fait de
27 transporteurs d'électricité réglementés sous la forme d'un MRI en Amérique du Nord⁸.

28 L'Ontario Energy Board (« OEB ») et l'Alberta Utilities Commission ont d'abord visé les
29 distributeurs d'électricité afin de les soumettre à un MRI. En ce qui concerne l'Ontario, l'OEB
30 a annoncé son intention d'étudier la façon d'adapter l'approche retenue aux transporteurs

⁵ Extrait du témoignage d'ERA, Notes sténographiques, 27 mai 2015, page 118.

⁶ Extrait du témoignage d'ERA, Notes sténographiques, 27 mai 2015, page 74.

⁷ Extrait du témoignage d'ERA, Notes sténographiques, 27 mai 2015, pages 82-83.

⁸ Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley de CEA sur les caractéristiques des MRI du Transporteur et du Distributeur d'électricité, HQTD-2, Document 1, page 17.

1 d'électricité⁹. Enfin, les MRI applicables aux transporteurs présentent des caractéristiques
2 différentes de ceux applicables aux distributeurs d'électricité¹⁰.

3 De façon générale, afin d'assurer la stabilité et une certaine prévisibilité, les MRI de
4 première génération sont de facture simple. Ils peuvent ensuite évoluer en des mécanismes
5 plus complexes pour répondre à différents enjeux politiques ou à des lacunes qui auraient
6 été observées.

7 « (...) seeing PBR as an evolution as opposed to developing a perfect elegant
8 solution that is an abrupt change really wouldn't be in keeping with standard
9 regulatory principles which emphasise characteristics like stability and predictability
10 and incremental change as being a way to help all parties manage risk and reduce
11 risk trying to achieve good outcomes without abrupt change. »¹¹

12 Ces constats ont orienté l'identification des caractéristiques pour les MRI des divisions.
13 Ainsi, les MRI devront être développés en tenant compte des objectifs poursuivis, du
14 contexte législatif, réglementaire, commercial et opérationnel de chacune des divisions,
15 selon une approche progressive, à partir des éléments du régime actuel et, pour un premier
16 terme, privilégier des modèles simples et d'application ciblée.

17 Compte tenu des particularités de chaque division, le Distributeur et le Transporteur
18 proposent des MRI distincts, comme le prévoyait d'ailleurs la Régie dans la décision
19 D-2015-016¹².

20 La section 3 présente la proposition du Distributeur et la section 4 celle du Transporteur.

3 Propositions du Distributeur

3.1 Contexte propre au Distributeur

3.1.1 Description du Distributeur

21 Le Distributeur se distingue par différents facteurs qui conditionnent les caractéristiques du
22 MRI à retenir.

23 En tant que division d'une société d'état dont les actions font partie du domaine de l'État et
24 sont attribuées au ministre des Finances du Québec, le Distributeur répond à des mandats
25 plus larges que ceux des entreprises de services publics d'électricité détenues par des
26 intérêts privés. Il est ainsi sujet à des décrets ou politiques gouvernementales qui peuvent
27 affecter ses coûts pour une ou plusieurs années.

⁹ Performance-based regulation – A review of design options as background for the review of PBR for Hydro-Québec Distribution and Transmission divisions, Elenchus Research Associates, Inc., January 2015, page 30.

¹⁰ Performance-based regulation – A review of design options as background for the review of PBR for Hydro-Québec Distribution and Transmission divisions, Elenchus Research Associates, Inc., January 2015, page 2.

¹¹ Extrait du témoignage d'ERA, Notes sténographiques, 27 mai 2015, page 29.

¹² D-2015-016 (dossier R-3897-2014), page 4, paragraphe 6.

1 Hydro-Québec Distribution est le principal distributeur d'électricité au Québec, à l'exception
2 de la clientèle desservie par neuf réseaux de distribution municipaux¹³ et par une
3 coopérative électrique¹⁴. Le Distributeur est tenu d'alimenter et de distribuer l'électricité à
4 tous les clients qui en font la demande. Son réseau de distribution compte 115 583 km de
5 lignes et dessert un territoire vaste et diversifié afin de répondre aux besoins de près de
6 4 millions de clients. Globalement, les clients à desservir se trouvent dans des régions à
7 forte densité, mais également dans des régions rurales et des communautés éloignées.

8 Les ventes d'électricité du Distributeur ont atteint près de 175 TWh en 2014¹⁵. Les revenus
9 du Distributeur sont influencés en grande partie par la croissance de sa clientèle mais
10 également par les ventes, ces dernières étant sujettes à d'importantes variations en fonction
11 des conditions climatiques et économiques.

12 Le Distributeur doit également s'assurer de disposer d'un approvisionnement en électricité
13 suffisant, fiable et de qualité pour répondre, en tout temps, aux besoins des Québécois. En
14 matière d'approvisionnement, la prédominance du chauffage à l'électricité, particularité
15 propre au Québec, exerce des pressions importantes sur les besoins en puissance à la
16 pointe en hiver.

17 Contrairement à l'ensemble de son réseau de distribution intégré, le Distributeur est, dans le
18 cas des réseaux autonomes, responsable à la fois de produire, transporter et distribuer
19 l'électricité. Ces derniers, alimentés principalement à partir de centrales thermiques, se
20 distinguent en ce qu'ils desservent peu de clients mais génèrent des coûts
21 d'approvisionnement importants liés à l'utilisation de combustible fossile.

22 L'étendue du réseau du Distributeur et les conditions climatiques variées et changeantes
23 font en sorte que ce dernier se distingue de la majorité des entreprises de services publics
24 d'électricité nord-américaines. Cette situation entraîne une variabilité de ses coûts
25 d'exploitation, d'entretien et d'investissement. De plus, l'obligation d'alimenter tous ses
26 clients, la prédominance du chauffage à l'électricité et l'impossibilité d'interrompre le service
27 électrique en période hivernale pour les clients résidentiels exacerbent les pressions
28 importantes sur les coûts d'approvisionnement, de distribution et de services à la clientèle.

29 Il demeure que les tarifs destinés aux clients résidentiels sont parmi les plus avantageux
30 d'Amérique du Nord. Des tarifs distincts s'appliquent selon que l'usage est domestique,
31 général ou industriel. Finalement, en vertu de la Loi, la tarification des activités du
32 Distributeur doit respecter l'uniformité territoriale par catégorie de consommateurs et le
33 maintien de l'interfinancement entre les tarifs en faveur des clients domestiques.

¹³ Réseaux municipaux suivants: Alma, Amos, Baie-Comeau, Coaticook, Joliette, Magog, Saguenay, Sherbrooke et Westmount.

¹⁴ Celle de Saint-Jean-Baptiste de Rouville.

¹⁵ Rapport annuel 2014 d'Hydro-Québec, page 98.

1 Vecteurs de coûts

2 Les coûts liés aux achats d'électricité, au service de transport et aux achats de combustible,
3 représentent à eux seuls environ 77 % des revenus requis du Distributeur. Ces coûts ne
4 sont pas sous le contrôle direct du Distributeur.

5 Les coûts de distribution et de services à la clientèle (autres que ceux liés aux achats de
6 combustible), qui représentent les 23 % des coûts restants du Distributeur, sont quant à eux
7 en général sous son contrôle¹⁶.

8 Les composantes des revenus requis du Distributeur sont présentées au Tableau 1.

**Tableau 1
Composantes des revenus requis 2016 - HQD¹⁷**

	M\$	%
Achats d'électricité	6 356,3	53,1 %
Service de transport	2 783,6	23,3%
Coûts de distribution et de services à la clientèle	2 830,4	23,6 %
<i>Charges d'exploitation</i>	1 260,5	10,5 %
<i>Rendement sur la base de tarification</i>	751,7	6,3 %
<i>Amortissement</i>	616,0	5,1 %
<i>Achats de combustible</i>	88,1	0,7 %
<i>Taxes</i>	84,0	0,7 %
<i>Frais corporatifs</i>	30,1	0,3 %
Revenus requis	11 970,3	100,0 %

9 Efficiences et performance

10 Depuis 2008-2009, le Distributeur s'est donné comme objectif de contenir sous l'inflation la
11 croissance annuelle moyenne de ses indicateurs d'efficacité¹⁸, sur une période mobile de
12 cinq ans, tout en conservant globalement le même niveau de qualité du service.

13 Par ses efforts d'efficacité, le Distributeur a généré des gains importants de gestion
14 courante, lesquels représentent en moyenne 3,3 % des charges d'exploitation liées aux
15 activités de base annuellement depuis 2008. Sur la période 2014-2016, ces gains comptent
16 pour 4,9 % en moyenne annuellement¹⁹.

¹⁶ Contrôle limité du Distributeur sur certains de ces coûts.

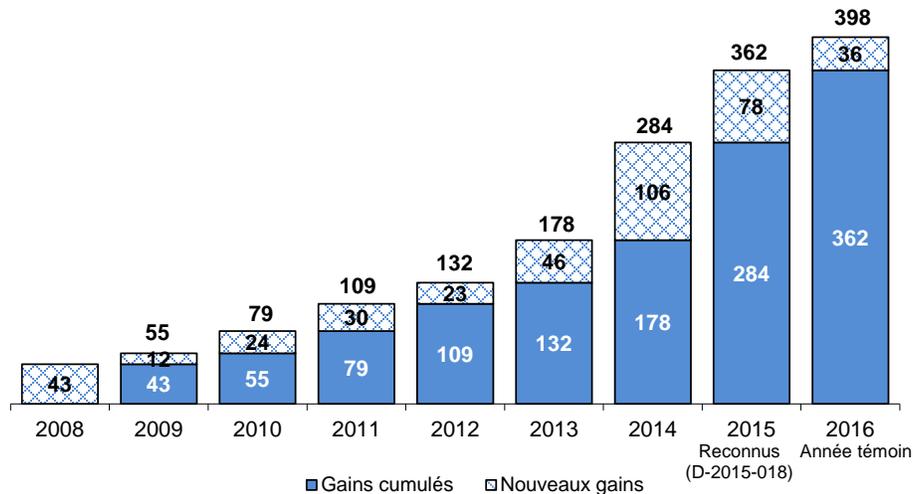
¹⁷ Dossier R-3933-2015, pièce HQD-5, Document 1.

¹⁸ R-3933-2015, HQD-2, Document 1, section 2.

¹⁹ R-3933-2015, HQD-1, Document 1, page 8.

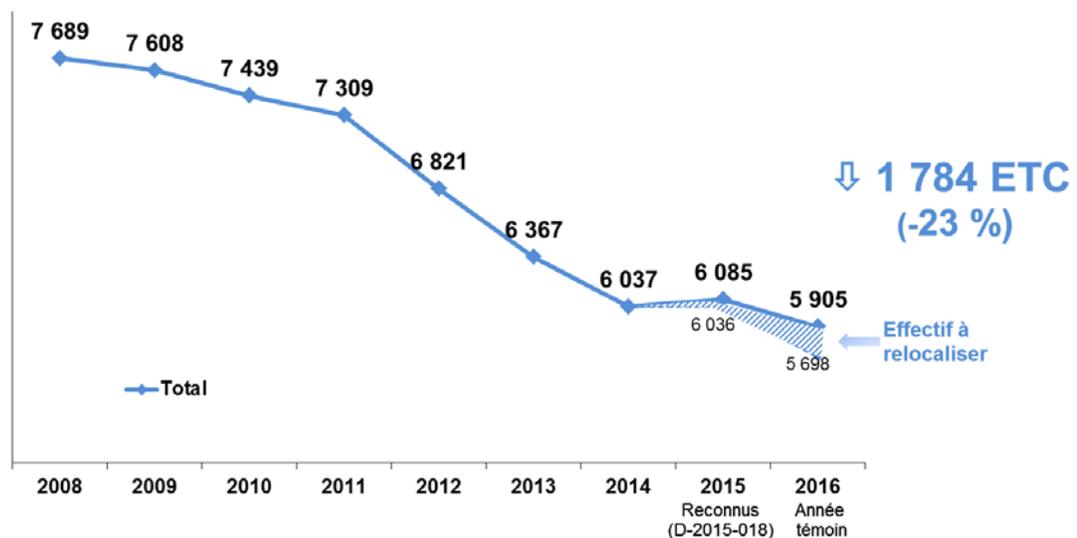
- 1 La figure 1 illustre que, depuis 2008, les gains d'efficience récurrents liés aux améliorations
- 2 des façons de faire du Distributeur (actions de gestion courante et structurantes) s'élèvent à
- 3 398 M\$ (dont 71 M\$ en lien avec le projet LAD). Ces gains sont intégrés dans les tarifs et
- 4 remis à la clientèle.

Figure 1
Gains d'efficience intégrés aux charges d'exploitation (M\$)



- 5 Les efforts d'efficience du Distributeur se sont principalement traduits par une réduction
- 6 appréciable de son effectif depuis 2008. La figure 2 montre que de 2008 à 2016, l'effectif du
- 7 Distributeur a été réduit de 23 %.

Figure 2
Évolution de l'effectif (équivalent temps complet)



3.1.2 Objectifs opérationnels du Distributeur

1 Dans le cadre de l'établissement d'un MRI, les objectifs opérationnels du Distributeur sont
2 enlignés sur les trois objectifs visés par l'article 48.1 de la Loi :

3 1) L'amélioration continue de la performance et de la qualité du service se traduit, pour
4 le Distributeur, par le maintien - voire l'amélioration - de sa performance tout en
5 s'assurant de conserver le même niveau de qualité du service en regard de la
6 satisfaction de la clientèle, de la fiabilité du service, de l'alimentation électrique, des
7 services à la clientèle et de la sécurité (du public et des employés).

8 2) Une réduction des coûts profitable à la fois aux consommateurs et au Distributeur :
9 cet objectif se traduit, *ex-ante*, par l'intégration de réductions de coûts à même les
10 revenus requis du Distributeur, conséquence des mesures d'amélioration de sa
11 productivité. *Ex-post*, l'application du mécanisme de partage et la proposition d'un
12 MRI dont le terme est supérieur à un an favorise le développement et la mise en
13 place de mesures d'efficience.

14 3) L'allégement du processus par lequel sont fixés ou modifiés les tarifs se traduit par
15 un espacement des dossiers tarifaires, la proposition d'un premier MRI de facture
16 simple, la détermination du facteur de productivité selon l'approche du *Judgment*²⁰,
17 l'assurance d'un suivi par le biais d'une procédure écrite, un seul examen approfondi
18 des prévisions la première année du terme, le recours à des gabarits prédéfinis pour
19 la présentation des résultats et des mises à jour et une introduction séquentielle des
20 MRI du Distributeur et du Transporteur.

3.1.3 Cadre réglementaire actuel et MRI

21 En vertu du cadre réglementaire actuel, le mécanisme d'ajustement tarifaire applicable au
22 Distributeur est basé sur le coût de service. Les demandes d'ajustement tarifaire sont
23 soumises annuellement à l'approbation de la Régie de l'énergie. Les tarifs sont fixés de
24 façon à recouvrer les coûts nécessaires pour rendre le service tout en incluant un
25 rendement raisonnable sur les actifs. Les tarifs sont établis sur la base d'une année projetée
26 suivant un principe réglementaire établi dans la décision D-2003-93.

27 Des comptes d'écarts et de reports (CER) ont été créés au fil des ans pour la prise en
28 compte ultérieure, dans les revenus requis, de coûts encourus dont les montants étaient
29 imprévus au moment de la fixation des tarifs ou, encore, dont les montants réels sont
30 différents de ceux initialement prévus. Ces CER sont ainsi une modalité de récupération de
31 coûts dans les tarifs.

32 Au départ « traditionnelle », l'approche basée sur le coût de service a évolué au fil des ans
33 en intégrant des éléments empruntés à la réglementation incitative :

²⁰ Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley de CEA sur les caractéristiques des MRI du Transporteur et du Distributeur d'électricité, HQTD-2, Document 1, page 24.

- 1 • Formule paramétrique pour la fixation de l’enveloppe des charges d’exploitation
2 comportant diverses modalités incitatives (tels des facteurs d’évolution combinée
3 des charges, d’efficience et de croissance des activités liées aux nouveaux
4 abonnements) et démonstration de gains d’efficience cumulatifs importants.
- 5 • Plan intégré d’efficience comprenant :
- 6 ◦ Indicateurs d’efficience visant à mesurer l’atteinte de l’objectif du Distributeur de
7 contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs sous l’inflation sur une
8 période mobile de 5 ans tout en conservant la même qualité du service ;
- 9 ◦ Indicateurs de performance en matière de qualité du service : suivi d’un
10 ensemble d’indicateurs de qualité du service permettant de s’assurer que la
11 mise en place de mesures d’efficience ne se fasse pas au détriment de la
12 qualité du service ;
- 13 ◦ Balisage externe effectué par First Quartile sur les indicateurs de coûts et de
14 qualité dont les résultats sont présentés à la Régie aux cinq ans (suite à la
15 décision D-2015-018).
- 16 • Mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR ») pour le moment
17 suspendu jusqu’au retour à l’équilibre budgétaire du gouvernement.

18 Le développement d’un MRI en continuité avec les éléments du cadre réglementaire actuel
19 est ainsi privilégié par le Distributeur, à l’instar de la recommandation de CEA²¹.

3.2 Caractéristiques du MRI du Distributeur

20 Pour le Distributeur, le MRI choisi doit être :

- 21 • Adapté aux objectifs de l’article 48.1 de la Loi et au contexte spécifique du
22 Distributeur ;
- 23 • En continuité avec le cadre réglementaire actuel ;
- 24 • Évolutif et par étapes, à l’instar de ce qui est observé dans l’industrie.

25 Le Distributeur propose une approche de type « I-X », aussi appelée « plafonnement des
26 revenus ». Cette approche est en continuité avec la formule paramétrique actuelle relative
27 aux charges d’exploitation, qui contient déjà plusieurs éléments de réglementation incitative
28 (voir la section 3.1.3).

29 Selon cette approche, les revenus requis seraient déterminés sur la base de la formule
30 suivante :

²¹ Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley de CEA sur les caractéristiques des MRI du Transporteur et du Distributeur d’électricité, HQTD-2, Document 1, page 12.

$$\text{Revenus requis}_{t+1} = [(\text{Revenus requis}_t - \text{Exclusions}_t (Y) - \text{Exogènes}_t (Z)) + \text{Inflation}_{t+1} (I) - \text{Productivité} (X) + \text{Croissance des abonnements}_{t+1}] + \text{Exclusions}_{t+1} (Y) + \text{Exogènes}_{t+1} (Z)$$

1 Telles que supportées par la preuve d'expert soumise par CEA, les principales
2 caractéristiques du MRI pour le Distributeur sont illustrées à l'annexe A1-1.

3 Le Distributeur précise certaines des caractéristiques du MRI proposé comme suit :

4 Durée

5 Une durée initiale de trois ans est proposée, composée d'une première année établie sur la
6 base du coût de service (année de *rebasings*) et de deux années suivantes établies en
7 fonction de la formule paramétrique. Cette durée devrait être suffisante pour identifier,
8 mettre en place et profiter de mesures d'amélioration de la performance et de l'efficacité.

9 Une durée plus longue (au-delà de 3 ans), aurait pour effet d'augmenter encore davantage
10 le risque pour le Distributeur et les consommateurs :

11 « Longer terms also create greater risk for the utility and consumers that rates will
12 deviate substantially from costs and potentially impact the financial risk of the
13 company with a resulting impact on ROE. Even though PBR typically breaks the
14 direct link between costs and rates, cost of service remains a periodic
15 reasonableness check for rebasing subsequent programs »²²

16 Éléments couverts

17 La formule proposée englobe davantage d'éléments que la formule paramétrique actuelle.
18 En effet, en plus de l'ajout des taxes et des frais corporatifs, elle couvre également les coûts
19 liés aux investissements par le biais de l'amortissement des actifs mis en service.

20 Aussi, les investissements continuent d'être autorisés par la Régie sur une base annuelle
21 pour les investissements inférieurs à 10 M\$ et sur une base spécifique pour ceux supérieurs
22 à 10 M\$. Ils sont, lors de leur mise en service, versés à la base de tarification du Distributeur
23 pour être par la suite amortis selon les règles en vigueur. L'amortissement vient donc capter
24 les coûts découlant d'investissements préalablement autorisés.

25 Exclusions

26 Le Distributeur propose d'exclure certains éléments de coûts de la formule I-X sur la base
27 des critères suivants :

- 28 • Éléments sur lesquels le Distributeur n'exerce pas de contrôle direct : les achats
29 d'électricité, le service de transport et les achats de combustible ;

²²Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley de CEA sur les caractéristiques des MRI du Transporteur et du Distributeur d'électricité, HQTD-2, Document 1 page 5.

- 1 • Éléments dont les coûts peuvent être volatils, imprévisibles, importants, et pour
2 lesquels la Régie a reconnu des CER afin de protéger le Distributeur et les clients à
3 l'égard de la variabilité des coûts et des revenus qui leur sont associés. Tous les
4 CER reconnus par la Régie figurent dans cette catégorie²³. Dans le contexte de la
5 réglementation incitative, les motifs au soutien de la mise en place et au maintien de
6 ces CER demeurent valables ;
- 7 • Charges d'exploitation : Éléments de coûts hors du contrôle du Distributeur ou
8 découlant d'exigences externes nouvelles (lois, décrets, obligations de prise en
9 charge des réseaux), de coûts extraordinaires ou liés à de nouvelles activités non
10 prévues aux budgets des années antérieures, ou encore des coûts temporaires
11 découlant de projets d'investissement et/ou générant des gains. Cette catégorie
12 correspond aux « activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » et aux
13 « éléments spécifiques »²⁴ déjà reflétés dans la formule paramétrique actuelle ;
- 14 • Coûts liés aux activités, projets et programmes pour lesquels une réduction de coûts
15 pourrait avoir des conséquences indésirables dans le contexte d'un MRI. Les
16 interventions en efficacité énergétique (soit les coûts du PGEÉ²⁵ et du BEIÉ²⁶) se
17 classent dans cette catégorie.

18 Facteur d'inflation

19 Le taux d'inflation proposé est une combinaison de l'IPC et du taux de croissance des
20 salaires d'Hydro-Québec, tel qu'utilisé actuellement afin de mieux refléter les spécificités et
21 le contexte du Distributeur.

22 Facteur de productivité

23 Tel qu'en témoigne le Distributeur dans la demande tarifaire R-3933-2015²⁷, le rythme
24 soutenu des gains d'efficience réalisés par le passé ne peut être maintenu à l'avenir.

25 Ainsi, le facteur de productivité aura lieu d'être revu à la lumière des gains d'efficience
26 notables déjà réalisés. Ces gains doivent être pris en compte dans l'appréciation de
27 l'amélioration de la productivité du Distributeur pour les années à venir.

28 Facteur de croissance des activités

29 Considérant que le meilleur inducteur de coûts est le nombre d'abonnements pour le
30 Distributeur, le facteur de croissance des activités proposé doit être établi en fonction de
31 l'évolution du nombre d'abonnements.

²³ La liste des CER figure à la pièce HQD-9, document 7 du dossier R-3933-2015.

²⁴ Le détail des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et des éléments spécifiques figure à la pièce HQD-8, Document 1 (B-0026) du dossier R-3933-2015.

²⁵ Plan global en efficacité énergétique.

²⁶ Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques.

²⁷ Dossier R-3933-2015, pièce HQD-8, Document 1, page 9,

1 Clause de sortie

2 Enfin, tel que CEA le recommande, une clause de sortie advenant un écart de rendement
3 supérieur ou inférieur à un certain nombre de points de base est essentielle. Cette clause
4 permet la révision ou l'interruption du MRI lorsque des problématiques en cours de MRI
5 surviennent.

6 Finalement, comme le souligne CEA²⁸, un mécanisme de report de gains d'efficience, ainsi
7 que d'autres caractéristiques, pourraient éventuellement être ajoutés dans un prochain MRI.

3.3 Suivi de la performance du Distributeur

3.3.1 Indicateurs de performance retenus

8 Dans ses décisions D-2014-034²⁹ et D-2015-103³⁰, la Régie demande au Distributeur de
9 proposer des indicateurs de performance en lien avec le MTÉR. L'objectif de lier des
10 indicateurs au MTÉR, et par conséquent au MRI, est de s'assurer que les gains d'efficience
11 sont arrimés à la mission de base du Distributeur, soit de fournir à la clientèle québécoise,
12 une alimentation en électricité fiable et un service de qualité.

13 Dans la même décision procédurale D-2015-103, la Régie considère que la question des
14 écarts de rendement devrait également être traitée de manière conceptuelle.³¹

15 Ainsi, le Distributeur prévoit retenir des indicateurs de qualité du service en lien avec la
16 satisfaction de la clientèle, la qualité du service, la continuité de l'alimentation et la sécurité
17 (du public et des employés). Il proposera des indicateurs dont le choix aura été déterminé
18 en fonction des critères suivants :

- 19 • être sous le contrôle du Distributeur : Le Distributeur doit pouvoir agir sur les
20 activités que mesure l'indicateur et poser des actions qui auront des effets sur les
21 résultats de l'indicateur ;
- 22 • être facilement mesurables : Pour être en mesure de se fixer des cibles, il importe
23 que le Distributeur puisse évaluer quantitativement les résultats de l'indicateur ;
- 24 • être en lien avec la mission de base du Distributeur : Afin d'offrir une alimentation
25 électrique fiable et sécuritaire et des services de qualité répondant aux attentes de
26 ses clients, il faut s'assurer que les indicateurs n'intègrent pas des volets qui n'ont
27 pas de liens directs avec cet objectif.

²⁸ Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley de CEA sur les caractéristiques des MRI du Transporteur et du Distributeur d'électricité, HQT-D-2, Document 1 page 14.

²⁹ D-2014-034 (dossier R-3842-2013), paragraphe 401.

³⁰ D-2015-103, paragraphe 23.

³¹ D-2015-103, paragraphe 21.

1 En ce qui concerne le nombre d'indicateurs choisis, la Régie, dans sa décision D-2008-019³²
2 portant sur la demande tarifaire 2008 du Transporteur, mentionne :

3 « De ce fait, si le nombre d'indicateurs liés à un mécanisme incitatif ou à un régime
4 d'intéressement et de rémunération variable peut être relativement restreint, il n'en
5 est pas de même pour ceux destinés aux fins du processus réglementaire, lesquels
6 doivent être en lien avec les principaux sujets couramment débattus devant la
7 Régie. »

8 Le Distributeur est d'avis que le nombre d'indicateurs qui seront retenus pour les fins d'un
9 MRI doit être limité à ceux qui assurent une juste mesure de la qualité du service rendu.

10 Les indicateurs font actuellement l'objet d'un examen dans le cadre du dossier
11 R-3933-2015, ce qui rend leur choix prématuré. C'est pourquoi le Distributeur envisage les
12 choisir dans le cadre de la phase 3 du présent dossier.

13 **3.3.2 Intégration des indicateurs au MRI³³**

14 Une fois les indicateurs choisis, leur intégration au MRI et au MTÉR pourrait suivre les
15 étapes suivantes :

- 16 • Définition d'une cible pour chaque indicateur basée, notamment, sur l'historique
17 des résultats de cet indicateur. Ces cibles devront tenir compte de l'arbitrage
18 nécessaire entre les résultats de chaque indicateur et les coûts requis pour les
19 atteindre ;
- 20 • Pondération attribuée à chaque indicateur ;
- 21 • Calcul d'un indice composite de performance global (reflétant la moyenne pondérée
22 des résultats de l'ensemble des indicateurs) ;
- 23 • Partage des écarts de rendement selon l'atteinte d'un certain pourcentage de
24 réalisation de cet indice composite.

25 Ce mécanisme d'intégration des indicateurs au MRI s'apparente à celui approuvé pour
26 Gazifère³⁴.

27 Au moment du suivi du MRI, le Distributeur envisage présenter les résultats obtenus pour
28 chaque indicateur pris individuellement et pour l'indice composite.

29 **3.3.3 Mécanisme de partage des écarts de rendement³⁵**

30 Le Distributeur envisage partager avec ses clients les écarts de rendement selon les
31 résultats de l'indicateur composite. Préalablement, il importe de revoir les modalités du
32 MTÉR afin de l'arrimer au nouveau cadre réglementaire du Distributeur, tel que le

³² D-2008-019 (dossier R-3640-2007), page 10.

³³ Voir Tableau A1-1 en annexe A

³⁴ D-2010-112 (dossier R-3754-2010), page 58

³⁵ Voir tableau A1-1 de l'annexe A.

1 recommande CEA³⁶. Ceci permettra d'éviter que le MTÉR ne vienne réduire les incitatifs à
2 l'efficacité suite à la mise en place d'un MRI. Cette révision sera abordée en phase 3.

3.4 Traitement des réseaux autonomes

3 Dans sa décision D-2015-103, la Régie demande aux participants d'aborder la question du
4 traitement des réseaux autonomes sous un angle conceptuel, à savoir si le MRI doit prendre
5 en considération la présence des réseaux autonomes³⁷.

3.4.1 Portrait des réseaux autonomes du Distributeur

6 Les réseaux autonomes se situent dans une zone territoriale vaste mais peu peuplée. Ces
7 territoires comptent une population totale de près de 35 000 habitants répartie en trente
8 communautés composées d'Attikameks, de Blancs, de Cris, d'Innus, d'Inuits et de Naskapis.
9 En 2014, les réseaux autonomes comptaient plus de 18 000 abonnements dont 90 % de
10 clients résidentiels, la production en électricité s'élevait à 437 GWh et les besoins en
11 puissance atteignaient 95 MW à la pointe 2014-2015. Les Îles-de-la-Madeleine sont de loin
12 le réseau le plus important en termes de population et de consommation. En 2014, le
13 nombre d'abonnements souscrit constituant pratiquement 41 % des abonnements totaux en
14 2014.

15 Pour répondre à ces besoins, les réseaux autonomes sont alimentés principalement par
16 24 centrales thermiques alimentées au mazout et deux centrales hydrauliques (Ménihék et
17 Lac-Robertson).

18 Compte tenu du prix élevé des combustibles et du nombre de clients à desservir, les coûts
19 d'alimentation des réseaux autonomes sont très élevés en comparaison des revenus des
20 ventes. Année après année, l'écart entre les revenus requis et les revenus des ventes est
21 de l'ordre de 200 M\$. Pour l'année 2016, il est prévu que cet écart s'élève à 191 M\$³⁸.

22 Des efforts importants sont faits par le Distributeur en vue de contrôler l'évolution des coûts
23 en réseaux autonomes³⁹. Parmi les éléments contribuant à contenir l'évolution de ces coûts,
24 figurent la tarification dissuasive au nord du 53e parallèle pour les usages de chauffage de
25 l'espace et de l'eau à partir de l'électricité produite par les centrales thermiques, les
26 programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes⁴⁰, les interventions en
27 efficacité énergétique, des mesures d'efficacité dans les opérations d'entretien et de

³⁶ Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley de CEA sur les caractéristiques des MRI du Transporteur et du Distributeur d'électricité, HQTD-2, Document 1, page 26.

³⁷ D-2015-103, paragraphe 25.

³⁸ Pièce HQD-1, Document 4, Tableau 2, page 7 du dossier tarifaire R-3933-2015.

³⁹ Voir les pages 94 à 98 de la présentation suivante : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/40/DocPri/R-3776-2011-B-0061-SEANCETRAV-DOC-2011_10_07.pdf

⁴⁰ Considérant l'efficacité supérieure de l'utilisation de système de chauffage individuel au mazout comparé à l'alimentation en chauffage des clients à partir d'une centrale thermique, le Distributeur subventionne l'achat de combustible dans les réseaux autonomes et paie les frais d'entretien et de réparation des systèmes de chauffage principal au mazout.

1 maintenance des centrales et l'introduction de sources d'alimentation moins coûteuses, plus
2 efficaces et moins polluantes (les projets d'éoliennes aux Îles-de-la-Madeleine). Il est à
3 noter que lors du remplacement des centrales thermiques, un souci particulier est accordé à
4 l'utilisation de moteurs plus efficaces⁴¹.

3.4.2 Proposition de traitement des réseaux autonomes⁴²

5 Certes, l'alimentation des réseaux autonomes présente des caractéristiques uniques aux
6 plans historique, culturel et environnemental.

7 Dans le contexte où globalement, les réseaux autonomes représentent 0,3 % des revenus
8 des ventes prévues en 2016, 2 % des revenus requis et 0,5 % des abonnements, le
9 Distributeur endosse les conclusions de son expert CEA à l'effet de traiter les réseaux
10 autonomes à même le MRI qui sera mis en place.

11 CEA ajoute par ailleurs que le traitement des réseaux autonomes dans un MRI distinct
12 occasionnerait des coûts additionnels d'implantation, de suivi et de mesure de performance
13 pour une portion infime de sa clientèle, ce qui va à l'encontre de l'objectif d'allégement visé
14 par l'article 48.1 de la Loi.

15 Enfin, le but du MRI est intrinsèquement de générer de l'efficacité. Puisque les réseaux
16 autonomes sont inclus dans le MRI proposé, ils bénéficieront des mêmes traitements que
17 l'ensemble des clients du réseau intégré.

3.5 Processus réglementaire

18 Le Distributeur prévoit atteindre l'objectif 3 de l'article 48.1 de la Loi en regard de
19 l'allégement du processus par la prise en compte des éléments suivants :

- 20 • Allégement du traitement des dossiers tarifaires par :
 - 21 ◦ L'espacement des dossiers tarifaires sur la base du coût de service : Seule
22 l'année de « rebasing », soit un an sur les trois du plan proposé, fera l'objet
23 d'un dossier tarifaire sur la base du coût de service ;
 - 24 ◦ Le dépôt, sur une base annuelle, d'un dossier tarifaire (le « Dossier annuel »)
25 limité aux données nécessaires à la révision des tarifs. Parmi les éléments qui
26 seraient déposés, figurent la prévision de la demande, les paramètres de la
27 formule paramétrique, les exclusions, les éléments exogènes de même que la
28 demande d'autorisation des investissements inférieurs à 10 M\$;
 - 29 ◦ L'élimination de la revue « ligne par ligne » des coûts couverts par la formule
30 paramétrique ;

⁴¹ Cela a été démontré dans le cas des centrales de Kuujjuak et d'Akulivik.

⁴² Cette proposition est reflétée dans le tableau de l'annexe A1-1.

- 1 ◦ La réduction du temps, à la fois, de l'examen des Dossiers annuels ainsi que du
2 processus de traitement allégé à être adopté par la Régie. En plus du gain de
3 temps associé aux dossiers annuels moins lourds, ceux-ci pourraient être
4 examinés selon la procédure de consultation. Tel que suggéré par CEA⁴³, ces
5 dossiers n'exigeraient pas d'audiences orales, un examen de la demande par
6 écrit selon la procédure de consultation s'avérant suffisant.
- 7 • Alternance de l'année de départ des MRI du Distributeur et du Transporteur: Le
8 décalage d'un an entre le début du MRI du Distributeur et celui du Transporteur
9 donnerait l'opportunité de mieux répartir dans le temps la charge de travail des
10 intervenants et de la Régie ayant pour effet d'alléger le processus.

4 Propositions du Transporteur

4.1 Contexte propre au Transporteur

4.1.1 Description du Transporteur

11 Le Transporteur se distingue par différents facteurs qui conditionnent les caractéristiques du
12 MRI à retenir.

13 Hydro-Québec TransÉnergie est une division d'une société d'état dont les actions font partie
14 du domaine de l'État et sont attribuées au ministre des Finances du Québec. Le
15 Transporteur est le principal transporteur d'électricité au Québec et, en tant que tel, selon
16 les priorités fondamentales qu'il s'est fixées, doit préserver la sécurité du public et de ses
17 employés, assurer, dans une perspective de long terme, la fiabilité du réseau et la qualité du
18 service attendue par la clientèle et maximiser la disponibilité du réseau, le tout en
19 maintenant des tarifs justes et raisonnables.

20 Le réseau de transport du Transporteur est l'un des plus vaste et complexe en Amérique du
21 Nord. Il se distingue par les distances importantes qui séparent les centres de production
22 des centres de consommation. La conception de ce réseau de transport implique l'utilisation
23 de nombreux paliers de conversion de tension, ce qui augmente le nombre de postes, la
24 complexité des infrastructures et les difficultés liées à l'exploitation et à la maintenance
25 des installations. De plus, le transport d'électricité, sur de très longues distances, nécessite
26 des équipements de compensation et des automatismes spéciaux destinés à assurer la
27 fiabilité. Ces particularités du réseau du Transporteur ont des impacts importants sur les
28 coûts d'exploitation et de maintenance et rendent complexes les activités de balisage.

29 La structure de coûts du Transporteur est fortement axée sur les investissements. En effet,
30 fondés sur les revenus requis de l'année témoin 2016 de sa récente demande tarifaire, le

⁴³ Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley de CEA sur les caractéristiques des MRI du Transporteur et du Distributeur d'électricité, HQTD-2, Document 1, page 29

1 rendement sur la base de tarification, l'amortissement et les taxes représentent
 2 respectivement 43 %, 33 % et 3 % du coût de service du Transporteur. Les autres coûts
 3 sont liés à la prestation du service, dont les charges nettes d'exploitation (« CNE ») qui
 4 comptent pour 24 % des revenus requis qui sont composées majoritairement des coûts de
 5 masse salariale (14 %) et de charges de services partagés (11 %).

Tableau 2
Composantes des revenus requis 2016 - HQT⁴⁴

	M\$	%
Rendement sur la base de tarification	1 348,8	42,8 %
Amortissement	1 035,0	32,9 %
Charges nettes d'exploitation	742,9	23,6 %
<i>Masse salariale</i>	426,8	13,6 %
<i>Charges de services partagés</i>	346,4	11,0 %
Taxes	100,4	3,2 %
Autres*	-77,4	-2,5 %
Revenus requis	3 149,7	100,0 %

* Autres : Achats de service de transport, achats d'électricité, autres revenus de facturation interne, frais corporatifs, comptes d'écart et frais reportés, intérêts reliés au remboursement gouvernemental et facturation externe.

6 Conformément à l'article 73 de la Loi et au Règlement sur les conditions et les cas
 7 requérant une autorisation de la Régie de l'énergie (le « Règlement »), le Transporteur doit
 8 obtenir l'autorisation de la Régie pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou
 9 des actifs destinés au transport de l'électricité. Selon qu'ils dépassent ou non le seuil de
 10 25 M\$, leur mode d'autorisation diffère ; les projets dont le coût est égal ou supérieur au
 11 seuil de 25 M\$ sont autorisés individuellement au cours de l'année alors que les autres le
 12 sont annuellement au moyen d'une demande globale de budget d'investissement.

13 Le Transporteur présente à la pièce HQT-9, Document 1 des demandes tarifaires, les
 14 investissements projetés sur un horizon de 10 ans par catégorie. Au cours des
 15 10 prochaines années, des investissements totaux de 1,7 G\$ sont prévus en moyenne
 16 chaque année⁴⁵. Ces investissements visent notamment à assurer la pérennité du réseau
 17 de transport et à répondre à la croissance des besoins de la clientèle.

⁴⁴ Dossier R-3934-2015, pièce HQT-5, Document 1.

⁴⁵ Dossier R-3934-2015, pièce HQT-9, Document 1, Tableau 9.

1 La précision de la prévision des investissements liés aux projets planifiés à court terme est
2 meilleure que celle des investissements anticipés à plus long terme. Au-delà de l'horizon de
3 quelques années, les prévisions d'investissement reflètent les niveaux d'investissement
4 estimés par le Transporteur pour répondre aux différents besoins, suivant l'information dont
5 il dispose au moment où ces prévisions sont faites. Ainsi, la planification annuelle des
6 investissements peut varier au fil du temps, au fur et à mesure que les projets qui la
7 composent se précisent.

8 De plus, la réalisation des projets d'investissement du Transporteur s'échelonne sur une
9 longue période, souvent sur trois à cinq ans et parfois sur 10 à 12 ans pour certains projets
10 de plus grande ampleur. Les coûts des ajouts au réseau qui découlent de ces projets sont
11 intégrés à la base de tarification du Transporteur conformément à l'article 49 de la Loi. S'il
12 s'agit d'investissements assurant la pérennité et la fiabilité des installations du Transporteur,
13 les coûts sont traités conformément à la décision D-2002-95 de la Régie, indiquant qu'il est
14 équitable que tous les clients contribuent à leur paiement. Lorsqu'il s'agit d'investissements
15 en croissance, les coûts sont traités suivant les dispositions des *Tarifs et conditions des*
16 *services de transport d'Hydro-Québec*.

17 Le Transporteur évolue, depuis plusieurs années, dans un contexte opérationnel exigeant,
18 marqué par une forte sollicitation et par le vieillissement du réseau de transport. Face à ce
19 contexte, le Transporteur a adopté un modèle de gestion des actifs (« MGA »)⁴⁶, arrimant
20 ainsi la stratégie de maintenance et de pérennité et introduisant la maintenance
21 conditionnelle ciblée. Ce modèle vise à assurer la fiabilité du service au moindre coût par la
22 gestion à court, moyen et long termes du risque en permettant une évolution contrôlée de
23 l'âge moyen des actifs et des risques de défaillance. Au cours des prochaines années, le
24 Transporteur poursuivra l'augmentation graduelle de la cadence de remplacement de ses
25 actifs et, en parallèle, devra accroître ses activités de maintenance afin d'optimiser
26 l'utilisation de ses actifs sur leur durée de vie utile tout en maintenant la fiabilité attendue par
27 une gestion adaptée de l'évolution du risque de défaillance. Le Transporteur souligne qu'il
28 poursuivra l'amélioration continue de son modèle grâce au retour d'expérience provenant du
29 suivi de l'état et de la performance de ses actifs et du réseau, à ses activités sur ce dernier
30 ainsi qu'à l'implantation de pratiques gagnantes. L'ajout d'outils informatiques à des fins de
31 simulation, de planification et de gestion d'inventaire, l'harmonisation des différentes
32 approches de planification des besoins, l'amélioration des façons de faire en maintenance
33 et en projets, incluant leur planification, gestion et réalisation⁴⁷ sont également des moyens
34 utilisés par le Transporteur pour bonifier ce modèle.

⁴⁶ Dossier R-3823-2012, pièce HQT-3, Document 1, dossier R-3903-2014 pièce HQT-3, Document 1 et dossier R-3934-2015, pièce HQT-3, Document 1.

⁴⁷ Dossier R-3934-2015, pièce HQT-3, Document 1.

1 La formule paramétrique du Transporteur, en particulier son facteur de croissance, jusqu'ici
2 utilisée pour déterminer le niveau annuel de CNE ne permet plus de rencontrer les besoins
3 de maintenance du réseau de transport autrement qu'en intégrant des ajustements
4 particuliers à cet effet⁴⁸. Comme mentionné dans la demande tarifaire pour l'année 2016, le
5 MGA constitue l'outil de base utilisé dans la détermination du niveau optimal des CNE.

6 « Dans le cadre de l'examen du dossier R-3823-2012, le Transporteur a indiqué que
7 ses besoins annuels pour les prochaines années seraient supérieurs au niveau de la
8 formule paramétrique. Avec l'avancement du déploiement de son modèle de gestion
9 des actifs, le Transporteur arrime sa demande de CNE à celui-ci, tenant compte de
10 sa capacité démontrée de réaliser les activités sous-jacentes à ce modèle. »⁴⁹

11 L'efficience attendue au cours des prochaines années sera essentiellement tributaire de
12 l'application du MGA qui, en posant le bon geste au bon moment, permettra d'optimiser
13 l'ensemble des coûts aux investissements et aux charges tout en maintenant la fiabilité
14 attendue du réseau, dans le contexte exigeant. Plus précisément, cette efficience
15 proviendra tant par l'optimisation des gestes à poser sur les équipements pour maintenir la
16 fiabilité du parc d'actifs (le « QUOI »), que par la revue des façons de faire de ces gestes (le
17 « COMMENT »).

18 La performance du Transporteur, mesurée par les indicateurs de performance sur les
19 dimensions de la satisfaction de la clientèle, la fiabilité, l'évolution des coûts et la
20 préservation de l'environnement, s'est maintenue ou améliorée au cours des 10 dernières
21 années. L'indicateur composite qui permet de comparer la performance globale du
22 Transporteur à celle de ses pairs, en mettant en relation fiabilité et coûts tant aux
23 investissements qu'aux charges, présente également des résultats pour le Transporteur
24 supérieurs à la moyenne des entreprises balisées sur l'horizon observé.

25 Enfin, le Transporteur fait le suivi de ses résultats dans son rapport annuel déposé à la
26 Régie. Il y présente, entre autres, ses résultats réels liés aux composantes des revenus
27 requis. Il fait également une reddition de compte des résultats des indicateurs de
28 performance retenus par la Régie et, lorsqu'applicable suite à l'atteinte de l'équilibre
29 budgétaire des finances publiques, de l'impact sur ses résultats du mécanisme de
30 traitement des écarts de rendement.

4.1.2 Objectifs opérationnels du Transporteur

31 Les objectifs visés par l'article 48.1 de la Loi dans l'établissement d'un MRI se déclinent en
32 objectifs opérationnels.

33 1) L'amélioration continue de la performance et de la qualité du service se traduit pour
34 le Transporteur, dans le contexte d'un réseau vieillissant et fortement sollicité, par

⁴⁸ Dossier R-3934-2015, pièce HQT-6, Document 2, page 7.

⁴⁹ Dossier R-3934-2015, pièce HQT-6, Document 2, page 15.

- 1 une sécurité du public et des employés préservée, une fiabilité du réseau et une
2 qualité du service maintenues à des niveaux acceptables dans une perspective de
3 long terme ainsi qu'une disponibilité de réseau maximisée ;
- 4 2) Une réduction des coûts profitable à la fois aux consommateurs et, selon le cas, au
5 distributeur ou au transporteur se traduit *ex-ante*, chez le Transporteur, par
6 l'intégration, à même ses revenus requis de coûts optimisés au moyen de la mise
7 en œuvre du MGA notamment, ou *ex-post*, par l'application d'un mécanisme de
8 partage et par la proposition d'un terme supérieur à un an pour le MRI favorisant le
9 développement et la mise en place de mesures d'efficacité ;
- 10 ~~3) L'allégement du processus par lequel sont fixés ou modifiés les tarifs se traduit par~~
11 ~~la proposition d'un premier MRI de facture simple, un espacement des demandes~~
12 ~~tarifaires, un processus réglementaire optimisé par lequel un examen des~~
13 ~~prévisions sera effectué lors de l'audience relative à l'étude initiale du plan et un~~
14 ~~suivi pour les deuxième et troisième années sera réalisé par le biais d'une~~
15 ~~procédure écrite, au moyen de gabarits prédéfinis pour la présentation des résultats~~
16 ~~et des mises à jour. L'allégement pourra également émaner d'une introduction~~
17 ~~séquentielle des MRI du Distributeur et du Transporteur.~~

4.1.3 Cadre réglementaire actuel et MRI

18 Dans le cadre de sa juridiction, la Régie a déterminé les méthodes comptables et
19 financières ainsi que les principes qui sont applicables au transporteur d'électricité⁵⁰. Ces
20 principes réglementaires reconnus par la Régie ont servi à la préparation de la preuve du
21 Transporteur dans le dossier R-3401-98, la première demande tarifaire entendue par la
22 Régie, et sont encore appliqués aujourd'hui.

23 Au fil des ans et des demandes tarifaires, la Régie a mis en place plusieurs principes
24 réglementaires et comptables qui intègrent maintenant certaines caractéristiques de la
25 réglementation incitative.

- 26 • Un ensemble d'indicateurs de performance et de qualité de service dont le suivi
27 permet de s'assurer que la mise en place de mesures d'efficacité ne se fasse pas
28 au détriment de la qualité du service ;
- 29 • Des activités de balisage qui visent à identifier les meilleures pratiques ;
- 30 • Le caractère incitatif à la réalisation de gains d'efficacité grâce à un partage
31 *ex-post* avec ses clients des écarts de rendement favorables, selon les modalités
32 définies par le MTÉR.

⁵⁰ Article 32 de la Loi et décision D-99-120.

1 Les incitatifs à l'efficacité que comporte le cadre réglementaire actuel ont permis d'intégrer
2 aux tarifs d'importants gains d'efficacité au cours de la période 2008 à 2015. Ces gains
3 cumulatifs sont de l'ordre de 127 M\$ aux CNE auxquels s'ajoutent ceux attribuables aux
4 investissements pris en compte dans la base de tarification, les charges d'amortissement et
5 celles liées à la taxe sur les services publics. Il est à noter qu'à l'intérieur de ce cadre
6 réglementaire, le tarif annuel de transport a connu une diminution de 24,2 % en dollars
7 constants sur la période allant de 2001 à 2016, selon le tarif proposé pour l'année 2016⁵¹.

8 Le développement d'un MRI selon une approche prudente et progressive, à partir
9 d'éléments du cadre réglementaire actuel, est à privilégier dans le contexte d'un premier
10 MRI. Cette approche prudente est d'autant plus appropriée que peu de transporteurs
11 d'électricité sont actuellement soumis à un MRI, comme l'indiquent ERA et CEA dans leurs
12 rapports respectifs.

4.2 Caractéristiques du MRI du Transporteur

13 ~~À partir des particularités et du contexte propres au Transporteur, CEA a identifié des~~
14 ~~caractéristiques d'un MRI qui lui sont adaptées⁵².~~

15 ~~Ces caractéristiques tiennent notamment compte du contexte d'un réseau vieillissant et~~
16 ~~fortement sollicité dans lequel évolue le Transporteur, ainsi que de la mise en place du~~
17 ~~MGA, tous deux affectant le niveau des coûts aux charges et aux investissements. Un tel~~
18 ~~contexte requiert une connaissance intrinsèque du réseau et de son état, de même que des~~
19 ~~impératifs de gestion qui en découlent, pour prévoir, sur un horizon de trois ans, les besoins~~
20 ~~anticipés. De plus, la prépondérance des coûts liés aux investissements dans la structure~~
21 ~~de coûts du Transporteur et leurs variations dans le temps, ainsi que la nécessité de~~
22 ~~maintenir l'évolution du risque de défaillance partielle des équipements sous contrôle, sont~~
23 ~~autant d'éléments qui militent en faveur de l'établissement des revenus requis selon une~~
24 ~~évaluation des besoins budgétaires envisagés sur la période du MRI résultant de~~
25 ~~l'application du MGA. Le MRI retenu doit donc permettre l'exercice d'un jugement informé~~
26 ~~pour l'établissement de projections intégrant ces besoins. Dans ce contexte, le Transporteur~~
27 ~~estime ne pas pouvoir recourir à une formule prédéfinie pour l'établissement de ses revenus~~
28 ~~requis.~~

29 ~~La prévision de l'ensemble des coûts sur un horizon de trois ans sur la base de~~
30 ~~connaissances intrinsèques permet au Transporteur de tenir compte de ses besoins afin~~
31 ~~d'offrir à ses clients un service fiable, sécuritaire et disponible. En outre, le MGA duquel sera~~
32 ~~dérivée l'efficacité au cours des prochaines années permet difficilement d'associer un~~
33 ~~facteur de productivité aux revenus requis comme certains types de MRI pourraient l'exiger.~~

⁵¹ Dossier R-3934-2015, pièce HQT-12, Document 1, tableau 4.

⁵² ~~Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley de CEA sur les caractéristiques des MRI du~~
~~Transporteur et du Distributeur d'électricité, HQT-D-2, Document 1, page 22.~~

1 Les comptes d'écarts et de report existants (« CER ») seraient maintenus puisque les motifs
2 au soutien de leur mise en place sont toujours valables dans le contexte de la
3 réglementation incitative et qu'ils demeurent utiles pour protéger le Transporteur et les
4 clients à l'égard de la variabilité des coûts et des revenus qui leur sont associés. Le
5 Transporteur pourrait proposer ultérieurement des ajustements aux modalités de disposition
6 actuelles de certains CER de façon à permettre une modification annuelle des tarifs au
7 cours de la période du MRI. De plus, des mises à jour annuelles seront requises pour
8 certains éléments hors du contrôle du Transporteur et pour les besoins de services de
9 transport.

10 Le terme de trois ans, pour ce premier MRI, est, selon CEA, un terme suffisamment long
11 pour identifier, mettre en place et profiter de mesures d'efficience sans augmenter indûment
12 le risque que les coûts réels diffèrent substantiellement des prévisions. Par ailleurs, en ce
13 qui a trait aux projections de mises en service notamment, ce terme concorde avec l'horizon
14 de projection de trois ans des contributions du Distributeur pour les besoins de croissance
15 de la charge locale. Ce terme de trois ans est également conforme à celui des deux
16 premières générations de MRI en Ontario⁵³ et à celui de Con Edison pour six des sept
17 générations de MRI couvrant les années 1992 à 2015⁵⁴.

18 Puisque certains événements majeurs ou exogènes pourraient avoir des impacts importants
19 sur les coûts, des ajustements peuvent être requis pour les coûts que le Transporteur n'a pu
20 prévoir ou sur lesquels il n'exerce pas de contrôle afin, entre autres, de le protéger d'écarts
21 défavorables qui pourraient compromettre la santé financière de l'entreprise et l'atteinte d'un
22 rendement raisonnable. Ces événements pourraient notamment inclure des événements
23 climatiques extrêmes, des bris majeurs, des demandes non prévues de clients, des décrets
24 gouvernementaux, des décisions de la Régie et des exigences légales et réglementaires
25 (autorité gouvernementale et organismes réglementaires).

26 Enfin, CEA recommande une clause de sortie advenant un écart de rendement des capitaux
27 propres supérieur ou inférieur à un certain nombre de points de base. Cette caractéristique
28 vise à protéger l'entreprise réglementée et sa clientèle de problématiques dans la
29 conception ou l'exercice du MRI en permettant sa révision ou son interruption.

30 En considérant l'ensemble des caractéristiques recherchées pour un MRI adapté au
31 contexte et particularités du Transporteur, CEA recommande un MRI de type plan d'affaires
32 (aussi appelé *Building block* ou *multi-year cost of service*). Ce type de MRI permet de
33 maintenir une certaine stabilité et prédictibilité, attributs recherchés pour un premier MRI,

⁵³ Performance-based regulation — A review of design options as background for the review of PBR for Hydro-Québec Distribution and Transmission divisions, Elenchus Research Associates, Inc., January 2015, page A-12.

⁵⁴ Ibid, page A-37.

1 ~~puisque'il constitue une évolution naturelle de l'approche basée sur le coût de service~~
2 ~~jusqu'alors utilisée pour fixer les tarifs. Le témoignage d'un représentant d'ERA, lors de~~
3 ~~l'audience du 27 mai 2015 dans le cadre du présent dossier, corrobore la recommandation~~
4 ~~de CEA et la proposition du Transporteur :~~

5 « Could we see a multi-year cost of service as being a transitional phase towards a
6 more sophisticated PBR? »

7 Yes, I think that that is a development path that you see in other jurisdictions as well,
8 sometimes going, even if it's a gradual extension of the term so perhaps, starting with
9 a three year cost of service and then lengthening the term and also starting to delink
10 the rate changes from cost changes so therefore try to build in this concept of having
11 an automatic change which is based on inflation and productivity rather than just cost
12 plus. »⁵⁵

13 ~~Un MRI de type *Building block* sur un horizon de trois ans favorise la recherche d'efficience~~
14 ~~et permet, par l'espacement des demandes tarifaires, l'allègement réglementaire recherché~~
15 ~~par le troisième objectif de l'article 48.1 de la Loi qui vise spécifiquement l'allègement du~~
16 ~~processus par lequel sont fixés ou modifiés les tarifs du transporteur d'électricité.~~

17 ~~D'autres caractéristiques, telles que le mécanisme de report de gains d'efficience,~~
18 ~~pourraient éventuellement être étudiées et ajoutées dans un prochain MRI.~~

4.3 Suivi de la performance du Transporteur

4.3.1 Indicateurs de performance retenus

19 Pour faire suite à la demande de la Régie dans la décision procédurale D-2015-103, le
20 Transporteur proposera un nombre restreint d'indicateurs ciblés. La Régie indique d'ailleurs,
21 dans l'extrait de la décision D-2008-019 reproduit à la section 3.3.1, que le nombre
22 d'indicateurs liés à un mécanisme incitatif peut être restreint.

23 Dans la phase 3 du présent dossier, le Transporteur proposera des indicateurs dont le choix
24 aura été conditionné par les aspects suivants :

- 25 • mesurer des dimensions en lien avec l'objectif relatif à la performance, tel que
26 défini à la section 4.1.2 ;
- 27 • être sous le contrôle de la division ; et
- 28 • être facilement mesurables.

29 Le Transporteur prévoit retenir les indicateurs portant sur la fiabilité, la sécurité et la
30 disponibilité du réseau, dimensions qui définissent la performance dans l'exploitation d'un
31 réseau de transport d'électricité. Ces indicateurs seront, si possible, choisis parmi les

⁵⁵ ~~Extrait du témoignage d'ERA, Notes sténographiques, 27 mai 2015, pages 126-127.~~

1 indicateurs retenus par la Régie dans la mesure où ils permettent une appréciation
2 adéquate des dimensions visées.

3 Le suivi d'indicateurs de performance permettra d'assurer que la réalisation des gains
4 d'efficacité ne se fait pas au détriment de la fiabilité, de la sécurité et de la disponibilité du
5 réseau.

4.3.2 Intégration des indicateurs au MRI

6 Pour chaque indicateur retenu, une cible de performance sera fixée en tenant compte de
7 l'impact du MGA sur l'évolution de l'âge du réseau et du risque de défaillance. Ces cibles
8 devront tenir compte de l'arbitrage nécessaire entre les résultats d'indicateurs de
9 performance et les coûts incrémentaux pour les atteindre. Une pondération devra
10 également être accordée à chaque indicateur.

11 Au moment du suivi du MRI, le Transporteur présentera les résultats obtenus. Pour chaque
12 indicateur, un pourcentage d'atteinte comparant le résultat à la cible sera calculé et, selon la
13 pondération accordée, un indice de performance globale sera obtenu.

14 Enfin, le partage des écarts de rendement sera conditionnel à l'atteinte d'un certain
15 pourcentage global de réalisation des indicateurs de performance. La Régie a approuvé un
16 tel mécanisme d'attribution pour Gazifère⁵⁶.

4.3.3 Mécanisme de partage des écarts de rendement

17 Un mécanisme de partage des réductions de coûts, en complément au MRI qui sera
18 proposé en phase 3, favorisera la recherche de gains d'efficacité et l'atteinte du second
19 objectif de l'article 48.1 qui vise une réduction des coûts profitable à la fois aux
20 consommateurs et au Transporteur.

21 CEA recommande de revoir les modalités du MTÉR afin d'assurer qu'il soit arrimé au
22 nouveau cadre réglementaire du Transporteur. L'ajout d'un MTÉR peut réduire les incitatifs
23 à l'efficacité intrinsèques au MRI, il est donc justifié de le revoir afin qu'il participe, avec les
24 autres paramètres du MRI, à l'atteinte des objectifs poursuivis par l'article 48.1 de la Loi.

25 Un tableau-synthèse des caractéristiques décrites aux sections 4.2 et 4.3 est présenté à
26 l'annexe A1-2.

4.4 Processus réglementaire

27 ~~L'objectif 3 de l'article 48.1 de la Loi vise un allégement du processus par lequel sont fixés~~
28 ~~ou modifiés les tarifs du transporteur d'électricité et les tarifs du distributeur d'électricité~~
29 ~~applicables à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs. Cet objectif peut~~
30 ~~être atteint à la phase 3 du présent dossier, soit par le recours à des approches simples ou~~

⁵⁶ D-2010-112 (dossier R-3754-2010), page 58.

1 par le choix d'un nombre limité de paramètres, ou lors de l'établissement des tarifs à la fin
2 de chaque année du MRI.

3 L'un des principaux gains en termes d'allégement consiste en l'élimination de la revue
4 annuelle « ligne par ligne » des revenus requis de l'année témoin. En effet, puisque les
5 prévisions établies pour une période de trois ans auront été examinées dans le cadre d'une
6 audience préalable à la mise en œuvre du MRI pour une période donnée, seuls les
7 éléments requérant une mise à jour auront à être revus à la deuxième et à la troisième
8 années. CEA recommande un seul dépôt pour la mise à jour des tarifs basé sur les
9 prévisions actualisées selon un format qui sera déterminé par la Régie. De plus, ce dépôt
10 n'exigerait pas d'audiences orales mais pourrait se faire par voie de consultation, soit un
11 examen de la demande par écrit.

12 De plus, l'alternance de l'année de départ des MRI du Transporteur et du Distributeur peut
13 constituer une source additionnelle d'allégement pour les partis impliqués en plus de
14 permettre de profiter des leçons apprises. C'est d'ailleurs l'approche qu'a retenue l'Ontario
15 Energy Board.

5 Pertinence d'une étude de productivité multifactorielle

16 En ce qui a trait à la pertinence de mener une étude de productivité multifactorielle, le
17 Distributeur et le Transporteur endossent les conclusions du témoignage de CEA, qui sont :

- 18 • Dans le cas du Distributeur, la démonstration de gains d'efficacité importants au
19 cours des dernières années, l'expérience vécue avec la formule paramétrique de
20 l'enveloppe des charges d'exploitation (incluant un facteur de productivité) et
21 l'absence d'historique d'études de productivité propre au contexte du Distributeur
22 incitent CEA à suggérer qu'il n'est pas opportun de faire une étude de productivité
23 multifactorielle, pas plus qu'une étude de balisage. La Régie pourrait toutefois
24 exercer son jugement pour fixer le facteur X du Distributeur en se basant sur
25 l'historique de l'efficacité du Distributeur, les études existantes de productivité et
26 sur différents exercices de balisage. L'approche du «*Judgment*»⁵⁷ évite beaucoup
27 de coûts et de controverses associés à la réalisation d'études de productivité et de
28 balisage tout en contribuant à l'allégement réglementaire.
- 29 • Dans le cas du Transporteur, l'approche de type *Building block* recommandée par
30 les experts ne requiert pas spécifiquement de définir un facteur de productivité. En
31 effet, cette approche repose sur des projections sur plusieurs années des
32 dépenses et des ajouts à la base de tarification incorporant, intrinsèquement, de
33 l'efficacité et des gains de productivité.

⁵⁷ Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley de CEA sur les caractéristiques des MRI du Transporteur et du Distributeur d'électricité, HQT-2, Document 1, page 24.

6 Conclusions

1 Le Distributeur et le Transporteur proposent deux MRI distincts qui, tout en étant adaptés à
2 leurs contextes spécifiques, permettent de rencontrer les objectifs de l'article 48.1 de la Loi.
3 L'ensemble des caractéristiques proposées permettra au Distributeur et au Transporteur
4 d'exercer leurs missions au meilleur coût tout en assurant la qualité du service à leurs
5 clients.

6 Avec des indicateurs de qualité et performance liés au mécanisme de partage, un MTÉR
7 revu et un processus réglementaire optimisé, ces propositions tablent sur les avantages du
8 cadre réglementaire existant en y apportant les adaptations nécessaires.

9 Pour le Distributeur, un MRI basé sur la méthode de plafonnement des revenus (« I-X ») sur
10 une période de trois ans permet d'assurer une transition harmonieuse entre le mode de
11 réglementation actuel et une réglementation incitative plus globale. L'approche proposée est
12 adaptée au contexte spécifique du Distributeur, elle est simple et s'inscrit en continuité avec
13 les mécanismes réglementaires actuels tout en apportant les ajustements nécessaires pour
14 rencontrer les objectifs de l'article 48.1. À l'instar de ce qui a été observé par ERA, la
15 proposition du Distributeur et les éléments couverts par le MRI qu'il propose, constituent
16 une première étape qui pourra évoluer au fil des années. Cette évolution devra se faire de
17 façon progressive et prudente.

18 ~~La proposition de MRI sous forme de *Building block* sur un horizon de trois ans préconisée~~
19 ~~pour le Transporteur tient compte de ses particularités et du contexte d'affaires dans lequel~~
20 ~~il évoluera au cours des prochaines années et permet l'intégration de l'optimisation de ses~~
21 ~~activités résultant de l'application du MGA. Elle permet au Transporteur d'exploiter son~~
22 ~~réseau de transport de manière à assurer la sécurité du public et de ses employés, à~~
23 ~~maintenir la fiabilité et à maximiser la disponibilité du réseau dans une perspective de long~~
24 ~~terme.~~

25 Par ailleurs, étant donné le faible nombre de transporteurs d'électricité assujettis à un MRI à
26 travers le monde et leur absence au Canada et en Amérique du Nord, force est de constater
27 que le Transporteur joue un rôle de précurseur en matière de MRI pour le secteur du
28 transport d'électricité sur ce continent. Dans ce contexte, il est de mise pour le Transporteur,
29 la Régie et les intervenants de procéder de façon ordonnée et prudente dans l'élaboration
30 de ce premier MRI, ce que la proposition équilibrée du Transporteur permet d'accomplir.

Annexe A

Synthèse des principales caractéristiques des MRI du Distributeur et du Transporteur

Tableau A1-1
Principales caractéristiques proposées du MRI du Distributeur

Caractéristiques	Description
Méthode de détermination des revenus requis	<i>Méthode de plafonnement des revenus requis « I-X » :</i>
Durée	<i>3 ans - Année 1 : « rebasing » ; Années 2 et 3 : formule</i>
Éléments couverts (incluant Réseaux autonomes)	<i>Enveloppe des charges d'exploitation Amortissement Taxes Frais corporatifs</i>
Exclusions (Y)	<i>Achats d'électricité, Service de transport, Achats de combustible Tous les comptes d'écarts et de report Charges d'exploitation : Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et Éléments spécifiques Tous les coûts des interventions en efficacité énergétique Rendement sur la base de tarification</i>
Exogènes (Z)	<i>Événements imprévisibles ou exogènes (événements climatiques extrêmes, bris majeurs, décrets gouvernementaux, décisions de la Régie, exigences légales et réglementaires (gouvernement et organismes réglementaires, etc.)</i>
Inflation (I)	<i>Indice combinant l'IPC et le taux de croissance des salaires d'Hydro-Québec</i>
Productivité (X)	<i>Jugement exercé par la Régie considérant les efforts d'efficience passés</i>
Croissance des activités	<i>Croissance des abonnements</i>
Partage des écarts de rendement	<i>Ajustement aux modalités du MTÉR aux fins d'un arrimage avec le MRI</i>
Indicateurs de performance	<i>Choix d'un nombre limité d'indicateurs de qualité du service retenus aux fins du partage des écarts de rendement</i>
Clause de sortie	<i>Possibilité de révision ou d'interruption du plan si écarts de rendement supérieur ou inférieur à un certain nombre de points de base</i>

Tableau A1-2
Principales caractéristiques proposées du MRI du Transporteur

Caractéristiques	Description
Méthode de détermination des revenus requis	<i>Méthode du plan d'affaires</i>
Terme du plan	<i>3 ans</i>
Éléments couverts	<i>Ensemble des rubriques des revenus requis, sauf les éléments hors du contrôle du Transporteur</i>
Investissements	<i>Maintien de l'autorisation sur une base annuelle des investissements < 25 M\$ et sur une base spécifique des investissements ≥ 25 M\$</i>
Détermination des revenus requis	<i>Projections pluriannuelles de l'ensemble des rubriques des revenus requis sur l'horizon du MRI, avec mises à jour pour les éléments hors du contrôle du Transporteur et pour les besoins des services de transport</i>
Inflation	<i>Intégrée aux prévisions</i>
Productivité	<i>Intégrée aux prévisions</i>
Ajustements annuels	<i>Éléments hors du contrôle du Transporteur et éléments faisant l'objet de comptes d'écarts et de report reconnus par la Régie (coûts de retraite, revenus des services de transport de point à point, coûts des mises en services de projets non autorisés, pénalités liées aux services complémentaires)</i>
Ajustements ponctuels	<i>Événements imprévisibles ou exogènes (événements climatiques extrêmes, bris majeurs, demandes non prévues de clients, décrets gouvernementaux, décisions de la Régie, exigences légales et réglementaires (gouvernement et organismes réglementaires), etc.)</i>
Clause de sortie	<i>Possibilité de révision ou d'interruption du plan si écarts de rendement supérieur ou inférieur à un certain nombre de points de base</i>
Indicateurs de performance	<i>Choix d'un nombre limité d'indicateurs de performance aux fins du partage des écarts de rendement</i>
Partage des écarts de rendement	<i>Ajustement aux modalités du MTÉR aux fins d'un arrimage avec le MRI</i>

**Réponses du Distributeur et du Transporteur à
demande de renseignements numéro 1
de la Régie de l'énergie
(« Régie »)**

1 **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À**
2 **HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION ET TRANSPORT RELATIVE À LA**
3 **DEMANDE D'ÉTABLISSEMENT D'UN MÉCANISME DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE**
4 **ASSURANT LA RÉALISATION DE GAINS D'EFFICIENCE PAR LE DISTRIBUTEUR**
5 **D'ÉLECTRICITÉ ET LE TRANSPORTEUR D'ÉLECTRICITÉ**

6 **QUESTIONS POUR LE DISTRIBUTEUR**

7 **1. Référence :** Pièce C-HQT-HQD-0023, p. 12 et 13.

8 **Préambule :**

9 *« As described above, HQD serves millions of customers with fluctuating loads, and the*
10 *majority of its expenses are beyond management's direct control. This suggests an MRI*
11 *approach that both recognizes these distinctions and provides the efficiency incentives*
12 *envisioned in the goals of Article 48.1. Based on the goals of Article 48.1 and HQD's unique*
13 *characteristics, Concentric believes that an expansion of the existing parametric formula is a*
14 *logical evolution of the company's regulatory framework. This I-X approach would establish*
15 *a target level of expenses for activities within the control of HQD. The formula would be*
16 *comprehensive and apply to both operating and capital-related costs, taking into account*
17 *that electricity, transmission and fuel costs would remain out of the formula. HQD would*
18 *submit a multi-year filing for the term of the MRI plan.*

19 *Under the proposed plan, the "I" and "X" factors would have to be set according to the*
20 *process adopted by the Régie. An expanded definition of operating costs under*
21 *management's control would be included under the formula, and include amortization, taxes*
22 *and corporate expenses, even though not directly controllable by HQD. Consistent with*
23 *existing practice and provisions of the Act regarding rate base additions, the Régie would*
24 *continue to review and authorize capital investments less than, and greater than, \$10M as*
25 *under the existing regulatory framework, and these investments would be placed in rate base*
26 *when the assets are put in service. On balance, the proposed framework expands on the*
27 *incentives under the existing formula, retains elements of the parametric formula familiar to*
28 *both the Régie and HQD, and also responds to the third objective of Article 48.1, a*
29 *streamlining of the process by which the Régie fixes rates. »*

30 **Demandes :**

31 1.1 Veuillez élaborer sur l'impact potentiel de l'implantation du modèle proposé, en termes
32 de modifications éventuelles sur :
33 1.1.1. la tarification;

34 **R1.1.1**

35 **Under Concentric's proposal, the initial year revenue requirement will be**
36 **determined as revenue requirements are currently established, based on a**
37 **forward test year. Revenue requirements will be established in years two and**

1 three by applying the MRI formula. Concentric is not proposing any change to
2 HQD's rate design methodology or to any of the terms of service.

3 1.1.2. les conditions de services du Distributeur.

4 **R1.1.2**

5 **See response to question 1.1.1.**

6 1.2 Veuillez élaborer sur l'approche envisagée, quant au traitement du risque et à
7 l'augmentation de la capitalisation des charges dans le cas où le mécanisme ne
8 s'appliquerait que sur les charges retenues par le Distributeur.

9 **R1.2**

10 **HQD will expend capital and operating expenses to fulfill its public service**
11 **obligations consistent with optimization of capital and operating expenses as**
12 **determined by HQD's asset management practices and operational**
13 **requirements. Thus, the MRI will not produce a bias toward solutions that**
14 **involve capital investments over operating expenses.**

15 **Additionally, the MRI will constrain the growth of allowed revenues, incenting**
16 **HQD to carefully manage both operating and capital expenditures.**

17 **Complément de réponse du Distributeur**

18 **Par ailleurs, le Distributeur est tenu de respecter les règles qui encadrent la**
19 **capitalisation des charges en vertu des principes comptables généralement**
20 **reconnus des États-Unis « US GAAP » et des pratiques réglementaires et**
21 **méthodes comptables reconnues par la Régie.**

22 1.3 Veuillez élaborer sur l'approche envisagée, quant au traitement du risque découlant
23 d'une situation hypothétique où la tarification des services de distribution ne
24 permettrait de couvrir que partiellement l'augmentation anticipée par le facteur
25 d'inflation. Veuillez indiquer comment une telle situation trouverait résolution dans
26 votre proposition.

27 **R1.3**

28 **In this situation, assuming the Earnings Sharing Mechanism (“ESM” or “MTÉR”)**
29 **remains asymmetric, HQD would absorb the difference between the allowed**
30 **“I-X” rate path and the actual costs. These excess costs would be fully**
31 **absorbed by the Division, incentivizing the Division to manage these or other**
32 **costs to bring the imbalance back into alignment, unless the increase in costs**
33 **was attributable to an unanticipated event outside of management's control**
34 **(e.g., new government regulation) requiring these excess expenditures and thus**
35 **qualify for Z factor treatment. The only exception would be if HQD's shortfall**
36 **was large enough to trigger the “off-ramp” provision in the MRI that is**
37 **necessary to protect HQD's shareholder from extraordinary and unacceptable**
38 **earnings shortfalls.**

1 1.4 Veuillez élaborer sur les avantages et les inconvénients d'une approche qui exclurait
2 les coûts des approvisionnements du MRI couvrant les autres activités mais qui
3 considérerait un mécanisme incitatif spécifique pour ceux-ci.

4 **R1.4**

5 **HQD currently files a 10-year supply plan for approval by the Régie every three**
6 **years. The Régie reviews the supply plan and approves the strategy that HQD**
7 **intends to implement to meet the projected needs over the term of the plan. In**
8 **the annual rate cases, the Régie reviews the performance of the plan and**
9 **approves HQD's supply management and the related supply costs. All of these**
10 **management actions reduce energy and power needs over the term of the**
11 **supply plan.**

12 **With respect to the need for supplies, the energy and power needs take into**
13 **management measures in place for energy saving interventions, interventions**
14 **in demand management, and rate options that encourage customers reduce or**
15 **shift consumption. Thus, HQD can impact the supply needs.**

16 **With respect to the dispatch of those supplies, HQD is required by law to take**
17 **the non-Heritage supplies first, followed by the Heritage Pool supplies. HQD has**
18 **limited ability to influence the supply dispatch with the exception of short-term**
19 **purchases that are made following strategies that are approved by the Régie.**

20 **Finally, with respect to the price of supplies, the price of heritage electricity is**
21 **fixed according to a formula established by the Act, while the price of the vast**
22 **majority of post-heritage electricity flows from requests for offers in accordance**
23 **with the regulatory framework for acquiring energy blocks.**

24 **In summary, through its various interventions, HQD currently has a direct**
25 **impact on supply needs and a limited ability to influence supply costs. The**
26 **Régie will continue to review the performance of the supply plan and approve**
27 **HQD's supply management and the related supply costs on an annual basis.**
28 **This annual review of supply costs is the best incentive to ensure that these**
29 **costs are the lowest they can possibly be for customers.**

30 **2. Référence :** Pièce C-HQT-HQD-0023, p. 15.

31 **Préambule :**

32 *« There are two possible MRI treatments for autonomous networks :*

- 33 1) ***Targeted MRI:** exclude the autonomous networks from the MRI for all other HQD*
34 *activities and services (requiring separate tracking of expenses, investments, and*
35 *revenues), and develop a targeted MRI that is focused on the unique circumstances*
36 *of these networks, including an incentive to reduce pollutant emissions; and*
- 37 2) ***Include as an integral component of the HQD MRI:** include all costs and*
38 *revenues associated with HQD's services to the twenty-two communities served by*
39 *autonomous networks as part of the regulatory framework that applies to all other*
40 *customers will be treated within the new HQD MRI, and thus, subject to the same*
41 *methodology including the productivity factor.*

1 *Concentric recommends that the Régie adopt option 2. It is certainly worthwhile providing*
2 *HQD with a targeted incentive to reduce the cost of serving these customers. Developing a*
3 *targeted MRI would potentially accommodate environmental goals within the overall MRI*
4 *design, but would involve an incremental design and administrative accounting burdens that*
5 *do not correspond to the relatively minor portion of annual revenue requirements*
6 *(approximately 1.9 %) derived from these customers. Therefore, an appropriate initial step is*
7 *to pursue this objective within the overall HQD MRI mechanism. HQD will have an incentive*
8 *to pursue efficiencies to serve these customers, as long as the overall MRI framework, which*
9 *includes an “X” factor, provides a meaningful incentive to achieve efficiencies.» [nous*
10 *soulignons]*

11 **Demandes :**

12 2.1 En vous référant à la première option (« Targeted MRI »), veuillez préciser les
13 caractéristiques qui définiraient un mécanisme applicable aux Réseaux Autonomes.
14 Veuillez préciser également les avantages et les inconvénients d’une telle option dans
15 le contexte réglementaire du Distributeur.

16 **R2.1**

17 **Conceptually, a targeted mechanism should reflect the Autonomous Networks’**
18 **specific characteristics, such as the coverage of a large – but sparsely**
19 **populated – territory, the reliance on inefficient, costly and environmentally**
20 **challenged energy supply, the need to provide reliable service, and the adverse**
21 **consequences of cost-shifting to other HQD customers. Thus, the mechanism**
22 **could provide incentives to customers that have efficient self-generation or**
23 **energy efficiency options that are less expensive and/or have lower**
24 **environmental emissions. The mechanism should also incent HQD to favor**
25 **reliance on cleaner energy supplies.**

26 **The advantage of such a mechanism is that it would be designed to reflect the**
27 **unique circumstances of Autonomous Networks and environmental and**
28 **economic impacts. The challenge will be to develop a targeted mechanism that**
29 **is relatively simple to administer and can be applied to all of HQD’s**
30 **Autonomous Networks. Benchmarking against Autonomous Networks in other**
31 **jurisdictions may be a useful exercise, but would require normalizing for**
32 **varying weather and economic conditions that contribute to changes in costs**
33 **and environmental emissions from year to year.**

34 **On balance, care must be taken for the effort and cost expended not to exceed**
35 **the potential benefits.**

36 2.2 Advenant le cas où la Régie retiendrait la proposition prévoyant l’intégration des
37 réseaux autonomes au sein du MRI du Distributeur, veuillez proposer un mécanisme
38 permettant de réaliser un suivi de la performance en termes de réduction des coûts et de
39 consommation de diesel dans les réseaux autonomes, à l’intérieur du MRI.

40 **R2.2**

41 **Although it may not be feasible to design, implement, and administer a targeted**
42 **approach, it may be feasible to develop and maintain a database of key**

1 financial, fuel use, environmental emissions and performance data that
2 monitors cost reductions and diesel consumption in the Autonomous Networks.

3 2.3 Veuillez élaborer sur ce qu’entend l’expert par l’expression « *an appropriate initial*
4 *step* ». Veuillez préciser si le Distributeur envisage, dans une étape ultérieure, de
5 considérer distinctement les réseaux autonomes.

6 **R2.3**

7 **The proposal to include Autonomous Networks within HQD MRI provides an**
8 **incentive to HQD to reduce the cost to serve these communities. Although it is a**
9 **relatively blunt instrument and does not specifically reflect environmental**
10 **impacts, this step addresses a major concern: the cost burden that is shifted to**
11 **other HQD customers. Concentric understands that HQD intends to evaluate the**
12 **performance of this plan and propose changes if required.**

13 **3. Référence :** Pièce C-HQT-HQD-0028, p. 13.

14 **Préambule :**

15 « *Le Distributeur propose une approche de type « I-X », aussi appelée « plafonnement des*
16 *revenus* ». *Cette approche est en continuité avec la formule paramétrique actuelle relative*
17 *aux charges d’exploitation, qui contient déjà plusieurs éléments de réglementation incitative*
18 *(voir la section 3.1.3).*

19 *Selon cette approche, les revenus requis seraient déterminés sur la base de la formule*
20 *suivante :*

$$\text{Revenus requis}_{t+1} = [(\text{Revenus requis}_t - \text{Exclusions}_t(Y) - \text{Exogènes}_t(Z)) + \text{Inflation}_{t+1}(I) - \text{Productivité}(X) + \text{Croissance des abonnements}_{t+1}] + \text{Exclusions}_{t+1}(Y) + \text{Exogènes}_{t+1}(Z)$$

21

22 [...]

23 *Le Distributeur précise certaines des caractéristiques du MRI proposé comme suit :*

24 [...]

25 *Facteur d’inflation*

26 *Le taux d’inflation proposé est une combinaison de l’IPC et du taux de croissance des*
27 *salaires d’Hydro-Québec, tel qu’utilisé actuellement afin de mieux refléter les spécificités et*
28 *le contexte du Distributeur.* » [nous soulignons]

1 **Demandes :**

2 3.1 Dans le contexte d'un MRI de première génération, veuillez élaborer sur l'utilité
3 d'avoir recours à un indice d'inflation reflétant « *une combinaison de l'IPC et du taux*
4 *de croissance des salaires d'Hydro-Québec* ».

5 **R3.1**

6 **Le Distributeur est d'avis que le facteur « I » doit être établi de façon à refléter le**
7 **plus fidèlement possible la réalité économique et contractuelle de l'évolution de**
8 **ses coûts :**

9 • **Taux de croissance des salaires d'Hydro-Québec stipulé dans les**
10 **conventions collectives négociées par Hydro-Québec avec les syndicats**
11 **pour l'ensemble de ses effectifs et non spécifiquement pour le**
12 **Distributeur. Ces ententes sont conformes aux paramètres généraux de**
13 **la politique de rémunération et de conditions de travail approuvée au**
14 **Conseil du trésor.**

15 **Ainsi, les coûts encourus par le Distributeur relatifs à l'effectif sont**
16 **tributaires des conventions collectives négociées qui doivent être**
17 **respectées.**

18 • **IPC pour les autres charges reflétant l'évolution générale des prix.**

19 **En revanche, le Distributeur considère que l'amélioration de sa productivité se**
20 **reflète dans le facteur « X » qui devrait tenir compte de son contexte d'affaires**
21 **et des gains d'efficacité déjà réalisés au cours des dernières années.**

22 **Le Distributeur souligne que l'utilisation du taux de croissance des salaires**
23 **d'Hydro-Québec ne limite pas la réalisation de gains d'efficacité. D'ailleurs, les**
24 **gains d'efficacité récurrents liés aux améliorations des façons de faire du**
25 **Distributeur (actions de gestion courante et structurantes) s'élèvent à 398 M\$**
26 **depuis 2008 dont une portion importante s'est traduite par une réduction**
27 **appréciable de son effectif. L'amélioration des façons de faire incluent la**
28 **simplification, la modernisation et l'optimisation de l'organisation et des**
29 **processus en vue de réduire les temps de cycle des activités et l'utilisation des**
30 **ressources humaines et matérielles de façon optimale et ce, en mettant à profit**
31 **certaines technologies disponibles sur le marché.**

32 **Ainsi, le Distributeur est d'avis que sa proposition, qui est en continuité avec le**
33 **cadre réglementaire actuel, permet une transition harmonieuse à un MRI.**

34 3.2 Veuillez préciser la nature du facteur de pondération entre l'IPC et le taux de
35 croissance des salaires qui serait à la base du calcul de l'inflation.

36 **R3.2**

37 **Le facteur de pondération entre l'IPC et le taux de croissance des salaires serait**
38 **déterminé selon une méthode similaire à celle utilisée actuellement dans les**
39 **demandes tarifaires aux fins du calcul de l'enveloppe des charges**
40 **d'exploitation, soit en fonction de la quote-part de la masse salariale, excluant**
41 **la portion capitalisable, sur les charges totales couvertes par la formule**
42 **paramétrique.**

1 **Voir l'illustration du calcul du facteur de pondération à la réponse à la**
2 **question 13.1 de la demande de renseignement de la FCEI à la pièce HQD-15,**
3 **document 9 du dossier R-3905-2014.**

4 3.3 Veuillez élaborer sur la possibilité d'avoir recours à un indice d'inflation qui ne soit
5 pas lié à la croissance des coûts salariaux du Distributeur afin de refléter un contexte
6 d'affaires plus large d'autres entreprises semblables dans le secteur de l'énergie que
7 celui de Hydro-Québec.

8 **R3.3**
9 **Voir la réponse à la question 3.1.**

10 3.4 Veuillez élaborer sur la méthode de calcul privilégiée par le Distributeur afin d'intégrer
11 la croissance de la clientèle dans le cadre du MRI.

12 **R3.4**
13 **Le Distributeur privilégie l'évolution du nombre d'abonnements comme**
14 **inducteur de croissance de ses coûts, soit une approche similaire à celle**
15 **utilisée actuellement dans les dossiers tarifaires aux fins de l'établissement de**
16 **l'enveloppe des charges d'exploitation.**

17 **L'abonnement est en lien direct avec la mission de base du Distributeur**
18 **consistant à planifier et exploiter le réseau afin d'alimenter en électricité ses**
19 **clients et à assurer les services à tous les clients qui en font la demande.**
20 **L'évolution du nombre d'abonnements est ainsi intimement liée à la croissance**
21 **des coûts du Distributeur.**

22 **Sur une base annuelle, le Distributeur déposera la mise à jour de certains**
23 **paramètres de la formule paramétrique incluant entre autres la révision de la**
24 **croissance des abonnements projetés et du taux d'inflation, comme proposé**
25 **dans la formule paramétrique citée en préambule.**

26 **4. Références :** (i) Pièce C-HQT-HQD-0028, p. 15;
27 (ii) Pièce C-HQT-HQD-0028, p. 29.

28 **Préambule :**

29 (i) « Facteur de productivité

30 *Tel qu'en témoigne le Distributeur dans la demande tarifaire R-3933-2015, le rythme*
31 *soutenu des gains d'efficience réalisés par le passé ne peut être maintenu à l'avenir.*

32 *Ainsi, le facteur de productivité aura lieu d'être revu à la lumière des gains d'efficience*
33 *notables déjà réalisés. Ces gains doivent être pris en compte dans l'appréciation de*
34 *l'amélioration de la productivité du Distributeur pour les années à venir. »*

35 (ii) « *Dans le cas du Distributeur, la démonstration de gains d'efficience importants au*
36 *cours des dernières années, l'expérience vécue avec la formule paramétrique de l'enveloppe*
37 *des charges d'exploitation (incluant un facteur de productivité) et l'absence d'historique*

1 *d'études de productivité propre au contexte du Distributeur incitent CEA à suggérer qu'il*
2 *n'est pas opportun de faire une étude de productivité multifactorielle, pas plus qu'une étude*
3 *de balisage. La Régie pourrait toutefois exercer son jugement pour fixer le facteur X du*
4 *Distributeur en se basant sur l'historique de l'efficacité du Distributeur, les études*
5 *existantes de productivité et sur différents exercices de balisage. »*

6 **Demandes :**

7 4.1 Veuillez examiner les avantages, les inconvénients et les risques de s'inspirer des
8 résultats d'études de productivité réalisées dans le cadre de l'établissement de
9 mécanismes incitatifs pour d'autres entreprises semblables du secteur de l'énergie en
10 Amérique du Nord afin d'estimer le facteur de productivité du Distributeur.

11 **R4.1**

12 **Advantages of utilizing productivity studies developed for the establishment of**
13 **incentive regulation programs in other jurisdictions include:**

- 14 • **Cost and time effectiveness – productivity studies are costly and take**
15 **months to complete. The costs and time grow considerably when subject**
16 **to stakeholder and regulatory review. Utilizing these other studies will**
17 **speed the conclusion of this proceeding and implementation of MRI**
18 **programs;**
- 19 • **Vetting – these studies have been exposed to considerable stakeholder**
20 **and regulatory scrutiny, so the record of relative strengths and**
21 **weaknesses of alternative approaches has been established;**
- 22 • **Comparable sample – productivity studies typically rely on samples of**
23 **U.S. utilities due to data limitations on Canadian companies, therefore**
24 **the universe of sample companies would likely be the same or similar for**
25 **a study submitted in Quebec. PEG notes in its evidence:**
26 **“Due to the limitations of Canadian data, regulators in Alberta**
27 **and British Columbia have 20 based X-factors in their MRPs for**
28 **gas and electric power distributors on the productivity trends of**
29 **national samples of US distributors. The Ontario Energy Board**
30 **used estimates of national US productivity trends to choose the**
31 **productivity target in its third generation plan for power**
32 **distributors¹.”**
- 33 • **Avoidance of added complexity and contentious hearings – productivity**
34 **studies involve numerous assumptions, choices regarding methodology**
35 **and data inputs, and interpretation of results. Prior experience indicates**
36 **a wide range of resulting productivity factors and contentious hearings;**
- 37 • **Judgment is still required – even where these productivity studies are**
38 **submitted, the decisions on model parameters (and the decision on**
39 **X-factor, representing expected productivity) must be determined**
40 **judgmentally by the regulator. The study results must be interpreted for**
41 **the specific circumstances of the target company, competing studies**

¹ Rapport d'expert (C-AQCIE-CIFQ-0025), Pacific Economics Group, 26 octobre 2015, page 36.

1 must be evaluated, and virtually all productivity studies are based on
2 historic data that must be interpreted for future circumstances for the
3 target company.

4 **Disadvantages of utilizing existing studies may include the following:**

- 5 • **Confidence** – the Régie and stakeholders may have greater confidence in
6 a study(ies) conducted targeting HQD;
- 7 • **Updating** – previous studies may lack recent years deemed to be of value
8 in the results;
- 9 • **Study support** – studies presented in other proceedings would not be
10 supported by the experts who prepared them;
- 11 • **Customization** – beyond interpretation of results, the studies would not
12 be “customized” to represent HQD’s characteristics.

13 **Risks associated with reliance on studies utilized in other jurisdictions are**
14 **described in the disadvantages listed above. Concentric does not believe the**
15 **Régie will be limited by relying on studies utilized in other jurisdictions. In fact,**
16 **the Alberta Commission expressed the view that the value of TFP studies is to**
17 **determine industry-wide productivity trends and not company specific trends:**

18 “Relying on these (company-specific) TFP estimates is not consistent
19 with the Commission's preferred approach to determining the X-factor
20 that is based on the average long term productivity growth of the
21 industry, as set out in Section 6.2 above. As NERA explained, the theory
22 behind this approach dictates that the purpose of a TFP study is to
23 estimate the long-term productivity growth of the industry, not the
24 productivity growth of any particular company².”

25 4.2 En lien avec la référence (ii), veuillez déposer une liste d'études de productivité et de
26 balisage dont la Régie pourrait s'inspirer pour déterminer le facteur de productivité
27 pour le Distributeur, selon la méthode du « *jugement* ». Veuillez indiquer les raisons
28 sur lesquelles la Régie devrait appuyer son choix de certaines de ces références.

29 **R4.2**

30 **Concentric is aware that experts presented industry productivity,**
31 **benchmarking, and/or related evidence in recent proceedings that could serve**
32 **as a resource for the Régie to determine the Distributor’s productivity factor.**
33 **Attachment B in HQT4-4, Document 1.1 contains a summary of expert evidence**
34 **and commission decisions regarding productivity factors in the context of**
35 **recommended and/or approved MRI programs.**

36 **Concentric believes the Régie would want to consider these studies in**
37 **aggregate, and individually, with consideration of the following factors:**

- 38 • **Industry sample chosen for the study and applicability to establishing a**
39 **reasonable industry productivity benchmark for the Distributor;**

² Attachment A HQT4-4, Document 1.1, AUC Decision 2012-237 (September 12, 2012), pp. 78-79.

- 1 • Timeframe of the study and changes in results based on more recent
2 periods;
- 3 • The Commission’s reliance on the work, and comments of the parties.

4 Concentric believes that this record of productivity studies in conjunction with
5 an examination of HQD’s historic productivity trends would sufficiently inform
6 the Régie to make a reasonable decision on the key parameters of a multi-year
7 rate plan.

8 As a practical matter, the Régie will be applying its judgment irrespective of
9 whether an HQD-specific productivity studies and/or benchmarking studies is
10 available or not. The Régie will be considering all evidence that is submitted
11 and give the weight that it believes is due to varying evidence. The question is
12 not whether judgment will be applied but how much weight should be given to
13 the various evidence. Concentric lists some of the common challenges in its
14 expert testimony³ introduced by these studies and notes that these challenges
15 often lead to contentious debate and regulatory delays. In evaluating whether to
16 commission independent productivity or benchmarking studies, Concentric
17 encourages the Régie to consider Section 6, pp. 52- 107 of the AUC’s Decision
18 2012-237, where it evaluated the varied models, opinions and assumptions of
19 the experts submitted in determining an X factor for the Alberta gas and electric
20 distributors (provided as Attachment A of HQTd-4, Document 1.1). The question
21 before the Régie is whether the potential value from these studies is worth the
22 time and effort for all parties.

23 4.3 Veuillez indiquer également dans quelle mesure l’étude de balisage sur la rémunération
24 demandée dans le dossier R-3933-2015⁴ pourrait être utilisée dans cet exercice.

25 **R4.3**

26 The benchmarking study on remuneration consists of comparing HQD with the
27 market, for similar types of jobs, on wages and benefits, as well as pensions.
28 Thus, for a given type of work, the results will show whether the total
29 compensation offered by Hydro-Quebec is more, less, or equal to that offered
30 elsewhere in the comparison market.

31 This study will be a useful tool for HQD in evaluating its remuneration costs, but
32 different from a productivity analysis that seeks to analyze and compare the
33 evolution of all costs (inputs) in relation to the number of customers served
34 (outputs).

³ Revised HQTd-2, Document 1, p. 24.

⁴ D-2015-153, par. 26 et 27.

- 1 **5. Références :** (i) Pièce C-HQT-HQD-0028, p. 14 et 15.
2 (ii) Dossier R-3927, pièce A-0030, p. 12.

3 **Préambule :**

- 4 (i) « Exclusions

5 *Le Distributeur propose d'exclure certains éléments de coûts de la formule I-X sur la base*
6 *des critères suivants :*

7 [...]

8 *Coûts liés aux activités, projets et programmes pour lesquels une réduction de coûts pourrait*
9 *avoir des conséquences indésirables dans le contexte d'un MRI. Les interventions en*
10 *efficacité énergétique (soit les coûts du PGEÉ et du BEIÉ) se classent dans cette catégorie.*

11 (ii) « *Q. [5] Est-ce que vous conviendrez avec moi que ce qu'on constate en matière de*
12 *budget de PGEÉ depuis quelques années, c'est qu'on a atteint un certain rythme de*
13 *croisière, puis on n'est pas dans les années deux mille six (2006), deux mille sept (2007) où*
14 *on avait des montants pas mal plus importants en matière de PGEÉ?*

15 *R. Effectivement, au cours des dernières années, on se trouve autour de cent... bien là, si je*
16 *combine charges inverses, autour de cent trente-cinq millions (135 M\$), dans ces eaux-là.*
17 *Comme je vous dis, je ne suis pas celui qui planifie les interventions qui seront réalisées au*
18 *cours des prochaines années. Mais, effectivement, on voit une tendance qui risque d'être plus*
19 *dans ces niveaux-là au cours des prochaines années. » [nous soulignons]*

20 Dans le cadre du Dossier R-3927-2015, le Distributeur affirme en référence (ii) que les coûts
21 liés au PGEÉ dans sa forme actuelle devraient demeurer stable à 135 M\$.

22 **Demands :**

23 5.1 En l'absence de nouveaux programmes modifiant le PGEÉ dans sa composition
24 actuelle, veuillez élaborer sur les avantages, les inconvénients et les risques d'inclure
25 les coûts du PGEÉ comme élément des coûts sujets à l'application du facteur
26 d'indexation I-X.

27 **R5.1**

28 **Dans sa proposition, le Distributeur demande que les interventions en efficacité**
29 **énergétique soient traitées comme un facteur Y afin de s'assurer que les**
30 **budgets d'investissement et de charges qui y sont consacrés ne soient pas**
31 **restreints par l'application d'une formule, ce qui irait à l'encontre de l'objectif de**
32 **favoriser les économies d'énergie et la gestion de la demande en puissance.**

33 **Lorsque le Distributeur indiquait que les coûts de 135 M\$ (composés de 100 M\$**
34 **d'investissements et 35 M\$ de charges) allaient demeurer stables, il faisait**
35 **l'hypothèse que de nouveaux programmes viendraient remplacer ceux qui**
36 **prendraient fin. En l'absence de nouveaux programmes, les coûts liés aux**
37 **interventions en efficacité énergétique diminueraient.**

1 Par ailleurs, le budget des interventions en efficacité énergétique n'évolue pas
2 en fonction de l'inflation, mais en fonction des interventions mises de l'avant et
3 de l'objectif d'économie d'énergie. De plus, il n'est pas souhaitable d'appliquer
4 un facteur de productivité qui aurait pour effet de contraindre les efforts à ce
5 chapitre.

6 En attente de la nouvelle politique énergétique du gouvernement, l'exclusion
7 des interventions en efficacité énergétique de la formule « I-X » constitue une
8 proposition prudente qui permettra de maintenir les efforts et éventuellement
9 d'introduire de nouveaux programmes pour bonifier l'offre actuelle en temps
10 opportun.

11 5.2 Dans l'éventualité où de nouveaux programmes viendraient bonifier l'offre du PGEÉ,
12 veuillez élaborer sur la possibilité de ne considérer que ces nouveaux programmes à
13 titre d'exclusion en temps opportun.

14 **R5.2**

15 **Voir la réponse à la question 5.1.**

16 **6. Référence :** Pièce C-HQT-HQD-0028, p. 16.

17 **Préambule :**

18 « *Clause de sortie*

19 *Enfin, tel que CEA le recommande, une clause de sortie advenant un écart de rendement*
20 *supérieur ou inférieur à un certain nombre de points de base est essentielle. Cette clause*
21 *permet la révision ou l'interruption du MRI lorsque des problématiques en cours de MRI*
22 *surviennent.*

23 *Enfin, tel que CEA le recommande, un mécanisme de report de gains d'efficience, ainsi que*
24 *d'autres caractéristiques, pourraient éventuellement être ajoutés dans un prochain MRI. »*

25 La Régie constate que le Distributeur et son expert exposent leurs vues sur la clause de sortie,
26 ainsi que sur le mécanisme de report de gains d'efficience, sans aborder le mécanisme de
27 passage du MRI de première génération au MRI de la génération suivante.

28 **Demande :**

29 6.1 Veuillez élaborer sur l'approche envisagée à l'égard de la transition du MRI de
30 première génération vers le MRI de génération subséquente.

31 **R6.1**

32 **At the conclusion of the first generation MRI, Concentric would expect HQD to**
33 **file for a rebasing of rates based on standard cost of service principles.**
34 **Assuming the plan has worked reasonably well for HQD and its customers, HQD**
35 **would file for the next MRI plan.**

1 In order to incent HQD to continue to seek productivity improvements as the
2 first plan ends, an efficiency carryover mechanism (“ECM”) could be adopted
3 that would allow HQD to retain some of the gains as it moves into the next
4 generation plan and thus provide an incentive for HQD to pursue efficiency
5 improvements in the final year of the plan. Reinforcing this point, the AUC
6 found:

7 “A company’s incentive to find efficiencies weakens as the end of the
8 PBR term approaches, because there is less time remaining for the
9 company to benefit from any efficiency gains. The purpose of an
10 efficiency carry-over mechanism (“ECM”) is to address this problem by
11 permitting the company to continue to benefit from any efficiency gains
12 after the end of the PBR term.⁵”

13 Concentric has not proposed a specific ECM, but an example is that approved
14 by the AUC for the ATCO companies where:

15 “[A] post PBR add-on to the approved ROE equal to one half of the
16 difference between the simple average ROE achieved over the term of
17 the Plan and the simple average approved ROE over the term of the Plan
18 (providing the difference is positive), multiplied by 50%, to a maximum
19 of 0.5%. The ROE bonus would apply for 2 years after the end of the
20 PBR Plan.⁶”

- 21 **7. Références :** (i) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0025, p. 13;
22 (ii) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0027, tableau 4;
23 (iii) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0025, p. 96.

24 **Préambule :**

25 (i) « *ARMs can escalate rates or allowed revenue. Limitations on rate growth are*
26 *sometimes called price caps. In a typical price cap plan, allowed price escalation is typically*
27 *applied separately to multiple service "baskets". There might, for example, be separate*
28 *baskets for small volume customers, large industrial customers, and customers at risk of*
29 *bypass. The utility is typically entitled to raise the average prices of the services in each*
30 *basket by the same percentage permitted by the ARM, Y factor, Z factor, and any earnings*
31 *sharing adjustments. »*

32 (ii) Au tableau 4, l’expert de PEG propose un MRI de type hybride, comportant un
33 plafonnement de revenu pour la plupart de la clientèle, à l’exclusion des consommateurs
34 industriels, dont le mécanisme reposerait sur un plafonnement de prix.

35 (iii) « *If decoupling is instituted, several issues in the design of the revenue decoupling*
36 *mechanism will require resolution. One is whether decoupling should apply to industrial*
37 *customers. If the answer is “yes”, an important further issue is whether baskets should be*

⁵ HQT-4, Document 1.1, AUC Decision 2012-237 (September 12, 2012), p. 165.

⁶ HQT-4, Document 1.1, AUC Decision 2012-237 (September 12, 2012), pp. 165, 167, 169.

1 *implemented that insulate residential and commercial customers and industrial customers*
2 *from the revenue impact of fluctuations in each other's revenue. »*

3 **Demandes :**

4 7.1 Veuillez élaborer sur les avantages, les inconvénients ainsi que les risques associés à
5 l'implantation du modèle décrit en (i) et identifié en (ii) dans le contexte d'affaires du
6 Distributeur.

7 **R7.1**

8 **Concentric has proposed a revenue cap approach that adjusts revenues to**
9 **reflect the growth in customers for all classes, including industrial customers.**
10 **The hybrid approach proposed by PEG is a revenue cap approach for most**
11 **customers and a price cap approach for industrial customers. Of course, there**
12 **are many other design elements that will affect advantages, disadvantages and**
13 **risks, including the structure of an earnings sharing mechanism that will not be**
14 **determined until Phase 3.**

15 **Both revenue and price cap plans have strong incentive properties. The revenue**
16 **cap is designed to reflect cost drivers in establishing the annual change in the**
17 **cap, such as an increase in customers. The revenue cap approach is consistent**
18 **with, and would not discourage, the Distributor from offering energy efficiency**
19 **programs that help customers reduce their energy usage. In contrast, a price**
20 **cap plan establishes annual customer rates regardless of the amount of energy**
21 **transported through a company's system. While HQD is concerned about the**
22 **risks associated with the recovery of its fixed costs, customers are also**
23 **concerned about the risks that their responsibility for fixed cost recovery will**
24 **increase as a result of a price change driven by changes in the use of the**
25 **system by customers inside or outside of their rate class or from discounts**
26 **provided to other customers. A revenue cap approach better insulates**
27 **customers from these risks.**

28 7.2 Veuillez élaborer sur les avantages, les inconvénients ainsi que les risques associés à
29 l'implantation du dégroupement tel que décrit en (iii) dans le contexte d'affaires du
30 Distributeur.

31 **R7.2**

32 **Decoupling is a ratemaking tool that is often used when demand is growing in a**
33 **manner that will require significant investments in distribution facilities in order**
34 **to maintain reliable service and where the regulatory policy encourages the**
35 **utility to promote energy efficiency programs. It complements ratemaking and**
36 **programmatic efforts to constrain demand by recognizing the impact of these**
37 **tools on the ability of the distribution utility to recover its fixed costs between**
38 **rate cases. Decoupling can be implemented on a per-customer basis which**
39 **would accommodate a circumstance in which the number of customers is**
40 **expected to continue to grow. Decoupling works in both directions, however,**
41 **and can result in an increase in rates if sales decline even if these declines are**
42 **attributable to factors other than the impact of conservation and demand**
43 **management tools such as economic conditions.**

1 For these and other reasons, decoupling mechanisms are complex to design
2 and implement but are a worthwhile item in the regulatory toolbox if sales
3 volume is a cost driver and if conservation and demand management programs
4 are likely to defer the need for substantial capital investments. As with any
5 complex mechanism, the specific impact on utility and customer risk will be
6 determined by the design details.

7 Concentric has not recommended decoupling in its MRI plan, believing this is
8 suitably complex to require a separate proceeding. It is Concentric's
9 understanding that electric decoupling has not been addressed in Quebec to
10 this date and this also influences our recommendation. Concentric would agree
11 with PEG that if decoupling is instituted this would include the issue of whether
12 or not it applies to industrial customers and whether separate customer class
13 "baskets" should be instituted.

14 **8. Référence :** Pièce A-0029, p. 7.

15 **Préambule :**

16 « [21] La Régie retient l'opinion des intervenants quant aux enjeux à inclure à la phase 1.
17 Cette phase doit permettre d'identifier le type, le nombre et les caractéristiques d'un MRI
18 pour les mises en cause, ainsi que les indicateurs permettant de mesurer l'atteinte de
19 chacune des caractéristiques ou chacun des objectifs opérationnels. »

20 **Demande :**

21 8.1 Parmi les caractéristiques proposées par les participants, veuillez préciser les cinq
22 caractéristiques qui, selon vous, doivent être retenues dans la définition du MRI de
23 première génération pour le Distributeur.

24 **R8.1**

25 The characteristics proposed by HQD are shown in Table A1-1 of Appendix A on
26 page 33 of HQT-3, Document 1. Concentric's proposal identifies all of the
27 characteristics that Concentric believes act together to accomplish the
28 objectives set out by Article 48.1.

29 Most importantly, the MRI must be consistent with the public service
30 obligations of HQD established by law and regulation as well as any other
31 applicable laws and regulations, appropriate business practices of an electric
32 distribution company, the need to preserve the financial integrity of HQD, and
33 the specific characteristics of HQD's service territory and customer base. The
34 MRI should focus on efficiency gains that can be achieved without any
35 diminishment to HQD's performance relative to its public service obligations.

36 The specific characteristics, or categories of characteristics, that are priority
37 elements of HQD's MRI proposal are:

- 38 • Duration or term of the MRI plan;

-
- 1 • Composition of the formula comprising the elements to be included,
2 excluded, exogenous factors, and the treatment of autonomous
3 networks;
- 4 • Determination of the parameters of the formula, particularly the I, X, and
5 customer growth factors;
- 6 • Criteria to be applied for determining specific service quality indicators
7 and whether financial performance outcomes will be linked to the
8 earnings sharing mechanism. Although the indicators are the subject of
9 Phase 3, it is important to decide on the criteria to be adopted for
10 choosing these indicators, and whether and how performance would be
11 linked to the ESM; and
- 12 • Principles that will be applied to establish an ESM that is consistent with
13 the specific MRI to be determined in Phase 3 and to define an appropriate
14 “off-ramp” provision.
-

15 **QUESTIONS POUR LE TRANSPORTEUR**

- 16 **9. Références :** (i) Pièce C-HQT-HQD-0023, p. 17;
17 (ii) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0025, p. 100.

18 **Préambule :**

19 (i) « Thus, the HQT depreciation and amortization expense (the recovery of capital
20 invested), its return on rate base (the return on capital invested) and applicable taxes
21 comprise 78.9 % of the company’s revenue requirements. This represents a challenge for an
22 MRI program because capital is typically the most difficult expense to accommodate under
23 these programs. CAPEX are often “lumpy”, and influenced by large projects over many
24 years and are often dictated by system requirements beyond management’s direct control,
25 such as the integration of new generation. These challenges are documented in the Elenchus
26 report, and are present for distribution utilities as well, but even more so for transmission
27 companies, such as HQT, where capital represents the vast majority of its revenue
28 requirements. Concentric is not aware of any North American jurisdiction that has adopted
29 an MRI program for a transmission specific entity. Where capital expenditures are large and
30 uneven, a typical I-X program would be a poor fit. This suggests that the Régie should give
31 very careful consideration to HQT’s specific characteristics in choosing an MRI. » [nous
32 soulignons]

33 (ii) « As for HQT, the Company’s revenue requirement history does not provide
34 pronounced evidence of a “stairstep” cost trajectory that might be better addressed by a
35 hybrid ARM. The HQT system may be too large and diverse for particular capex projects to

1 *have a large impact. This is an argument favoring an index-based escalator. We believe that*
2 *an index based ARM should be "Plan A" for HQT given its advantages. » [nous soulignons]*

3 **Demandes :**

4 9.1 Veuillez élaborer sur les positions exprimées, en apparence contradictoires en
5 références (i) et (ii) en vous référant aux passages soulignés.

6 **R9.1**

7 **Concentric's reference is based on both a specific evaluation of the HQT's**
8 **historic and projected pattern of capital expenditures, and the general**
9 **observation that capital is generally the most difficult expense to capture under**
10 **these "MRI" programs, especially when capital related costs represent 78.9% of**
11 **the revenue requirement, as they do for HQT. In addition, these capital**
12 **expenditure patterns will be driven by future system needs and are not likely to**
13 **be correlated with inflation trends, as would be implied if the MRI were to apply**
14 **an "I-X" approach to HQT's amortization expenses, return on capital and related**
15 **expenses. Further, investments in growth and improvements to HQT's system**
16 **are made incrementally and do not necessarily lend themselves to a smoothed**
17 **"I-X" rate path. The goal for HQT should be an optimal long-term rate path, and**
18 **there is no reason to believe an "I-X" would represent that evolution.**

19 **Concentric cannot speak to the logic underlying PEG's conclusion, but notes**
20 **that PEG seems to contradict or moderate this view in another location in its**
21 **report.**

22 **On page 80, lines 8 to 13:**

23 **"Table 1c shows the trend in revenus requis of HQT for the années**
24 **historiques from their compliance filings after rate cases, together with**
25 **forecasts of the revenue requis for 2015 and 2016 from their current rate**
26 **case. Over the full 2002-2014 period for which historical data are**
27 **available the total revenu requi averaged 1.65% growth. Rate base**
28 **growth is forecasted to be brisk in 2015 and 2016. There is some**
29 **evidence of a staircase pattern in which years of high rate base growth**
30 **are followed by years of slow growth."**

31 **Finally, Concentric notes that OC recommended adoption of Y and Z factors**
32 **for HQT to reflect the staircase pattern of HQT's CAPEX⁷.**

33 9.2 En vous référant à la position développée en (ii), veuillez élaborer sur la problématique
34 que présente l'application d'un modèle de réglementation incitative de type (I-X) au
35 revenu requis du Transporteur, étant donné son contexte d'affaires. Veuillez en outre
36 préciser la manière dont un tel modèle peut adéquatement prendre en compte la
37 problématique de l'investissement.

38 **R9.2**

39 **Concentric points out several problems associated with the application of an**
40 **"I-X" approach to HQT. As a transmission company, HQT has an operating and**

⁷ OC evidence (C-OC-0012), p. 14.

1 cost profile that is much different from distribution or integrated utilities due to
2 the capital-intensive nature of transmission. Just over three-quarters of HQT’s
3 total annual revenue requirement is directly related to the return on capital,
4 amortization and related expenses. This represents a challenge for an MRI
5 program because capital is typically the most difficult expense to accommodate
6 under these programs. CAPEX are often “lumpy”, and influenced by large
7 projects over many years and are often dictated by system requirements
8 beyond management’s direct control, such as the integration of new generation.
9 These challenges are documented in the Elenchus report, and are present for
10 distribution utilities as well, but even more so for transmission companies, such
11 as HQT, where capital represents the vast majority of its revenue requirements.
12 Where capital expenditures are large and uneven, a typical “I-X” program would
13 be a poor fit.

14 HQT’s CAPEX are driven by a combination of: replacement of its aging
15 infrastructure, growth in customer demand or integration of new generation
16 resources, maintenance and improvement service quality, or external
17 requirements (e.g., NERC or governmental regulations). Total CAPEX and
18 related PP&E put in use can vary considerably from year-to-year, depending on
19 the mix of projects.

20 The combination of variability and magnitude of CAPEX, and recent trends in
21 OPEX, suggest the need for an MRI approach that can both accommodate these
22 needs while providing the efficiency incentives envisioned in the goals of
23 Article 48.1.

24 Under the building block approach proposed by Concentric, HQT would prepare
25 a comprehensive multi-year filing for the term of the MRI plan. Components of
26 the building block approach, including investment-related costs, will be
27 established with a traditional cast-off forward-looking test year based
28 determination of the cost of service, accompanied by forecasts for years 2
29 and 3. This approach provides the Régie and stakeholders the opportunity to
30 examine the revenue requirements and rate path, and the Régie would continue
31 to review and approve CAPEX, the major driver of revenue requirements, as
32 under the existing regulatory framework. It is the responsibility of HQT to
33 manage its expenses within those approved in the rate plan, and will be
34 incentivised to do so.

35 With respect to OPEX, recent experience with the parametric formula implies
36 that adjustments would be required to accommodate increased maintenance
37 expenditures that are not adequately being captured by the current formula. As
38 discussed in Response 9.1, if an I-X approach were to be applied, then it would
39 be suitable to exclude capital expenses from the formula. This could be
40 accomplished with a hybrid model, where OPEX is covered under the I-X (with
41 consideration of the maintenance expenditures described above), and capital
42 related costs are covered under a cost of service, stairstep, or capital tracking
43 mechanism.

1 **10. Référence :** Pièce C-HQT-HQD-0023, p. 21.

2 **Préambule :**

3 *« Based on the goals of Article 48.1 and HQT’s unique characteristics, Concentric*
4 *recommends a “building block” MRI approach, which is a comprehensive “bottom-up”*
5 *approach that sets a future revenue path based on a detailed forecast and review of capital*
6 *and operating expenses. This approach recognizes the non-parametric nature of HQT’s*
7 *CAPEX and OPEX that does not readily accommodate an I-X program as well as the*
8 *obligation for HQT to maintain the long-term reliability of the system. The efficiency*
9 *incentives sought under Article 48.1 could still be achieved by developing a multi-year rate*
10 *plan that determines a future revenue cap.*

11 *The building block approach, whereby HQT would prepare a multi-year filing for the term of*
12 *the MRI plan, is comprehensive. This approach provides the Régie and stakeholders the*
13 *opportunity to examine the revenue requirements and rate path, and the Régie would*
14 *continue to review and approve CAPEX, the major driver of revenue requirements, as under*
15 *the existing regulatory framework. Because building block is a “bottom-up” approach based*
16 *on HQT’s own forecasts of operating and maintenance-related expenses, capital costs and*
17 *revenue requirements, it is less of a blunt instrument than the “top-down” I-X approach,*
18 *which sets a cap only in relation to inflation and a productivity offset. HQT would be*
19 *required to continue showing evidence of productivity measures employed in its building*
20 *block forecast of revenue requirements and to demonstrate that its forecasts are*
21 *reasonable. » [nous soulignons]*

22 **Demandes :**

23 10.1 Veuillez élaborer sur l’impact potentiel de l’implantation du modèle proposé, en termes
24 de modifications éventuelles sur :

25
26 10.1.1. la tarification; et

27 **R10.1.1**

28 **Concentric has not proposed any change in HQT’s rate design under**
29 **the proposed MRI or to any of the conditions of service. Concentric’s**
30 **proposal is a multi-year rate plan that affects the determination of**
31 **revenue requirements over three years, as recommended in its report⁸.**

32 **Under Concentric’s proposal, the initial year revenue requirement will**
33 **be determined as revenue requirements are currently established,**
34 **based on a forward test year. Revenue requirements will be**
35 **established in years two and three using a “building block” approach.**
36 **The rates and applicable conditions will be modified accordingly, in**
37 **order to implement the yearly filings.**

⁸ HQTD-02, Document 1, page 21.

1 **Complément de réponse du Transporteur**
2 **En ce qui trait aux demandes de modifications des tarifs et conditions**
3 **devant la Régie, le processus pourrait prendre la forme suivante :**

- 4 • à la première année du plan proposé, le Transporteur déposerait
5 une demande tarifaire sur la base du coût de service avec des
6 projections pluriannuelles, incluant la modification des tarifs et
7 des conditions de service applicables lors de la première année,
8 et le texte des *Tarifs et conditions des services de transport*
9 *d'Hydro-Québec* (« *Tarifs et conditions* ») lorsque la codification
10 nécessite des changements ;
- 11 • à la deuxième année et à la troisième année, seuls les éléments
12 requérant une mise à jour, dont les éléments hors du contrôle du
13 Transporteur, le coût de la dette et la prévision des besoins des
14 services de transport, auraient à être revus de façon à permettre
15 une modification annuelle des tarifs au cours de la période du
16 MRI ; la demande annuelle à ce titre viserait essentiellement
17 l'actualisation des tarifs de transport et ceux des services
18 complémentaires, du taux de pertes, du cavalier, ainsi que de
19 l'allocation maximale et des contributions maximales pour les
20 postes de départ et le réseau collecteur ; en ce qui a trait au texte
21 des *Tarifs et conditions*, le Transporteur n'envisage que des
22 modifications (ou clarifications) de moindre ampleur, le cas
23 échéant ; ainsi, le Transporteur estime que cet allègement du
24 processus, par voie de consultation, pourrait vraisemblablement
25 permettre une décision finale au mois de décembre ; par ailleurs,
26 advenant qu'une codification plus substantielle des *Tarifs et*
27 *conditions* soit nécessaire, elle pourrait être traitée
28 spécifiquement, selon le mode procédural approprié.

29 10.1.2. les conditions de service du Transporteur.

30 **R10.1.2**

31 **Réponse du Transporteur**

32 **Voir la réponse à la question 10.1.1.**

33 10.2 Veuillez élaborer sur l'approche envisagée quant au traitement du risque et à
34 l'augmentation de la capitalisation des charges, dans le cas où le mécanisme
35 s'appliquerait tel que proposé par le Transporteur.

36 **R10.2**

37 **HQT will expend capital and operating expenses to fulfill its public service**
38 **obligations consistent with optimization of capital and operating expenses as**
39 **determined by HQT's asset management model. Thus, the MRI will not produce**
40 **a bias toward solutions that involve capital investments over operating**
41 **expenses. The Régie and stakeholders will continue to have the ability to review**
42 **HQT's requested capital expenditures according to Article 73 of the Act**
43 **respecting the Régie de l'énergie.**

1 Finally, the MRI will constrain the growth of allowed revenues, incenting HQT to
2 carefully manage both operating and capital expenditures.

3 **Complément de réponse du Transporteur**

4 Par ailleurs, le Transporteur est tenu de respecter les règles qui encadrent la
5 capitalisation des charges en vertu des principes comptables généralement
6 reconnus des États-Unis « US GAAP » et des pratiques règlementaires et
7 méthodes comptables reconnues par la Régie.

8 10.3 Veuillez élaborer sur l'approche envisagée quant au traitement du risque découlant
9 d'une situation hypothétique où la tarification des services de transport ne permettrait
10 de couvrir que partiellement l'augmentation anticipée par le facteur d'inflation.
11 Veuillez indiquer la manière dont une telle situation trouve résolution dans votre
12 proposition.

13 **R10.3**

14 In this situation, assuming the Earnings Sharing Mechanism (“ESM” or “MTÉR”)
15 remains asymmetric, HQT would absorb the difference between the allowed
16 revenue cap and the actual costs. These excess costs would be fully absorbed
17 by HQT, incentivizing HQT to manage these or other costs to bring the
18 imbalance back into alignment. An exception would be in the case where the
19 specific cause for the increase was attributable to an unanticipated event
20 outside of management’s control (e.g., a major storm, or new government
21 regulation) requiring these excess expenditures. In this case, HQT would have
22 the option to apply for rate recovery under the Z factor exception in an annual
23 MRI rate adjustment to the Régie. If the excess costs are of a magnitude to
24 cause the “off-ramp” trigger to be reached, HQT has the option to request a re-
25 evaluation of the plan. This would only, however, relieve this cost pressure on a
26 forward basis if the plan was revised as a result.

27 11. Référence : Pièce A-0029, p. 7.

28 **Préambule :**

29 « [21] La Régie retient l'opinion des intervenants quant aux enjeux à inclure à la phase 1.
30 Cette phase doit permettre d'identifier le type, le nombre et les caractéristiques d'un MRI
31 pour les mises en cause, ainsi que les indicateurs permettant de mesurer l'atteinte de
32 chacune des caractéristiques ou chacun des objectifs opérationnels. » [nous soulignons]

33
34 **Demande :**

35 11.1 Parmi les caractéristiques proposées par les participants, veuillez préciser les cinq
36 caractéristiques qui, selon vous, doivent être retenues dans la définition du MRI de
37 première génération pour le Transporteur.

38 **R11.1**

39 The characteristics proposed by HQT are shown in Figure 14 on page 22 of
40 HQT-2, Document 1. Concentric’s proposal identifies all of the characteristics

1 that Concentric believes act together to accomplish the objectives set out by
2 Article 48.1 for HQT.

3 Most importantly, the MRI must be consistent with the public service
4 obligations of HQT established by law and regulation as well as any other
5 applicable laws and regulations, appropriate business practices of an electric
6 transmission company, the need to preserve the financial integrity of HQT, and
7 the specific characteristics of HQT's service area. The MRI should focus on
8 efficiency gains that can be achieved without any diminishment to HQT's
9 performance relative to its public service obligations.

10 HQT's circumstances, and therefore the MRI, include the importance of CAPEX
11 on its costs and reliability of service. These begin with the building block
12 recommendation based on HQT's asset management model and a continuation
13 of the existing capital project approval process. The development of building
14 block forecast revenue requirement that reflect efficiency gains is also an
15 integral element of the MRI proposal.

16 The specific characteristics, or categories of characteristics, that are priority
17 elements of HQT's MRI proposal are:

- 18 • Duration or term of the MRI plan ;
- 19 • A building block approach to set revenue requirements over the term of
20 the MRI, with consideration for the composition of the building blocks,
21 and basis for projecting each building block over the three-year term to
22 include operating and capital efficiencies ;
- 23 • Provision for annual and timely adjustments to revenue requirements for
24 years 2 and 3 of the MRI according to set criteria ;
- 25 • Criteria to be applied for determining specific service quality indicators
26 and whether financial performance outcomes will be linked to the
27 earnings sharing mechanism. Although the indicators are the subject of
28 Phase 3, it is important to decide on the criteria to be adopted for
29 choosing these indicators, and whether and how performance would be
30 linked to the ESM ; and
- 31 • An ESM and "off-ramp" provision adapted to HQT's context and the
32 specific MRI determined in Phase 3.

33 QUESTIONS POUR LE TRANSPORTEUR ET LE DISTRIBUTEUR

34 **12. Référence :** Pièce C-HQT-HQD-0023, p. 27.

35 **Préambule :**

36 « *C. SQI AND THE ESM* »

1 *HQD and HQT will propose a specific approach to both the ESM and SQI. The requirement*
2 *to seek an improvement in service quality will be reflected in proposed targets, along with an*
3 *assessment of any incremental investment and expenses that may be required to improve*
4 *performance. »*

5 **Demande :**

6 12.1 Veuillez préciser vos anticipations quant à l'amélioration de la performance du
7 Distributeur et du Transporteur. Veuillez élaborer sur le potentiel que présentent le
8 Distributeur et le Transporteur quant à l'amélioration de leur performance respective
9 ainsi que la rapidité d'application d'une telle amélioration.

10 **R12.1**

11 **Réponse de Concentric**

12 **Concentric would expect the performance of HQD and HQT to show continued**
13 **improvement over the course of the MRI plan. This expectation is based on both**
14 **plans containing significant incentives and that Concentric feels will reinforce**
15 **an emphasis on operating efficiencies in both Divisions.**

16 **Réponse du Distributeur**

17 **De façon globale, le Distributeur entend poursuivre ses efforts en vue de**
18 **maintenir ou améliorer la qualité du service. Quoiqu'il ne soit pas en mesure de**
19 **préciser les pistes d'amélioration anticipées pour les prochaines années, de**
20 **même que leur rapidité d'application, l'amélioration de la performance du**
21 **Distributeur sera assurément caractérisée par la modernisation, l'utilisation**
22 **accrue des technologies et l'uniformisation de ses façons de faire.**

23 **Réponse du Transporteur**

24 **Le Transporteur souligne que son modèle de gestion des actifs, dont**
25 **l'application se poursuit depuis 2013, constitue le fer de lance de l'amélioration**
26 **continue de son efficacité, par l'optimisation du « quoi » et du « comment »**
27 **faire, tant aux charges qu'aux investissements. Le modèle de gestion des actifs**
28 **implique un vieillissement du parc d'actifs et une augmentation du risque de**
29 **défaillances⁹. À cet égard, le Transporteur rappelle que dans le contexte qui lui**
30 **est propre, soit celui d'un réseau vieillissant et de plus en plus sollicité, le**
31 **maintien d'un niveau de service adéquat traduit en soi une amélioration de sa**
32 **performance.**

33 **Quant à la rapidité à laquelle cette amélioration sera appliquée, le Transporteur**
34 **souligne que cette dernière est déjà manifeste, et se poursuivra tant que le parc**
35 **continuera de vieillir.**

⁹ Dossier R-3934-2015 (Demande tarifaire 2016 du Transporteur), pièce HQT-3, Document 1, p. 1.

1 **13. Référence :** Pièce C-HQT-HQD-0028, p. 15.

2 **Préambule :**

3 *« De plus, l’alternance de l’année de départ des MRI du Transporteur et du Distributeur*
4 *peut constituer une source additionnelle d’allègement pour les partis impliqués en plus de*
5 *permettre de profiter des leçons apprises. C’est d’ailleurs l’approche qu’a retenue l’Ontario*
6 *Energy Board. »*

7 **Demande :**

8 13.1 Veuillez indiquer l’ordre dans lequel la Régie devrait procéder, si elle devait retenir
9 cette proposition. Veuillez motiver votre réponse.

10 **R13.1**

11 **Si les propositions de caractéristiques des MRI du Distributeur et du**
12 **Transporteur étaient retenues par la Régie, le Distributeur pourrait être le**
13 **premier à proposer son MRI à la Régie. En effet, la proposition du Distributeur**
14 **serait plus facile à implanter du fait que la formule proposée s’inscrit en**
15 **continuité avec le cadre réglementaire actuel, et ce, bien qu’il soit envisagé d’y**
16 **inclure des éléments additionnels. Cette séquence tient également compte de**
17 **l’absence d’expérience de MRI pour les transporteurs d’électricité en Amérique**
18 **du Nord à ce jour et de la séquence d’implantation de tels mécanismes retenue**
19 **ou envisagée dans d’autres juridictions, comme celles de l’Ontario et de**
20 **l’Alberta. Toutefois, le Distributeur et le Transporteur se réservent le droit de**
21 **réviser cette position à la suite des modifications apportées à leurs**
22 **propositions de caractéristiques de MRI à l’issue de l’examen de la phase 1 du**
23 **présent dossier et de la décision de la Régie.**

**Réponses du Distributeur à
la demande de renseignements numéro 2
de la Régie de l'énergie
(« Régie »)**

1 **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À**
2 **HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION, RELATIVE À LA DEMANDE**
3 **D'ÉTABLISSEMENT D'UN MÉCANISME DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE ASSURANT LA**
4 **RÉALISATION DE GAINS D'EFFICIENCE PAR LE DISTRIBUTEUR D'ÉLECTRICITÉ ET LE**
5 **TRANSPORTEUR D'ÉLECTRICITÉ**

6 **1. Référence :** [Pièce C-AQCIE-CIFQ-0025, p. 108.](#)

7 **Préambule :**

8 *« Marketing flexibility provisions should permit a continuation of the economic development*
9 *and load retention rates. If service to large load customers is subject to price caps, there is*
10 *no need to recover load retention discounts from other customers between rate cases.*

11 *Both divisions should, additionally, be permitted to gradually redesign tariffs during the term*
12 *of the plan to achieve any Régie-approved goals. An example for HQD might be the phase in*
13 *of time-sensitive usage charges, in standard tariffs for residential and commercial customers,*
14 *which discourage system use in peak hours. »*

15 **Demande :**

16 1.1 Veuillez indiquer si, selon le Distributeur, la flexibilité commerciale évoquée en
17 préambule est nécessaire ou souhaitable. Si oui, veuillez justifier. Veuillez préciser si le
18 Distributeur partage les motifs en faveur de la flexibilité commerciale mentionnés en
19 référence.

20 **1.1**

21 **Le Distributeur juge qu'il serait prématuré, voire non-nécessaire, d'introduire la**
22 **flexibilité commerciale dans le cadre du MRI pour les raisons suivantes :**

- 23 • **D'autres outils sont déjà disponibles pour atteindre les objectifs avancés**
24 **(options d'électricité interruptible pour les clientèles de moyenne et**
25 **grande puissance, interventions en efficacité énergétique, par exemple) ;**
- 26 • **Par ailleurs, pour mieux répondre aux enjeux économiques de certaines**
27 **catégories de clients, le gouvernement peut émettre des décrets de**
28 **préoccupations lesquels visent entre autres à retenir les clients ou à leur**
29 **offrir une certaine flexibilité commerciale. Le décret de préoccupations**
30 **1013-2014 visant l'établissement du tarif de développement économique**
31 **en est un exemple ;**
- 32 • **La flexibilité commerciale introduit un niveau de complexité additionnel**
33 **au mécanisme de MRI proposé par le Distributeur alors qu'il recherche**
34 **un mécanisme simple et facile d'application ;**
- 35 • **La flexibilité commerciale risque de produire des impacts importants sur**
36 **la répartition des coûts entre les différents groupes de clients.**

1 **Réponse de Concentric :**

2 **Marketing flexibility**, as a concept, could be useful to HQD, particularly if it
3 serves a new market need that would otherwise go unserved or preserves
4 existing load; it would give HQD the opportunity to offer new or discounted
5 services that provide a net positive contribution to the recovery of fixed costs.
6 However, the rationale provided by AQCIE-CIFQ, that there would be “*no need
7 to recover load retention discounts from other customers between rate cases*”
8 is self-serving and HQD should be encouraged to propose a tariff design that
9 represents a fair balancing of the interests of new customers, existing
10 customers and HQD’s shareholder.

11 Second, with respect to the example of a phase-in of time-sensitive rates cited
12 by AQCIE-CIFQ, such a dramatic redesign of HQD’s rates would likely be too
13 complex to implement without also requiring a revisiting of the entire incentive
14 rate plan.

- 15 **2. Références :** (i) [Pièce C-HQT-HQD-0028, p. 19 et 20;](#)
16 (ii) [Pièce C-HQT-HQD-0056, p. 6.](#)

17 **Préambules :**

18 (i) « *Le Distributeur prévoit atteindre l’objectif 3 de l’article 48.1 de la Loi en regard de
19 l’allègement du processus par la prise en compte des éléments suivants :*

- 20 • *Allègement du traitement des dossiers tarifaires par :*
- 21 ◦ *L’espacement des dossiers tarifaires sur la base du coût de service : Seule*
22 *l’année de « rebasing », soit un an sur les trois du plan proposé, fera l’objet d’un*
23 *dossier tarifaire sur la base du coût de service;*
 - 24 ◦ *Le dépôt, sur une base annuelle, d’un dossier tarifaire (le « Dossier annuel »)*
25 *limité aux données nécessaires à la révision des tarifs. Parmi les éléments qui*
26 *seraient déposés, figurent la prévision de la demande, les paramètres de la*
27 *formule paramétrique, les exclusions, les éléments exogènes de même que la*
28 *demande d’autorisation des investissements inférieurs à 10 M\$;*
 - 29 ◦ *L’élimination de la revue « ligne par ligne » des coûts couverts par la formule*
30 *paramétrique.*

31 *La réduction du temps, à la fois, de l’examen des Dossiers annuels ainsi que du processus de*
32 *traitement allégé à être adopté par la Régie. En plus du gain de temps associé aux dossiers*
33 *annuels moins lourds, ceux-ci pourraient être examinés selon la procédure de consultation.*
34 *Tel que suggéré par CEA, ces dossiers n’exigeraient pas d’audiences orales, un examen de*
35 *la demande par écrit selon la procédure de consultation s’avérant suffisant.» [nous*
36 *soulignons]*

1 (ii) « Veuillez fournir à titre illustratif quelle proportion du revenu requis de 11 970,3 M\$
2 pour l'année 2016 aurait été couverte par le MRI suggéré par le Distributeur en tenant
3 compte des éléments couverts et des exclusions qu'il propose.

4 R3.1

5 Le MRI suggéré par le Distributeur aurait couvert 1 704,9 M\$, soit 14,2 % des revenus
6 requis de 11 970,3 M\$ pour l'année 2016 selon la demande tarifaire initiale du Distributeur
7 (R-3933-2015). »

8 Demandes :

9 2.1 Considérant que, selon la réponse au préambule (ii), 85,8 % du revenu requis ne serait
10 pas couvert par le MRI, veuillez préciser et justifier les affirmations soulignées à la
11 référence (i) et expliquer le processus réglementaire proposé pour l'examen des
12 exclusions (Y) et exogènes dans le cadre des dossiers annuels.

13 R2.1

14 **Dans les faits, si l'on exclut des revenus requis pour l'année 2016 le coût des**
15 **achats d'électricité - ces derniers étant déjà sujets à un processus**
16 **réglementaire d'examen et d'autorisation bien défini - ainsi que le coût de**
17 **service de transport (ce dernier faisant déjà l'objet du MRI du Transporteur), ce**
18 **sont en réalité 60 % des revenus requis restants¹ qui seraient couverts par le**
19 **MRI du Distributeur, soit la part des coûts de distribution et de services à la**
20 **clientèle couverte par la formule « I-X » (1 705 M\$/2 830 M\$).**

21 **Cette part de 60 % des coûts de distribution et de services à la clientèle ne**
22 **requerrait pas un examen annuel des rubriques concernées « ligne par ligne ».**
23 **Ainsi, les coûts de distribution et de services à la clientèle dans leur intégralité**
24 **ne seraient examinés « ligne par ligne », comme actuellement, qu'aux trois ans**
25 **selon le MRI proposé (l'année de « rebasing »).**

26 **Comme mentionné au préambule (i), l'examen des exclusions (Y), incluant**
27 **notamment les budgets des interventions en efficacité énergétique, et éléments**
28 **exogènes (Z), tout comme la prévision de la demande, la mise à jour des**
29 **facteurs I et Croissance des abonnements et le rendement sur la base de**
30 **tarification (coût de la dette, taux de rendement et base de tarification), serait**
31 **effectué annuellement dans le cadre d'un dossier tarifaire déposé à la Régie.**
32 **Par ailleurs le processus d'autorisation des investissements demeurerait**
33 **inchangé. Ce dossier tarifaire allégé serait examiné selon la procédure de**
34 **consultation (pas d'audiences requises).**

35 2.2 Veuillez décrire le processus réglementaire proposé pour l'adoption des ajustements
36 tarifaires annuels pour chacune des catégories de consommateurs. Veuillez préciser
37 comment serait prise en compte l'évolution des coûts de desserte par catégorie de
38 consommateurs ainsi que l'interfinancement.

¹ Revenus requis pour l'année 2016 selon la demande tarifaire initiale du Distributeur (R-3933-2015)

1 **R2.2**

2 Comme décrit au préambule (i) et à la réponse à la question 2.1, le processus
3 réglementaire proposé pour l'établissement des revenus additionnels requis et
4 du niveau d'ajustement tarifaire annuel suivrait un processus allégé, sauf pour
5 l'année du « *rebasings* » où le processus demeurerait inchangé.

6 Le mécanisme de prise en compte de l'évolution des coûts de desserte par
7 catégorie de consommateurs ainsi que de l'interfinancement demeurerait
8 inchangé pour la durée du MRI, seul le mécanisme d'établissement des revenus
9 requis serait modifié.

- 10 **3. Références :** (i) [Pièce C-HQT-HQD-0045, p. 14;](#)
11 (ii) [Pièce C-FCEI-0031, p. 8;](#)
12 (iii) [Pièce C-FCEI-0031, p. 11.](#)

13 **Préambules :**

14 (i) « *At the conclusion of the first generation MRI, Concentric would expect HQD to file*
15 *for a rebasing of rates based on standard cost of service principles. Assuming the plan has*
16 *worked reasonably well for HQD and its customers, HQD would file for the next MRI plan.* »
17 [nous soulignons]

18 (ii) « *L'intérêt de l'entreprise à opérer efficacement serait grandement réduit si elle ne*
19 *croit pas que le mécanisme sera en place pour une longue période de temps ou qu'il risque*
20 *de faire l'objet d'un recalibrage sur la base de ses coûts historiques ou prévus à intervalles*
21 *réguliers.*

22 *Cette crédibilité requiert un engagement clair du régulateur envers le mécanisme. La FCEI*
23 *estime qu'il doit y avoir une attente légitime de toutes les parties que le mécanisme sera*
24 *prolongé sans période de transition ou recalibrage à moins que son évaluation périodique ne*
25 *révèle un problème significatif ou que la clause de sortie ne soit déclenchée. Cela n'exclut*
26 *pas que des ajustements puissent être apportés pour refléter des changements dans les*
27 *attentes envers l'entreprise.*

28 *La prévisibilité requiert que les règles de transition entre les termes successifs d'un*
29 *mécanisme soient établies dès le départ.* » [nous soulignons]

30 (iii) « *L'expérience d'autres mécanismes incitatifs montre que les entreprises ont tendance*
31 *à adopter des pratiques d'affaires non soutenables durant la période d'application d'un*
32 *mécanisme incitatif et à demander des ajustements du revenu requis lorsqu'une opportunité*
33 *se présente de le faire.*⁵ *L'expérience des dossiers du Distributeur et du Transporteur montre*
34 *également que les reports de projets et d'activités sont choses fréquentes pour différentes*
35 *raisons.* »

36 ⁵ « *Par exemple, à la fin de son mécanisme incitatif, Gaz Métro avait accumulé un important retard en*
37 *développement informatique et a demandé une hausse budgétaire pour rattraper ce retard.* »

1 **Demandes :**

2 3.1 Veuillez préciser si le Distributeur propose un retour au coût de service pour le dossier
3 tarifaire suivant les trois années du MRI de première génération, tel que suggéré au
4 préambule (i), et justifier ce choix, le cas échéant, à la lumière des commentaires aux
5 préambules (ii) et (iii).

6 **R3.1**

7 **Le Distributeur propose un retour au coût de service pour l'année suivant les**
8 **trois années du MRI de première génération. Il y a plusieurs raisons qui**
9 **justifient le retour au coût de service avant de se lancer dans un MRI de**
10 **deuxième génération, soit de :**

- 11 1. **Permettre aux parties prenantes d'examiner la relation entre les coûts et**
12 **les tarifs afin de s'assurer que le MRI correspond à l'intérêt public ;**
- 13 2. **Offrir la possibilité de revoir les paramètres du MRI, notamment les**
14 **facteurs I, X, Y et Z, afin de s'assurer que le tout soit en accord avec**
15 **l'évolution des conditions financières et commerciales ;**
- 16 3. **Intégrer de façon permanente dans les revenus requis, les gains**
17 **d'efficience réalisés, au profit des consommateurs (à l'exclusion de tout**
18 **mécanisme de report des gains d'efficience qui pourrait être autorisé) ;**
- 19 4. **Permettre l'examen de modifications pouvant bonifier le MRI de première**
20 **génération.**

21 **Réponse de Concentric :**

22 **As noted by the Alberta Utilities Commission², “The length of a typical PBR**
23 **term in North America is from three to five years after which there is typically a**
24 **rebasng and a recalculation of rates.” The AUC went on to find:**

25 **While most parties agreed that an open-ended term would have a**
26 **positive impact on incentives, they also considered this proposal to be**
27 **problematic. No party supported such a proposal, particularly for a first**
28 **generation PBR plan. Dr. Weisman, on behalf of EPCOR, stated, —I**
29 **think you, more generally, see that [open-ended term] in second and**
30 **third-generation plans than you do the initial ones. As well, NERA**
31 **concluded that such a proposal would be impractical and in their**
32 **experience, they had not seen such a proposal implemented by other**
33 **North American regulators. The Commission agrees that an open-ended**
34 **term for the first generation PBR plans is not warranted.**

35 **The AUC ultimately concluded:**

36 **The Commission will not make a determination at this stage as to how it**
37 **will go forward following the end of the five-year term. As the**
38 **Commission noted in its February 26, 2010 letter; [t]he Commission will**
39 **initiate a proceeding during the first PBR term to consider how the**
40 **success of the PBR plan should be judged and how it might be re-**

² AUC Decision 2012-237 (September 12, 2012), pp. 180-181, citing evidence submitted in the proceeding, footnotes omitted.

1 initiated, or rates ‘re-based,’ at the end of the initial five-year term in a
2 way that minimizes potential distortions to economic efficiency
3 incentives.

4 In response to the criticisms cited in the preamble, Concentric believes that the
5 combination of the I-X revenue cap limit combined with service quality
6 standards will provide a proper balance of productivity incentives without
7 adverse incentives to delay necessary operating or capital expenditures. In
8 order to incent HQD to continue to seek productivity improvements as the first
9 plan ends, an efficiency carryover mechanism (“ECM”) could be adopted that
10 would allow HQD to retain some of the gains as it moves into the next
11 generation plan and thus provide an incentive for HQD to pursue efficiency
12 improvements throughout the plan.

13 3.2 Veuillez indiquer si le Distributeur est d’accord pour que les règles de transition entre
14 les termes successifs du mécanisme soient établies dès le départ, tel que suggéré au
15 préambule (ii). Si oui, veuillez en exposer les grands principes. Sinon, veuillez justifier.

16 R3.2

17 Dans le contexte où les résultats du premier MRI ne seront connus qu’au terme
18 des premières trois années du mécanisme et qu’il est déjà prévu que la
19 transition au MRI de seconde génération passe par un *rebasement*, le Distributeur
20 évalue qu’il est prématuré de préciser davantage les règles de transition entre
21 les termes successifs du MRI.

- 22 4. Références : (i) [Pièce C-HQT-HQD-0028, p. 17 et 18](#);
23 (ii) [Pièce C-AQCIE-CIFQ-0040, p. 14](#);
24 (iii) [Pièce C-FCEI-0031, p. 11](#).

25 Préambule :

26 (i) « Une fois les indicateurs choisis, leur intégration au MRI et au MTÉR pourrait suivre
27 les étapes suivantes :

- 28 • Définition d’une cible pour chaque indicateur basée, notamment, sur l’historique des
29 résultats de cet indicateur. Ces cibles devront tenir compte de l’arbitrage nécessaire
30 entre les résultats de chaque indicateur et les coûts requis pour les atteindre;
- 31 • Pondération attribuée à chaque indicateur;
- 32 • Calcul d’un indice composite de performance global (reflétant la moyenne pondérée
33 des résultats de l’ensemble des indicateurs);
- 34 • Partage des écarts de rendement selon l’atteinte d’un certain pourcentage de
35 réalisation de cet indice composite ».

36 « Le Distributeur envisage partager avec ses clients les écarts de rendement selon les
37 résultats de l’indicateur composite. Préalablement, il importe de revoir les modalités du
38 MTÉR afin de l’arrimer au nouveau cadre réglementaire du Distributeur, tel que le
39 recommande CEA. Ceci permettra d’éviter que le MTÉR ne vienne réduire les incitatifs à
40 l’efficience suite à la mise en place d’un MRI. » [nous soulignons]

1 (ii) « *Utilities can sometimes benefit by deferring costs in one plan and then asking for*
2 *extra revenue to fund these costs in the next plan, thereby being compensated more than once*
3 *for the same costs.* »

4 (iii) « [La FCEI recommande] *l'inclusion de mécanismes visant à éviter de récompenser les*
5 *gains à court terme et non soutenables [par] :*

6 ○ « *Le dépôt d'un rapport faisant état des retards dans l'avancement des activités de*
7 *base ou les reports de projets et l'ajustement des excédents de rendement en*
8 *conséquence.*

9 ○ *La mise de côté d'une portion des excédents de rendement dans un compte de frais*
10 *reportés à être versé au début du terme subséquent si les gains d'efficience du terme en*
11 *cour se révèlent soutenables au terme subséquent.* »

12 **Demande :**

13 4.1 Considérant le terme relativement court du MRI proposé par le Distributeur, veuillez
14 élaborer sur la possibilité d'inclure au mécanisme de partage des écarts de rendement,
15 selon les résultats de l'indicateur composite tel que proposé au préambule (i), un
16 mécanisme visant à s'assurer de la pérennité des gains d'efficience distribués, tel que
17 suggéré au préambule (iii), afin de prévenir des situations telles que celles évoquées au
18 préambule (ii).

19 **R4.1**

20 **Réponse de Concentric :**

21 **The goal of a PBR plan should be to unleash and incentivize the utility to**
22 **manage the full spectrum of its controllable costs while providing appropriate**
23 **levels of service quality for its customers. This goal is consistent with those**
24 **articulated in Article 48.1. In doing so, the utility would be expected to employ a**
25 **combination of short-term cost management measures (e.g., reduced**
26 **vegetation control under power lines in areas displaying less aggressive**
27 **vegetation growth), and sustainable productivity improvements (e.g.,**
28 **development of an integrated operating data platform for a dynamic monitoring**
29 **of network activities and more effective network interventions). These changes**
30 **benefit customers through sharing of gains in the ESM in the short-term, or**
31 **more permanently as these gains are captured for customers as the plan is**
32 **rebased or rolled over to a subsequent plan.**

33 **As a practical matter, it would be nearly impossible, inconclusive and**
34 **controversial to attempt to validate the sources of these productivity gains. It**
35 **would also run counter to the third objective of 48.1 to streamline the regulatory**
36 **process and limit HQD's interpretation of "cost reduction that is beneficial to**
37 **both consumers and the Distributor", the second objective of 48.1. The very**
38 **nature of a revenue or price cap MRI is designed to provide management with**
39 **some flexibility in how it achieves efficiency gains and cost savings. It would**
40 **otherwise stifle the incentive to focus on both near and longer-term cost**
41 **savings.**

1 HQD is not, as suggested, being compensated more than once for any deferred
2 costs. To the extent a cost is deferred in the short run, and creates a gain, that
3 gain should be shared with customers under the ESM. In the event rates are
4 rebased as the plan rolls over, and HQD requests an upward adjustment based
5 on cost deferrals, the Regie and stakeholders will be free to challenge such an
6 adjustment.

- 7 **5. Références :** (i) [Pièce C-RNCREQ-0026, p. 5 à 7;](#)
8 (ii) [Pièce C-FCEI-0040, p. 4 et 5;](#)
9 (iii) [Pièce C-AHQ-ARQ-0023, p. 2;](#)
10 (iv) [Dossier R-3933-2015, pièce B-0023, p. 13;](#)
11 (v) [Dossier R-3568-2005, HQD-2, Doc-1, p. 6;](#)
12 (vi) [Dossier R-3726-2010, HQD-1, Doc-1, p. 27;](#)
13 (vii) [Dossier R-3891-2014, Pièce B-0004, p. 9.](#)

14 **Préambule :**

15 (i) « Dans le contexte réglementaire actuel, le Distributeur n'a aucun intérêt financier à
16 réduire ses coûts d'approvisionnements puisque ceux-ci sont récupérés à 100 % dans les
17 tarifs via les mécanismes de tarification et le compte de pass-on.

18 *Il est par ailleurs important de souligner qu'une importante part des coûts*
19 *d'approvisionnement post-patrimoniaux du Distributeur sont engagés auprès d'HQP. Cela*
20 *est vrai autant pour les achats à long terme (67 % d'HQP) que de court terme (en 2014,*
21 *57 % des achats bilatéraux du Distributeur, ou 42 % en incluant les achats auprès des*
22 *bourses, ont été faits auprès d'HQP).*

23 *Or, dans l'ensemble de ces transactions, y compris la négociation d'ententes qui les*
24 *gouvernent, dont entre autres l'Entente globale cadre, l'incitatif financier de la société*
25 *Hydro-Québec est clairement aligné avec celui de sa division HQP. Si le but de la*
26 *réglementation incitative est d'aligner les intérêts de la compagnie réglementée, en*
27 *l'occurrence le Distributeur, avec ceux de ses clients, le RNCREQ considère qu'il est*
28 *essentiel de lui donner un incitatif financier réel à réduire ses coûts d'approvisionnements,*
29 *notamment dans ses relations d'affaires avec sa contrepartie HQP.*

30 *En ce sens, la suggestion de PEG d'ajouter un incitatif au tracker est une bonne piste. Avec*
31 *l'appui de Synapse, le RNCREQ a identifié plusieurs précédents d'une telle approche aux*
32 *États-Unis :*

33 [...]

34 *Le RNCREQ considère que l'utilisation d'un tracker avec partage des coûts*
35 *d'approvisionnement du Distributeur entre celui-ci et ses clients pourrait effectivement*
36 *permettre de favoriser la conciliation des intérêts du Distributeur avec ceux de ses clients.*
37 *Toutefois, étant donné les divers types d'interaction entre HQD et son principal fournisseur*

1 (associé), HQP, le pourcentage de partage ainsi que les autres modalités applicables
2 requerront un examen soigné. »

3 (ii) « La FCEI privilégie donc l'utilisation d'un indicateur pour inciter le Distributeur à
4 optimiser le coût des achats d'électricité

5 [...]

6 La FCEI présente à titre d'exemples les indicateurs potentiels suivants :

7 *Gestion des besoins en puissance : Indicateur basé sur l'écart entre un besoin en puissance*
8 *théorique et le besoin en puissance réel. Le besoin en puissance théorique pourrait être*
9 *défini sur la base d'un besoin en puissance moyen par client par catégorie de clientèle qui*
10 *tiendrait compte des tendances récentes.*

11 [...]

12 *Gestion des achats d'énergie : Indicateur basé sur l'écart entre le coût des achats d'énergie*
13 *et un ou des indicateurs de marchés. »*

14 (iii) « Pour les coûts dont une partie est sous le contrôle du Distributeur et qui feraient
15 l'objet de facteurs Y comme principalement les coûts d'approvisionnement, de transport et
16 de combustible : par le plafonnement du prix de l'intégration éolienne puis par la mise en
17 place d'indicateurs ciblés pour s'assurer que les coûts demeurent justes et raisonnables en
18 fonction des critères de fiabilité retenus comme, par exemple :

19 a. *L'utilisation et les coûts des achats de court terme en hiver versus la puissance et*
20 *l'énergie patrimoniales inutilisées;*

21 b. *La puissance de pointe planifiée mais non utilisée (en considérant des besoins*
22 *normalisés) »*

23 À la référence (iv) le Distributeur fournit un tableau suivant :

**TABLEAU 8 :
INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ POUR L'ANNÉE 2014**

<i>Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux</i>		Indicateur de marché	Coûts réels
Coût total	<i>M\$</i>	1 239,9	1 709,9
Besoins postpatrimoniaux	<i>TWh</i>	15,3	15,3
Coût moyen	<i>\$/MWh</i>	81,1	111,9
Achats de long terme			
Coûts des approvisionnements	<i>M\$</i>	761,2	1 151,6
Coût de la fermeture de TCE ⁽¹⁾	<i>M\$</i>	37,4	37,4
Coût total	<i>M\$</i>	798,5	1 189,0
Quantités acquises	<i>TWh</i>	12,5	12,5
Coût moyen	<i>\$/MWh</i>	63,6	94,8
Achats de court terme			
NYHQ_GEN_IMPORT ⁽²⁾⁽³⁾	<i>\$/MWh</i>	143,9	
+ Frais de sortie de NY ⁽²⁾⁽³⁾	<i>\$/MWh</i>	5,4	
+ Frais de courtage ⁽³⁾	<i>\$/MWh</i>	0,8	
+ Frais de GES ⁽⁴⁾	<i>\$/MWh</i>	3,0	
= Prix d'achat	<i>\$/MWh</i>	153,1	
Coût des achats bilatéraux et sur les marchés	<i>M\$</i>	409,6	495,4
Coût de l'entente cadre	<i>M\$</i>	0,1	0,1
Coût de l'énergie de l'électricité interruptible	<i>M\$</i>	13,3	7,1
Coût de la puissance (UCAP & Electricité int.)	<i>M\$</i>	18,4	18,4
Coût total	<i>M\$</i>	441,4	521,0
Quantités acquises	<i>TWh</i>	2,7	2,7
Coût moyen	<i>\$/MWh</i>	161,4	190,5

(1) Le coût de la fermeture de la centrale de TCE de 37,4 M\$ exclut les coûts de puissance de remplacement (inclus sous la rubrique «Achats de court terme»).

(2) Moyenne annuelle pondérée sur les transactions réelles.

(3) Taux de change (moyenne annuelle) : 1,1045 \$CA = 1 \$US.

(4) Les frais des émissions de gaz à effet de serre sont ceux reliés à l'indicateur du marché de New York.

- 1
- 2 Les ententes des références (v) et (vi), soit l'Entente-cadre et Les Conventions d'énergie
 3 différée, incluent des références à des indicateurs de marché incluant le Day-Ahead-Market
 4 (DAM) du NYISO et des ajustements.
- 5 (vii) Les crédits fixes et variables de l'électricité interruptible sont établis, respectivement,
 6 en fonction des produits UCAP et du DAM sur le marché de New-York.

7 **Demandes :**

- 8 5.1 Veuillez élaborer sur les modalités possibles de mise en œuvre d'un indicateur
 9 couvrant le coût annuel d'achats d'énergie post-patrimoniale du Distributeur en tenant
 10 compte des références en préambule.

1 R5.1

2 **Considérations générales**

3 D'emblée, le Distributeur souligne que l'énergie post-patrimoniale ne
4 représentait, en 2015, qu'un peu plus de 9 % des sources d'approvisionnement
5 (environ 17 TWh).

6 Le Distributeur rappelle, notamment en réponse aux commentaires du RNCREQ
7 (référence i), qu'à l'exception des approvisionnements de court terme sous
8 dispense³, tous les contrats d'approvisionnement post-patrimonial découlent
9 d'appels d'offres et qu'ils ont été approuvés par la Régie. Dans les documents
10 déposés à la Régie pour l'approbation de ces contrats, les résultats d'un
11 balisage sont présentés afin de démontrer que les prix offerts sont justifiés. Par
12 ailleurs, le prix de l'énergie est fixé par les contrats. En outre, pour une part
13 importante de ces contrats (énergie éolienne, par exemple), le Distributeur n'a
14 pas davantage de contrôle sur la quantité livrée par les fournisseurs. Enfin, le
15 Distributeur rappelle qu'il est tenu par la Loi⁴ de prendre livraison de l'énergie
16 découlant des contrats post-patrimoniaux avant l'énergie patrimoniale.

17 Concernant plus spécifiquement les contrats de long terme conclus avec le
18 Producteur à la suite de l'appel d'offres A/O 2002-01, le Distributeur rappelle
19 que sa stratégie de gestion de l'énergie (énergie différée, par exemple) a été
20 approuvée par la Régie et réexaminée par cette dernière et de nombreux
21 intervenants, dans le cadre de multiples dossiers réglementaires.

22 En somme, le Distributeur soumet qu'un indicateur couvrant le coût des achats
23 post-patrimoniaux n'aurait qu'un intérêt très limité puisque la plupart de ces
24 achats font l'objet d'un prix fixé par contrat, sur lequel le Distributeur n'a aucun
25 contrôle. De surcroît, la mise en place du MRI ne changera pas la procédure
26 d'examen actuelle de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur,
27 notamment à travers ses plans d'approvisionnement et leurs états
28 d'avancement.

29 En ce qui touche les approvisionnements de court terme effectués sous
30 dispense, le Distributeur ne prévoit pas dépasser 1 TWh à température normale
31 avant 2022 selon le dernier État d'avancement 2015, soit environ 0,5 % de ses
32 approvisionnements. En 2015, le Distributeur a acheté sur les marchés de court
33 terme 3 TWh, ce qui s'explique essentiellement par un hiver froid. Par ailleurs,
34 le Distributeur rappelle qu'il transmet trimestriellement à la Régie un suivi des
35 transactions effectuées. La Régie dispose donc des informations nécessaires
36 pour porter un jugement sur ces dernières. De plus, il existe deux catégories de
37 transactions de court terme, soit des transactions bilatérales pour lesquelles le
38 Distributeur contacte au moins deux contreparties afin d'obtenir le meilleur prix
39 disponible et des transactions sur les bourses énergétiques où le Distributeur
40 paye simplement le prix de marché. S'il est exact qu'une part importante de ces
41 transactions ont été réalisées avec le Producteur, comme il est indiqué à la
42 référence i, cela s'explique par le fait que le Producteur offrait le meilleur prix
43 pour les quantités requises ou, parfois, était le seul en mesure de répondre aux

³ Dispense de recourir à la procédure d'appels d'offres en vertu de l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

⁴ Article 71.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

1 besoins du Distributeur à ce moment. Le Distributeur rappelle que les prix sont
2 tributaires des conditions du marché au moment où les besoins se présentent.

3 En outre, le Distributeur se procure également de la puissance en effectuant
4 des appels d'offres de court terme en cohérence avec la volonté d'obtenir le
5 meilleur prix.

6 Bref, en ce qui a trait aux achats de court terme, le Distributeur doit acquérir les
7 quantités dont il a besoin au prix offert par le marché, sur lequel le Producteur
8 est un fournisseur potentiel parmi d'autres. Il n'y a donc ici aucun conflit
9 d'intérêt avec celui-ci, contrairement à ce que laisse sous-entendre les propos
10 du RNCREQ cités en préambule.

11 Le Distributeur rappelle qu'en plus de minimiser ses coûts, il doit assurer la
12 fiabilité des approvisionnements requis pour répondre aux besoins de sa
13 clientèle en respectant les normes du NPCC.

14 En conclusion, pour toutes ces raisons, le Distributeur soumet
15 respectueusement qu'un indicateur relatif au coût global d'achat d'énergie post-
16 patrimoniale aurait peu d'utilité.

17 À cet effet, il souligne qu'on ne saurait porter un jugement ex-post sur la
18 stratégie d'approvisionnement du Distributeur sur la base des résultats d'un tel
19 indicateur. En effet, cette stratégie est optimisée ex ante, sur la base des
20 meilleures hypothèses disponibles. Elle est examinée par les intervenants et la
21 Régie et approuvée par cette dernière. Par contre, les aléas liés, par exemple, à
22 la température ou la conjoncture économique, font en sorte que le Distributeur
23 doit ajuster cette stratégie en cours de route. Cela ne doit pas amener à
24 conclure que la stratégie originale n'était pas optimale, elle l'était au moment où
25 la décision a été prise.

26 Pour porter un jugement, on doit se demander si le Distributeur a pris les
27 meilleures décisions possibles au moment où elles ont été prises, et non pas
28 quelles décisions il aurait dû prendre s'il avait connu l'avenir avec certitude.

29 *Commentaires spécifiques*

30 La FCEI (référence ii) propose un indicateur qui serait, en fait, un indicateur de
31 la capacité du Distributeur à contrôler la charge de ses clients, ce qu'il n'est
32 évidemment pas en mesure de faire, même en faisant abstraction des aléas
33 climatiques. Cela ne signifie pas que le Distributeur ne fait pas d'efforts pour
34 implanter des mesures de gestion de la demande, mais bien qu'il a un contrôle
35 limité sur la réaction de ses clients.

36 Concernant l'indicateur de gestion des achats d'énergie, la difficulté réside
37 dans la définition de cet indicateur. Comme le Distributeur l'a rappelé plus haut,
38 il a peu de contrôle sur le prix de ses achats de court terme. Ceux-ci sont
39 essentiellement tributaires des conditions du marché. De surcroît, un tel
40 indicateur devra tenir compte des disponibilités d'achats. Or, il arrive que les
41 capacités d'import soient inexistantes dans certains marchés. Dans de tels cas,
42 un indicateur qui utiliserait les données de ces marchés n'aurait aucune valeur.

43 L'AHQ-ARQ (référence iii) proposent de mettre en relation le coût des achats de
44 court terme en hiver et la puissance et l'énergie patrimoniales inutilisées. À
45 nouveau, le Distributeur souligne que sa stratégie d'utilisation de l'énergie

1 patrimoniale est optimisée en amont et approuvée par la Régie. Dans la gestion
2 à court terme de son approvisionnement, il doit s'adapter aux conditions réelles
3 de la demande (notamment les aléas climatiques) et utiliser les moyens les
4 moins coûteux à ce moment pour garantir l'approvisionnement de la clientèle.
5 On ne saurait donc conclure que sa gestion à court terme n'était pas optimale
6 sur la base du volume d'électricité patrimoniale inutilisée.

7 Ce commentaire vaut également pour la seconde proposition de l'AHQ-ARQ.
8 L'existence d'un écart entre les moyens de pointe prévus par le Distributeur et
9 leur utilisation réelle n'est pas une indication d'une mauvaise planification ou
10 gestion du Distributeur, même en normalisant cet écart. Le Distributeur a peu
11 de contrôle sur la demande en puissance de sa clientèle. En outre, et à
12 nouveau, sa stratégie d'approvisionnement en puissance fait l'objet d'un
13 examen par les intervenants et la Régie et est approuvée par cette dernière.

14 Quant à l'utilisation du marché de New York comme indicateur de référence
15 (voir par exemple les références iv et vii), le Distributeur a déjà indiqué à
16 plusieurs reprises qu'elle n'est pas appropriée⁵. Notamment, lorsque la capacité
17 de ce marché est insuffisante, le Distributeur peut devoir s'approvisionner
18 directement du marché de la Nouvelle-Angleterre ou de contreparties qui ont un
19 coût d'opportunité basé sur ce marché.

20 5.2 Veuillez élaborer sur les modalités possibles de mise en œuvre d'un indicateur
21 couvrant le coût annuel des approvisionnements post patrimoniaux du Distributeur
22 pour répondre à ses besoins de puissance à la pointe, incluant entre autres, l'électricité
23 interruptible, le contrat d'énergie cyclable, les contrats découlant des appels d'offres
24 A/O 2014-01 et A/O 2015-01, la nouvelle entente avec TCE et les achats de court
25 terme sous dispense, en tenant compte des références (i), (ii), (iii), (iv) et (vii).

26 R5.2

27 Voir la réponse à la question 5.1.

28 5.3 Veuillez élaborer sur les modalités possibles de mise en œuvre d'un indicateur global
29 couvrant les coûts d'approvisionnement post-patrimoniaux du Distributeur en tenant
30 compte par exemple de la référence (iv).

31 R5.3

32 Voir la réponse à la question 5.1

33 Réponse de Concentric :

34 As recognized by PEG⁶, purchased power costs are typically recovered through
35 a pass-on or similar account, even under MRI plans.

36 The relative size of purchased power costs and the inability of management to
37 exercise direct control over these costs are practical reasons for the treatment
38 of these costs as pass-throughs. The reference in the preamble to RNCREQ

⁵ Voir par exemple la réponse à la question 11.1 de la demande de renseignements n° 5 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.4 (B-0099) du dossier R-3933-2015.

⁶ Alternative Regulation for Evolving Utility Challenges: An Updated Survey, Pacific Economics Group Research LLC, Prepared for Edison Electric Institute, January 2013, p. 5.

1 indicates that Synapse has identified examples in the United States, and that
2 PEG has suggested adding an incentive to the tracker (for purchased power
3 costs).

4 Concentric is not aware of any North American jurisdiction where an MRI plan
5 includes an incentive clause for purchased power for an electric distribution
6 utility. Further to PEG, in its direct evidence PEG indicates:

7 Here Y, the "Y factor", indicates the revenue adjustment for costs that
8 are chosen in advance for tracker treatment. The term Z, the "Z factor",
9 indicates the revenue adjustment for miscellaneous hard to foresee
10 changes in cost (and potentially other business conditions. Fuel and
11 purchased power expenses are often Y factored in MRPs. Severe storm
12 costs are often Z factored.⁷ (emphasis added)

13 The only reference to an incentive on purchased power costs is in PEG's
14 suggestion that a performance incentive mechanism (PIM) warrants
15 consideration for conservation and demand management programs that may
16 result in purchased power savings.⁸ HQD already employs conservation and
17 demand management programs and ratemaking tools in an effort to lower
18 energy usage during certain hours of the year and/or to lower peak demand
19 during certain hours of the year. To the extent that these tools reduce energy
20 usage, it would result in lower supply costs, assuming that the reduction in
21 supply comes from the marginal cost supply source.

22 Through its various interventions, HQD currently has some ability to impact
23 supply needs but a limited ability to influence supply costs. The Distributor
24 believes the annual review by the Régie of the performance of the supply plan
25 and HQD's supply management and the related supply costs on an annual basis
26 is the best incentive to ensure that these costs are the lowest they can possibly
27 be for customers.

- 28 **6. Références :** (i) [Pièce C-HQT-HQD-0057, p. 8;](#)
29 (ii) [Pièce C-AQCIE-CIFQ-0028, p. 4.](#)

30 **Préambule :**

31 (i) « *As shown below for 2016, electricity and transmission purchases are the two largest*
32 *components of HQD's revenue requirements and are not controllable by management. [...]*

33 *These expenses, together with fuel costs that are also not controllable by management,*
34 *comprise more than three-quarters of the HQD's revenue requirement at 77.1 %. This limits*
35 *the potential coverage of an MRI to the remaining cost categories. HQD has varying degrees*
36 *of control over the remaining 22.9 % of expenses that are categorized as "Total Distribution*
37 *and Client Service costs" ». [nous soulignons]*

⁷ PEG Direct, October 26, 2015, p.7.

⁸ PEG Direct, p. 60.

1 (ii) « L'AQCIE et le CIFQ considèrent qu'il est inexact pour CEA de suggérer que le
2 Distributeur n'exerce aucun contrôle sur ses coûts d'approvisionnement en électricité non
3 plus que sur ses coûts de transport. En effet, c'est le Distributeur lui-même qui prépare et
4 propose à la Régie, pour approbation, sa stratégie d'approvisionnement en électricité, et ce,
5 tant au chapitre des quantités requises que des coûts. Il s'ensuit donc nécessairement que les
6 coûts d'achat d'électricité et de transport qui sont facturés aux usagers du Québec sont
7 largement tributaires de la justesse des projections du Distributeur dans son plan
8 d'approvisionnement. » [nous soulignons]

9 **Demandes :**

10 6.1 Veuillez préciser en quoi les caractéristiques relatives aux différentes sources
11 d'approvisionnement de court terme et de long terme en électricité empêchent le
12 Distributeur de s'ajuster aux différents facteurs externes et d'exercer un contrôle tant
13 sur l'offre que la demande en énergie de même que sur la gestion optimale de chacune
14 des sources d'approvisionnement afin de minimiser leurs coûts totaux annuels
15 (référence (i)).

16 **R6.1**
17 **Voir les réponses aux questions 5.1 et 5.3.**

18 6.2 Veuillez commenter l'opinion de l'AQCIE-CIFQ (référence (ii)) selon laquelle les
19 coûts d'achat d'électricité et de transport sont largement tributaires de la justesse de la
20 prévision des ventes du Distributeur et qu'il serait justifié de les inclure dans le MRI
21 afin d'assurer un meilleur encadrement et diminuer les risques d'écarts prévisionnels.

22 **R6.2**
23 **Réponse de Concentric :**

24 **The issue of power supply costs is addressed above in response to question**
25 **5.3. On the issue of transmission costs raised by AQCIE-CIFQ, HQD has very**
26 **limited ability to influence transmission costs, particularly in the near-term. The**
27 **supply costs for a projected year are established according to projected sales**
28 **under normal temperature years by HQD's econometric models. Once HQD**
29 **informs HQT of its energy and power needs resulting from the projected growth**
30 **in demand and the supply strategy in place to satisfy its customers, HQT**
31 **assesses transmission network capacity by considering all transmission**
32 **customers' needs. HQD has some ability to impact transmission costs in the**
33 **long-term through the promotion of conservation and demand management**
34 **programs. If such programs are significant enough to impact the timing of need**
35 **for new distribution and transmission facilities, savings to customers will result.**
36 **The specific suggestion of AQCIE-CIFQ to include transmission costs under the**
37 **MRI is impractical, however, as HQD has limited control over its peak demand**
38 **on a year-to-year basis. In addition, these costs are already covered in HQT's**
39 **MRI.**

1 **Complément de réponse du Distributeur**

2 **Par ailleurs, le Distributeur améliore constamment ses modèles de prévision de**
3 **la demande et fait un suivi de leur performance à la Régie, notamment dans le**
4 **cadre de ses dossiers tarifaires.**

5 **D'ailleurs, la Régie reconnaît les efforts du Distributeur à ce chapitre :**

6 La Régie note les améliorations au niveau de la performance
7 des modèles utilisés par le Distributeur, pour la prévision de la
8 demande en énergie, sur la base des coefficients de
9 détermination constatés. Elle s'attend à ce que le Distributeur
10 poursuive ses démarches afin d'améliorer continuellement la
11 performance de ses modèles, plus spécialement ceux utilisés
12 pour la prévision des secteurs commercial, institutionnel et
13 industriel petites et moyennes entreprises (PME) et des
14 grandes entreprises⁹.

15 **Comme le lui demande la Régie, il entend poursuivre dans cette voie en faisant**
16 **état des améliorations tant dans ses dossiers tarifaires annuels que dans ses**
17 **plans d'approvisionnement.**

18 **Pour le reste, le Distributeur n'a aucun contrôle sur les aléas de la demande.**

- 19 **7. Références :** (i) Historique des taux d'inflation du Canada et du Québec,
20 2005-15;
21 (ii) [Pièce C-HQT-HQD-0045, p. 8;](#)
22 (iii) [Article 52.2. 1° de la Loi sur la Régie de l'énergie \(« LRÉ »\).](#)

23 **Préambule :**

- 24 (i) La Régie présente un tableau de l'historique des taux d'inflation du Canada et du
25 Québec (%) :

	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	Moyenne 10 ans
Taux d'inflation réel Canada	1,1%	2,0%	0,9%	1,5%	2,9%	1,8%	0,3%	2,3%	2,2%	2,0%	1,70%
Taux d'inflation réel Québec	1,1%	1,4%	0,7%	2,1%	3,0%	1,2%	0,6%	2,1%	1,6%	1,7%	1,55%

26 *Source : Statistique Canada, tableau 326-0020.*

- 27 (ii) « 3.1 Dans le contexte d'un MRI de première génération, veuillez élaborer sur l'utilité
28 d'avoir recours à un indice d'inflation reflétant « une combinaison de l'IPC et du taux de
29 croissance des salaires d'Hydro-Québec ».

30 *R3.1 Le Distributeur est d'avis que le facteur « I » doit être établi de façon à refléter le plus*
31 *fidèlement possible la réalité économique et contractuelle de l'évolution de ses coûts :*

⁹ Décision D-2016-033, paragraphe 240.

1 • Taux de croissance des salaires d'Hydro-Québec stipulé dans les conventions
2 collectives négociées par Hydro-Québec avec les syndicats pour l'ensemble de ses
3 effectifs et non spécifiquement pour le Distributeur. Ces ententes sont conformes aux
4 paramètres généraux de la politique de rémunération et de conditions de travail
5 approuvée au Conseil du trésor.

6 Ainsi, les coûts encourus par le Distributeur relatifs à l'effectif sont tributaires des
7 conventions collectives négociées qui doivent être respectées.

8 • IPC pour les autres charges reflétant l'évolution générale des prix. » [nous soulignons]

9 (iii) « 2° le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale de chaque catégorie de
10 consommateurs correspond à celui qui lui est alloué par le gouvernement.

11 [...]

12 pour chaque année à compter de l'année 2014, le coût moyen de fourniture de l'électricité
13 patrimoniale doit correspondre au coût moyen fixé pour l'année précédente, indexé le 1^{er}
14 janvier de chaque année selon le taux correspondant à la variation annuelle de l'indice
15 moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation, pour la période de 12 mois
16 qui se termine le 31 mars de l'année qui précède celle pour laquelle une demande a été
17 présentée en vertu de l'article 52.1. Le taux d'indexation ne peut être inférieur à zéro; »¹⁰.
18 [nous soulignons]

19 Demandes :

20 7.1 Compte tenu des écarts constatés entre l'indice des prix à la consommation du Québec
21 et celui du Canada (IPC), estimés en moyenne à 0,15 % entre 2006 et 2015 (référence
22 (i)), et dans un contexte où les activités du Distributeur se passent au Québec, veuillez
23 élaborer sur la pertinence de ne pas considérer une pondération qui privilégie le taux
24 d'inflation du Québec plutôt que celui du Canada (référence (ii)).

25 R7.1

26 Comme mentionné au dossier R-3933-201511, le Distributeur constate que
27 l'écart moyen entre l'indice des prix à la consommation du Québec et celui du
28 Canada (IPC) n'est ni stable ni significatif et tantôt de signe positif ou négatif
29 selon les années.

30 Outre un écart peu significatif entre les deux indices, la prévision d'inflation
31 canadienne est reconnue et largement utilisée, tant par l'ensemble des agents
32 économiques que par Hydro-Québec, où elle est la référence pour les échanges
33 financiers, les calculs d'actualisation des investissements et pour divers
34 contrats de fournitures.

10 [Loi sur la Régie de l'Énergie.](#)

11 Voir la réponse à la question 11.4 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068) du dossier R-3933-2015

1 De plus, au cours des cinq dernières années (2011 à 2015), le Distributeur note
2 que l'inflation a été la même au Canada et au Québec, soit en moyenne 1,7 %. Il
3 en est de même pour la période couvrant les cinq prochaines années (2016 à
4 2020). La moyenne des prévisions d'inflation des divers organismes
5 (composant le consensus habituellement présenté par le Distributeur) se situe à
6 1,9 % aussi bien pour le Canada que pour le Québec.

7 Donc, utiliser l'indice des prix à la consommation du Québec pour prévoir
8 l'inflation applicable au Distributeur n'est pas souhaitable puisque le
9 Distributeur devrait utiliser deux taux d'inflation et que celui du Québec n'ajoute
10 pas d'informations supplémentaires.

11 7.2 À l'instar de l'indexation du bloc patrimonial¹², veuillez commenter l'option de
12 considérer le taux d'inflation réel du Québec, pour l'ensemble du mécanisme, plutôt
13 qu'un taux d'inflation prévisionnel (référence (iii)).

14 R7.2

15 D'entrée de jeu, il importe de souligner que seul le coût de fourniture de
16 l'électricité patrimoniale est indexé sur la base du taux d'inflation réel du
17 Québec, en accord avec la loi sur la Régie de l'énergie. Tous les autres coûts
18 sont indexés en utilisant l'indice projeté des prix à la consommation du Canada,
19 meilleur indicateur de l'évolution des coûts, autres que les coûts de la
20 main-d'œuvre.

21 Selon le Distributeur, il n'y a donc pas lieu de faire de rapprochement avec le
22 taux d'indexation du bloc patrimonial puisque le mécanisme « I-X » est,
23 contrairement au taux d'indexation du bloc patrimonial, un outil prévisionnel.

24 De plus, l'option de considérer un taux d'inflation réel à appliquer aux coûts
25 d'une année projetée va à l'encontre du principe même de coûts futurs qui
26 doivent être établis sur des bases prévisionnelles et donc d'un taux d'inflation
27 prévisionnel. Ce principe a d'ailleurs été reconnu par la Régie dans sa décision
28 D-2003-93, soit le principe de l'année témoin projetée aux fins de
29 l'établissement des revenus requis et est appliqué depuis cette date :

30 « ...l'établissement de tarifs devant s'appliquer sur une période future
31 est plus approprié lorsqu'il se fonde sur une prévision des coûts et des
32 revenus plutôt que sur des données historiques. »¹³

- 33 8. Références : (i) [Pièce C-FCEI-0040, p. 1](#);
34 (ii) [Décision D-2014-034, p. 102](#).

35 Préambules :

36 (i) « Demandes :

37 1.1 Veuillez préciser sur ce que la FCEI entend par « fermeture des livres ».

¹² Excluant le tarif L et les contrats spéciaux.

¹³ Décision D-2003-93, page 13.

1 Réponse :

2 La FCEI réfère à l'exercice qui consiste à se pencher rétrospectivement sur les résultats
3 réels des entreprises. Différents forums sont envisageables pour cet exercice. On peut penser
4 au rapport annuel, au dossier tarifaire subséquent à la fin d'une année réglementaire ou à
5 tout autre forum pertinent.

6 1.2 Veuillez indiquer si la fermeture des livres est souhaitable ou nécessaire au bon
7 fonctionnement d'un MRI.

8 Réponse :

9 La FCEI estime qu'il est inévitable de devoir regarder de façon rétrospective les résultats
10 réels des entreprises ne serait-ce que pour les fins du partage des excédents de rendement, si
11 un tel mécanisme est mis en place, ou pour s'assurer de l'atteinte des indicateurs de
12 performance retenus. » [nous soulignons]

13 (ii) Extrait de la décision D-2014-034 concernant le cadre réglementaire pour l'application
14 du MTER :

15 « [414] Conformément aux modalités autorisées par la Régie à la section 6.3 de la présente
16 décision, le résultat du calcul de l'écart de rendement à remettre aux clients sera présenté
17 dans le rapport annuel de l'année historique (à titre d'exemple, l'année historique 2014),
18 déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la Loi. L'écart de rendement à partager sera
19 comptabilisé dans un compte d'écarts. La prise en compte de l'écart à remettre aux clients
20 sera traitée dans le dossier tarifaire de la deuxième année subséquente (année tarifaire
21 2016) à l'année historique (année historique 2014).

22 [415] La Régie juge que le compte d'écarts relatif aux écarts de rendement devient un
23 enjeu dans le dossier tarifaire de la deuxième année subséquente à l'année historique, et
24 en tant que tel un sujet à y être examiné.

25 [416] La Régie accueille la proposition des Demandeurs de présenter les écarts de
26 rendement lors des rapports annuels du Transporteur et du Distributeur en vertu de
27 l'article 75 de la Loi ».

28 Demandes :

29 8.1 Advenant l'adoption d'un mécanisme de partage des gains d'efficience dans le cadre
30 du MRI, veuillez élaborer sur la nécessité ainsi que sur les avantages et inconvénients
31 d'avoir recours à une fermeture réglementaire, au rapport annuel ou à un examen lors
32 des dossiers tarifaires, tel qu'évoqué au préambule (i), afin d'établir et attribuer les
33 gains d'efficience éventuels.

34 R8.1

35 Réponse de Concentric :

36 With respect to regulatory closure, calculation of earnings sharing should be a
37 routine calculation that applies the approved sharing formula to the financial
38 results in the annual report. The Régie would simply verify that the formula has

1 **been correctly applied. Thus, for purposes of implementing an ESM under MRI,**
2 **it will be necessary for HQD to file annually its actual vs. allowed ROE for the**
3 **prior rate year. This provides “closure” with appropriate regulatory safeguards.**
4 **This report would be included in those suggested by Concentric’s evidence ¹⁴**

5 **Concentric generally agrees with the treatment cited above in the preamble**
6 **from D-2014-34 requiring HQD to report its actual vs. allowed ROE. Any**
7 **earnings in excess of the allowed threshold determined according to the**
8 **specific ESM sharing percentages and deadbands would be shared with**
9 **customers in the second subsequent rate year.**

10 8.2 **Veillez préciser ce qui pourrait justifier, s’il y a lieu, de modifier le cadre**
11 **réglementaire établi dans la décision D-2014-034 et énoncé au préambule (ii) pour**
12 **l’application du mécanisme de traitement des écarts de rendement dans le cadre du**
13 **MRI.**

14 **R8.2**

15 **Réponse de Concentric :**

16 **There is neither justification nor need to modify the regulatory framework**
17 **established in decision D-2014-034.**

18 **However the specific design of the earnings sharing mechanism (ESM) itself**
19 **must be reviewed in the context of all plan parameters:**

20 **It is appropriate to revisit the design of the ESM in Phase 3 to ensure**
21 **that the sharing of cost reductions is aligned with the overall MRI**
22 **ratemaking framework for HQD and HQT and to assess the related**
23 **impact, if any, on the current authorized ROE. An ESM can have the**
24 **potential to dampen the incentive to pursue efficiencies, and it should**
25 **be reviewed with this in mind. For example, the term of the MRI can**
26 **have an impact on the incentive to pursue efficiency gains and the ESM**
27 **can be adjusted to help balance this impact and achieve the overall**
28 **objectives established by Article 48.1.¹⁵**

¹⁴ HQTD-2, Document 1, Concentric’s evidence, October 26, 2015, p. 29.

¹⁵ HQTD-2, Document 1, Concentric’s evidence, October 26, 2015, p. 26.

**Réponses du Distributeur et du Transporteur
à la demande de renseignements numéro 1
de l'Association québécoise des consommateurs
industriels d'électricité et du
Conseil de l'industrie forestière du Québec
(« AQCIE-CIFQ »)**

1 **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°1 DE L’AQDIE-CIFQ À HYDRO-QUÉBEC**
2 **RELATIVE À LA DEMANDE D’ÉTABLISSEMENT D’UN MÉCANISME DE RÉGLEMENTATION**
3 **INCITATIVE ASSURANT LA RÉALISATION DE GAINS D’EFFICIENCE PAR LE**
4 **DISTRIBUTEUR D’ÉLECTRICITÉ ET LE TRANSPORTEUR D’ÉLECTRICITÉ**

5 **1. Références :**

- 6 (i) Piece HQT-2, Document 1.1, Curriculum Vitae de M. James M. Coyne
7 (ii) Piece HQT-2, Document 1.2, Curriculum Vitae de M. Robert Yardley

8 **Préambule :**

9 These documents are not very specific concerning the PBR experience of the two
10 witnesses.

11 **Demande :**

12 1.1. Please detail all projects undertaken by each witness on PBR and provide copies (or
13 a link to copies) of all papers, reports, testimony, and presentations on PBR that are
14 in the public domain. Please make sure to identify any projects in which either
15 witness specifically addressed PBR for power transmission or distribution, or
16 undertook studies of the productivity trends of power transmission or distribution
17 utilities.

18 **R1.1**

19 **Resumes for Mr. Coyne and Mr. Yardley have been previously provided which**
20 **include summaries of each witness’ experience and professional**
21 **qualifications¹.**

22 **Mr. Coyne has 35 years of experience in energy policy, planning, and**
23 **regulation. His work has covered nearly every aspect of the energy and utility**
24 **industries, ranging from broad policy matters to complex modeling, finance**
25 **and operations. Specific work pertaining to performance based ratemaking**
26 **includes the following projects:**

- 27 • **Enbridge: Before the Ontario Energy Board (OEB), filed expert testimony**
28 **with Jim Simpson and Melissa Bartos in support of the Company’s**
29 **proposed 2nd Generation Incentive Regulation plan. Our work focused**
30 **on development of a proposed plan consistent with the OEB’s objectives**
31 **for such plans, while recognizing the Company’s operating environment**
32 **and business objectives, and capitalizing on the experience with other IR**
33 **programs. Concentric conducted a series of analyses, including industry**
34 **benchmarking, and productivity analyses for the industry and Enbridge**
35 **using both total factor productivity “TFP” analysis and partial factor**
36 **productivity (“PFP”) analysis. These analyses produced productivity**
37 **measures (“X-factors”) for both Enbridge and the industry peer group**
38 **that were utilized to test parameters for the proposed IR plan. Concentric**
39 **also evaluated alternative measures of inflation (“I-factors”) for utility**
40 **inputs. Lastly, Mr. Coyne examined Enbridge’s anticipated 2014 to 2016**

¹ HQT-2, Documents 1.1 and 1.2, respectively.

- 1 costs, and evaluated the ability of a traditional “I-X” framework to
2 accommodate the Company’s cost profile. (EB-2012-045). (Report
3 provided in Attachment A of HQT-4, Document 3.1).
- 4 • Toronto Hydro: Prepared a report for the management team: A
5 Comparison: Incentive Regulation Frameworks for Electric Distributors
6 in Ontario, The United Kingdom and Australia, June 2014. The report
7 provided a foundation for Toronto Hydro’s submission to the OEB for its
8 recently approved alternative regulation plan. Concentric began by
9 reviewing the regulatory decisions that implemented the current IR
10 framework in each jurisdiction, as well as supplementary decisions and
11 guidelines explaining how the various elements of the respective IR
12 frameworks will be applied. Concentric also reviewed rate applications
13 filed by individual utilities under the new IR framework in the U.K., as
14 well as Enbridge Gas Distribution’s IR application in Ontario which was
15 filed using many elements of the new Custom IR option for electric
16 distributors. This report summarized the results of that research, and
17 provides a comparison of the common elements and key differences
18 between the respective IR frameworks in Ontario, the U.K. and Australia.
19 (2014, Confidential report)
 - 20 • Hydro One: Development of Outcome Measures for Hydro One’s 5 Year
21 Distribution Rate Application, January, 2014. Concentric researched and
22 provided an evaluation of potential outcome based measures for Hydro
23 One’s inclusion into its proposed performance based regulation plan
24 filed with OEB. The use of outcome metrics is relatively new to both the
25 OEB and Hydro One. Historically the assessment of Hydro One’s
26 performance has primarily been at the corporate level, and not focused
27 on specific project initiatives. Establishing these new specific metrics
28 against which the OEB should assess Hydro One’s performance has
29 been a challenge. The metrics had to be targeted to on areas where
30 assessing the specific issues which Hydro One intends to increase
31 investment, as opposed to broad measures affected by many factors
32 applicable to Hydro One’s entire system. (Results incorporated in Hydro
33 One’s filing, no separate report in the public domain)
 - 34 • Nextera: Researched and profiled North American and international
35 performance-based regulatory mechanisms and alternative ratemaking
36 mechanisms for electric transmission facilities. (2014, Confidential
37 report)
 - 38 • Ontario Power Authority (OPA): A Summary of Research On Efficiency
39 Metrics, December 10, 2013. Concentric was retained in 2011 by the OPA
40 to advise the Authority on appropriate efficiency metrics to utilize in
41 measuring the effectiveness of the organization in response to a
42 directive by the OEB issued in Decision and Order EB-2010-0279 dated
43 July 8, 2011. Concentric conducted research and analysis to examine
44 efficiency metrics used in the industry to measure the effectiveness of
45 organizations with similar responsibilities to those of the OPA. This
46 analysis was designed to help facilitate the OPA’s recommended metrics
47 to the OEB. (2013, Confidential report)

- 1 • Vermont Gas Systems, Inc. (VGS): Before the State of Vermont Public
2 Service Board (VPSB), on the company’s petition for approval of an
3 alternative regulation plan, provided expert testimony on models of
4 incentive regulation and their relative benefits for VGS and its
5 ratepayers. This work included estimation of an appropriate productivity
6 factor for the company’s proposed PBR plan. (VPSB Docket No. 7109,
7 2006) (Testimony provided in Attachment B of HQT-4, Document 3.1)

8 In addition to these studies, Mr. Coyne has advised utilities on the
9 development of performance based rate plans, developed strategic plans for
10 regional transmission entities, researched and testified on the North American
11 transmission and distribution businesses and their attendant risks. He has
12 also researched and conducted workshops on utility innovation. (Most recent
13 study co-authored with Mr. Yardley provided as Attachment C of HQT-4,
14 Document 3.1)

15 Mr. Yardley has over 35 years of experience in the energy industry addressing
16 a wide range of policy, regulatory, ratemaking, and operational issues in the
17 electricity and natural gas industries. Specific engagements pertaining to
18 performance-based ratemaking include the following:

- 19 • Advisor to the four New York Investor-Owned Utilities in New York Case
20 No. 14-M-0101, which addresses multi-year rate plans, earnings sharing,
21 and “earnings incentive mechanisms”. Joint Utilities Initial Comments on
22 ratemaking filed on October 25, 2015 and available on the New York PSC
23 Website.
- 24 • Ontario Energy Board: Co-authored a report on the potential application
25 of incentive ratemaking to the regulated generation assets of Ontario
26 Power Generation.
27 http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/documents/decisions/power_advisory_report_opg_20120511.pdf
28
- 29 • Southern Connecticut Gas Company: Direct and Supplemental
30 Testimony in Docket No. 99-04-18 (see attachments D and E of HQT-4,
31 Document 3.1) reviewed and commented on Southern Connecticut Gas
32 Company's PBR proposal including the earnings sharing mechanism. Mr.
33 Yardley also developed and testified to the Service Quality Plan that was
34 an integral part of the PBR proposal.
- 35 • Advisor to Bay State Gas Company in developing a PBR proposal,
36 including a service quality plan. Bay State Gas Company filed a
37 settlement in 1997, and did not file a rate case.
- 38 • Preparation of Initial and Reply Comments in a Massachusetts generic
39 proceeding on incentive regulation (DPU 94-158)
- 40 • Wisconsin Gas Company: Direct Testimony in Docket 6650-GR-0112 (see
41 attachment F of HQT-4, Document 3.1), which addressed a margin cap
42 proposal, including a recommended productivity factor.

43 In addition to these studies which focused narrowly on performance-based
44 regulation, Mr. Yardley has experience advising clients on capital expenditure
45 plans, preparation of grid modernization plans, recovery of fixed costs,

1 **earnings attrition, and operational issues associated with operating an electric**
2 **distribution system including emergency response and interconnection of**
3 **distributed generation facilities.**

4 **2. Référence :**

5 Piece HQT-D-2, Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley, p. 1

6 **Préambule :**

7 “Many jurisdictions pursue Performance-Based Regulation (“PBR”) in stages in order to
8 proceed in a measured way and reflect the experiences gained in successive programs.”

9 **Demandes :**

10 2.1 Please confirm that early adopters of PBR such as the Ontario Energy Board have
11 naturally had several opportunities to refine their methodologies, and were more
12 likely to need refinements due to the avant garde nature of their early experiments.

13 **R2.1**

14 **Concentric does not view PBR as a “settled” ratemaking approach, even in**
15 **“early adopter” jurisdictions.**

16 2.2 Please acknowledge that the Régie de l'Énergie can learn from the experience of
17 these and other regulators in fashioning plans for Hydro-Québec. This reduces the
18 need to "start simple."

19 **R2.2**

20 **Concentric acknowledges that the Régie can learn from the experience of**
21 **other regulators. Concentric cannot speak for the Régie with respect to the**
22 **weight or conclusions it might draw from studying other jurisdictions. It may**
23 **conclude that it is best to start simple and benefit from its own experience in**
24 **performance based regulation for electric distribution and transmission.**

25 2.3 Please identify commissions that adopted multiyear rate plans "in stages." For
26 example, what commissions started with three year rate plans, or exempted a large
27 portion of the cost of base rate inputs from the plan? Is it not in fact common for
28 commissions to start with plans of four years or longer, and to have initial plans apply
29 to most costs of base rate inputs?

1 **R2.3**

2 There are many commissions who have adopted multi-year rate plans in
3 stages for electric distributors, including in Ontario, and Alberta. As noted in
4 the Elenchus report², “key factors in the success achieved by the OEB to date
5 include:

6 “Evolving the regime systematically, so that complexity is added in
7 stages as the stakeholders adapt to the increasingly complex
8 system”.

9 PEG is also certainly aware of many multi-year rate plans with a term of three
10 years. As noted in the report authored by Dr. Lowry, “Alternative Regulation
11 for Emerging Utility Challenges: An Updated Survey,” Table 8 list the plan
12 terms of various utility multiyear rate plans, at least six of which list 3-year
13 terms (Arizona PSCo, PacifiCorp, Georgia Power, Central Vermont PSCo,
14 Northland Utilities, Northland Yellowknife).

15 PEG’s suggestion that plans typically cover “most costs of base rate inputs”
16 suggests that it is typical for capital expenses to be covered under the MRI.
17 Many jurisdictions have adopted capital trackers because of the “lumpy” and
18 unpredictable nature of these expenses. Alberta’s first generic MRI regime
19 included approval of capital trackers, and Elenchus noted that while a capital
20 tracker resulted in a higher regulatory burden, it “mitigates the concern that
21 the regime could discourage necessary investments that increase costs
22 without providing offsetting efficiency gains. The AUC anticipates that the
23 benefits of allowing for the pass-through of some specific costs will outweigh
24 the costs in terms of regulatory burden and the risk that the opportunity could
25 be used inappropriately³”.

26 There are relatively few examples of MRI plans that are applied to transmission
27 companies. In Canada, neither the Alberta nor Ontario commissions, that
28 implemented PBR for distribution utilities, implemented PBR plans for
29 transmission companies.

30 2.4 Do most regulators that adopt multiyear rate plans start with a remarkably simple
31 plans or is it more accurate to say that the initial adoption of multiyear rate plans
32 involves fairly sweeping change and the mechanisms grow even more complex over
33 time?

34 **R2.4**

35 This question calls for a sweeping generalization that is unlikely to contribute
36 to the determination of an appropriate MRI for HQD or HQT. As noted in
37 response to Question 2.3, there are few examples of MRI plans that apply to
38 transmission companies.

² Performance-based regulation – A review of design options as background for the review of PBR for Hydro-Québec Distribution and Transmission divisions, Elenchus Research Associates, Inc., January 2015, page 34.

³ Performance-based regulation – A review of design options as background for the review of PBR for Hydro-Québec Distribution and Transmission divisions, Elenchus Research Associates, Inc., January 2015, page 42

1 **3. Référence :**

2 Piece HQT-D-2, Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley, p. 4.

3 **Préambule :**

4 "As the Régie considers a transition to an MRI, it is important to note that the current regime
5 already incorporates elements that promote efficiency gains. In fact, the existing parametric
6 formula explicitly applies a productivity factor to OPEX: $OPEX_t = [(OPEX_{t-1} - \text{Specifically}$
7 $\text{Tracked Items}_{t-1}) + \text{Inflation} - \text{Efficiency} + \text{Growth}] + (\text{Specifically Tracked Items})_t$."

8 **Demande :**

9 3.1 Please provide the pertinent citations and further explanation concerning the use of
10 these formulas by HQT and HQD.

11 **R3.1**

12 **HQD and HQT are both subject to a parametric formula to establish operating**
13 **costs ("OPEX"). The company files annual rate proceedings that discuss the**
14 **formula in further detail. The most recent proceedings are R-3933-2015⁴ (HQD)**
15 **and R-3934-2015⁵ (HQT).**

16 **The parametric formula takes into consideration OPEX costs, inflation,**
17 **productivity, and customer accounts growth (in the case of HQD) and system**
18 **growth (in the case of HQT).**

- 19 • **$OPEX_t = (OPEX_{t-1} - \text{Specifically Tracked items}_{t-1}) + \text{Inflation} - \text{Efficiency} +$**
20 **$\text{Growth} + \text{Specifically Tracked items}_t$**
- 21 ▪ **$OPEX_{t-1}$: OPEX approved the previous projected year**
 - 22 ▪ **Inflation: includes changes in wages and other components of**
23 **OPEX with the exception of specifically tracked items**
 - 24 ▪ **Efficiency: applied to elements under the control of management**
25 **(i.e. operating costs excluding specifically tracked items)**
 - 26 ▪ **Growth: corresponds to OPEX (excluding specifically tracked**
27 **items) associated with customer accounts growth (in the case of**
28 **HQD) and system growth (in the case of HQT)**
 - 29 ▪ **Specifically tracked items: corresponds to OPEX beyond control**
30 **of HQD and HQT and other specific budgets**

31 **Concentric notes that, in HQT's most recent rate case (R-3934-2015), HQT had**
32 **to adjust its OPEX parametric formula in order to reflect the impacts of**
33 **applying the new asset management model ("MGA") on operating expenses.**

34 **Concentric further notes that, in its most recent rate case (R-3933-2015), HQD**
35 **indicated that it was challenged to implement additional efficiencies; HQD**
36 **proposed that the efficiency factor be set to zero in the parametric formula**
37 **for 2016.**

⁴ R-3933-2015, HQD-8, document 1, annexe A (B-0026)

⁵ R-3934-2015, HQT-6, Document 2, p. 7 (B-0015).

1 **4. Référence :**

2 Piece HQT-D-2, *Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley*, p. 5

3 **Préambule :**

4 "The fact that HQD and HQT are Crown Corporations warrants special consideration as
5 these organizations are typically accountable to a broader mandate in addition to their core
6 utility responsibilities than their investor-owned counterparts."

7 **Demandes :**

8 4.1 Please confirm that numerous publicly-owned utilities around the world operate
9 under MRIs. Examples in Canada include EPCOR and Toronto Hydro-Electric.

10 **R4.1**

11 **Concentric is aware that publicly-owned utilities operate in other countries**
12 **under MRIs. EPCOR is an Edmonton based municipally owned utility that**
13 **operates under a PBR framework for its Alberta distribution facilities, but not**
14 **for its transmission system. Toronto Hydro is also a municipally owned utility,**
15 **and operates under a PBR framework for its Ontario distribution system**
16 **(Toronto Hydro only has distribution assets). Concentric is referring to the**
17 **unique role that Crown corporations play in Canada, as summarized in a report**
18 **to Parliament⁶:**

19 **“Crown corporations derive their raison d’être from their statutory role**
20 **as instruments of public policy. A large number of them, however,**
21 **operate in a business environment where they may sometimes find it**
22 **challenging to manage both their commercial and public policy**
23 **objectives”.**

24 **As noted in response to Question 2.3, there are few examples of MRI plans that**
25 **apply to transmission companies.**

26 4.2 Please cite any examples you are aware of where utilities have received special
27 treatment from regulators in MRI design (other than a lower cost of capital) because
28 of their public ownership.

29 **R4.2**

30 **Concentric is not aware of examples of MRI design that explicitly factor in**
31 **public ownership. However, in general Crown Corporations in the electricity**
32 **industry reflect their unique ownership when making certain decisions that are**
33 **directly related to the public interest. A Crown Corporation is also likely to take**
34 **a more conservative approach to financial matters, as would be expected by**
35 **the public and their elected representatives. The public certainly benefits from**
36 **efficient operations of Crown Corporations and Concentric has reflected this in**
37 **its recommendations.**

⁶ Review of the Governance Framework for Canada’s Crown Corporations, Treasury Board, 2005, p. 9.

1 **5. Référence :**

2 Piece HQTD-2, *Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley*, p. 6

3 **Préambule :**

4 "The question of which of the various types of MRIs are appropriate for HQD and HQT
5 requires an assessment of the particular facts and circumstances of each division. This
6 evidence includes an analysis of the major revenue, cost, and service drivers of each
7 division to determine the degree to which they are within the control of the division, and the
8 factors that might cause them to be higher or lower in the future. For example, HQT's
9 CAPEX are driven to a large degree by (1) a need to respond to requests from its customers
10 either to connect to the network or for new transmission service, and (2) a need to replace
11 aging infrastructure in a manner that optimizes maintenance expenses and infrastructure
12 replacement."

13 **Demande :**

14 5.1 Please confirm that HQT has a great deal of control over the timing of its replacement
15 CAPEX and the cost of replacements when undertaken. Please confirm that a variety of
16 different strategies may potentially "optimize maintenance expenses and infrastructure
17 replacement."

18 **R5.1**

19 **Concentric understands that HQT relies on an asset management model to**
20 **develop an optimized scenario based on the available information in order to**
21 **offer the best reliability in the short, medium and long term, while minimizing**
22 **CAPEX (replacement of aging assets) and OPEX. Under the asset management**
23 **model, HQT analyses alternative investment and maintenance combinations to**
24 **determine an optimized program.**

25 **6. Référence :**

26 Piece HQTD-2, *Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley*, p. 7

27 **Préambule :**

28 "Any MRI program tied to an output measure (e.g., sales or customer growth) should be tied
29 to customer growth, with annual adjustments to accommodate for weather and any other
30 factors that contribute to sales volatility."

31 **Demandes :**

32 6.1 Please discuss further the importance of customer growth as a driver of a power
33 distributor cost and its suitability for use in a revenue cap index. Isn't peak load also
34 an important distribution cost driver? If so, why should it not also be a revenue
35 driver?

36 **R6.1**

37 **Concentric's review of HQD's costs indicates that customer accounts growth**
38 **is a primary driver of HQD's costs and should be incorporated within the**
39 **revenue cap design if HQD is to have a reasonable opportunity to recover its**

1 costs. New customer accounts are a primary driver of distribution costs over
2 the term of the plan because of the need to connect customers to the
3 distribution network and meter their load.

4 Growth in peak demand is also a driver of distribution investment with a
5 longer-term perspective. Peak demand growth ultimately causes increased
6 investment in distribution network facilities. This peak demand growth is
7 influenced significantly by the growth in customers.

8 6.2 Why have the authors proposed a *revenue* cap index for HQD rather than a *price* cap
9 index?

10 **R6.2**

11 See response to Régie Question 7.1 in HQTD-4, Document 1.

12 6.3 Is it, additionally, reasonable to add a revenue decoupling mechanism to the
13 regulatory system? Please explain why or why not.

14 **R6.3**

15 See response to Régie Question 7.2 in HQTD-4, Document 1.

16 **7. Référence :**

17 Piece HQTD-2, Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley, p. 8

18 **Préambule :**

19 "Electricity and transmission purchases are the two largest components of HQD's revenue
20 requirements and are not controllable by management. Electricity purchases are recovered
21 through the pass-through mechanism and do not influence earnings. Similarly, HQD
22 maintains a deferral account to track any differences between projected and actual
23 transmission costs. These expenses, together with fuel costs that are also not controllable
24 by management, comprise more than three-quarters of the HQD's revenue requirement at
25 77.1%."

26 **Demandes :**

27 7.1 Please confirm that HQD can use rate designs, as well as conservation and demand
28 management programs, to reduce its power purchase and fuel expenses and use of
29 the transmission system. Additionally, HQD has some control over the cost of power
30 supplies that are supplemental to the heritage block.

31 **R7.1**

32 HQD could employ conservation and demand management programs and
33 ratemaking tools in an effort to lower energy usage during certain hours of the
34 year and/or to lower peak demand during certain hours of the year. To the
35 extent that these tools reduce energy usage, it would result in lower supply
36 costs, assuming that the reduction in supply comes from the marginal cost
37 supply source. To the extent that these tools reduce peak demand, these
38 reductions may be significant enough to impact the timing of need for new

1 **distribution and transmission facilities that would otherwise be required to**
2 **meet demand growth.**

3 7.2 Please also confirm that HQD's pass-through mechanism for power purchase
4 expenses and its deferral account for transmission costs weaken its incentives to
5 control these costs.

6 **R7.2**

7 **See response to Régie Question 1.4 in HQTD-4, Document 1.**

8
9 **The pass-on account for power purchases and the deferral account for**
10 **transmission costs were created and authorized by the Régie to take into**
11 **account costs incurred during a test year which had unforeseen conditions at**
12 **the time distribution rates were fixed, or for when the actual costs differ from**
13 **those originally planned. Therefore, customers do not pay more for power**
14 **supply than costs actually incurred by HQD.**

15 **8. Référence :**

16 Piece HQTD-2, Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley, p. 13.

17 **Préambule :**

18 “Under the proposed plan, the “I” and “X” factors would have to be set according to the
19 process adopted by the Régie. An expanded definition of operating costs under
20 management’s control would be included under the formula, and include amortization, taxes
21 and corporate expenses, even though not directly controllable by HQD.”

22 **Demandes :**

23 8.1 Why does it make sense to address amortization and taxes using indexing, but not
24 use indexing to address the return on rate base?

25 **R8.1**

26 **The cost of debt and the cost of equity are beyond the control of management.**
27 **The cost of HQD’s equity is set by the Régie and factors in bond yields and**
28 **other capital market inputs, which in addition to interest rates, are beyond the**
29 **direct control of management. Without control, incentives tied to these costs**
30 **create risk for both customers and HQD, without the expectation of**
31 **productivity gains. A related complication is that to include these costs, one**
32 **would want assurance that the inflation factor “I” fairly represented changes in**
33 **these costs. Due to the potential volatility of these costs and lack of control,**
34 **Concentric sees no benefit to their inclusion in the costs covered by the index.**

35 8.2 Please identify other jurisdictions where this ratemaking treatment of the return on
36 rate base has been used.

1 **R8.2**

2 For example, Enbridge’s most recently approved MRP contained this feature.
3 As described in the Board’s decision:

4 “Having already determined that the return on equity and cost of debt
5 should be determined on a consistent basis, the Board concludes that
6 the cost of debt should also be set each year through the annual rate
7 adjustment proceeding.”⁷

8 Hydro One proposed a similar adjustment approved by the OEB:

9 “Hydro One proposed an annual cost of capital adjustment (using
10 OEB’s updated cost of capital parameters and an update of Hydro One’s
11 long term debt) before each new rate year, as per its past practice in
12 implementing its multi-year rate setting decisions. The OEB agrees that
13 these updates should continue in this case for the 3-year period of this
14 rate approval. No change to the debt/equity structure was proposed⁸.”

15 8.3 Why is the return on rate base treated as a controllable cost in the proposed MRI for
16 HQT?

17 **R8.3**

18 ~~The return on rate base is not being treated as a controllable cost for HQT. In~~
19 ~~the proposed MRI for HQT, the cost of debt and equity would initially be~~
20 ~~forecast, providing the opportunity to incorporate reasonable expectations for~~
21 ~~future costs and thereby reducing the risks of changes in these costs for~~
22 ~~customers and the Division. Forecasted cost of equity will be equal to~~
23 ~~authorized ROE, as it is established from time to time by the regulator. Should~~
24 ~~this authorized ROE change during the term of the MRI, or the Régie changes~~
25 ~~its approach to the determination of the ROE, these changes would be~~
26 ~~reflected in adjustments under the MRI. The cost of debt will be adjusted~~
27 ~~annually for HQT⁹, based on updated debt costs.~~

28 8.4 Was this exclusion first proposed by the authors, or by Hydro-Québec's attorneys
29 and/or management?

30 **R8.4**

31 The authors.

32 **9. Référence :**

33 Piece HQT-D-2, *Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley*, pp. 6.

⁷ EB-2012-0459, Enbridge Gas Distribution 2014-2018 rate Application, Decision with Reasons, July 17, 2014, p. 55.

⁸ EB-2013-0416 and EB-2014-247, p. 40.

⁹ ~~Décision D-2014-034 (dossier R-3842-2013), paragraphe 273 et D-2015-018 (dossier R-3905-2014), paragraphes 347 et 409.~~

1 **Préambule :**

2 "HQT's business is significantly more capital-intensive than HQD's, and its capital budget is
3 comprised of larger multi-year projects."

4 **Demande :**

5 9.1 Please explain why a "larger multi-year project" necessarily complicates the design
6 of a revenue cap escalator, provided that costs of these projects are spread fairly
7 evenly over the years of the project. Isn't it true that an appreciable share of the
8 assets of these projects often become used and useful in each year of the project?

9 **R9.1**

10 **It is not reasonable to assume that the costs of large multi-year transmission**
11 **projects are likely to be spread evenly over the years of the project. It is**
12 **therefore not necessarily true that an appreciable share of these projects**
13 **become used and useful in each year of the project.**

14 **10. Référence :**

15 Piece HQTD-2, *Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley*, p. 17.

16 **Préambule :**

17 "Thus, the HQT depreciation and amortization expense (the recovery of capital invested), its
18 return on rate base (the return on capital invested) and applicable taxes comprise 78.9% of
19 the company's revenue requirements. This represents a challenge for an MRI program
20 because capital is typically the most difficult expense to accommodate under these
21 programs. CAPEX are often "lumpy", and influenced by large projects over many years and
22 are often dictated by system requirements beyond management's direct control, such as the
23 integration of new generation. These challenges are documented in the Elenchus report,
24 and are present for distribution utilities as well, but even more so for transmission
25 companies, such as HQT, where capital represents the vast majority of its revenue
26 requirements."

27 **Demandes :**

28 10.1 Please confirm that the allowed revenue of HQT can in principle be indexed to the
29 generation capacity of its service territory.

30 **R10.1**

31 **Concentric disagrees with this assertion. The required revenue of HQT is more**
32 **likely to track transmission investments than changes in generation capacity.**
33 **There are four types of capital projects for HQT: growth (from which**
34 **generation interconnection is part of), replacement of aging assets,**
35 **sustainment or improvement of quality of service and investments required to**
36 **meet other legal requirements. Each of them has an impact on revenue**
37 **requirements. Different types of generation interconnection projects may have**
38 **different impact on revenue requirements Also an increase or decrease of**
39 **generation capacity may or may not require additional investments, and if**
40 **investments are required, they may be small or large depending on the**

1 available capacity on the network. In sum, it is not appropriate to index HQT's
2 revenue requirement on generation capacity.

3 10.2 Please confirm that capital cost trackers are used in many jurisdictions to address
4 certain costs that are hard to address using indexes.

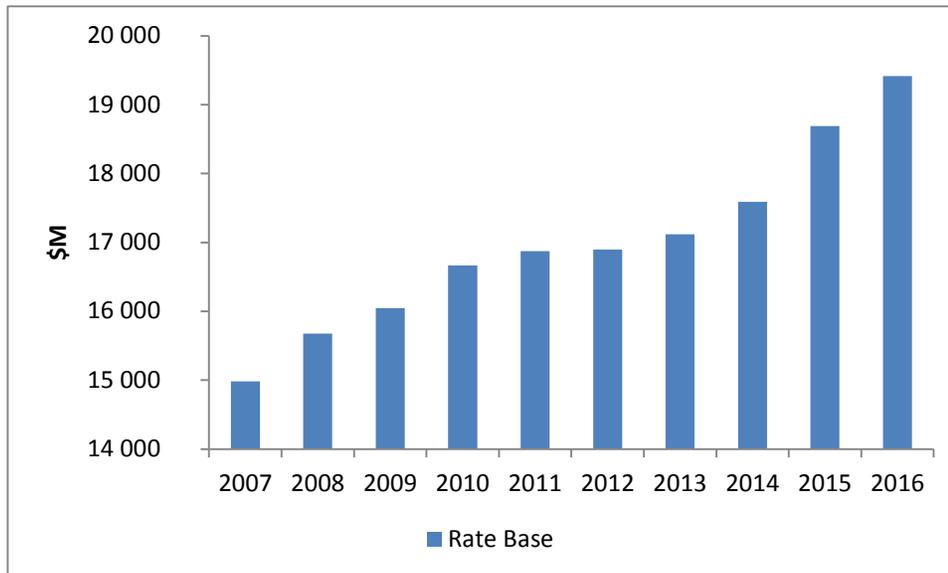
5 **R10.2**
6 **Capital cost trackers are used in many jurisdictions for specified investments**
7 **in order to allow cost recovery to more accurately track cost incurred and to**
8 **allow for more timely cost recovery between rate cases if the investment or**
9 **expense item was not reflected in the rate case cost of service.**

10 10.3 Please confirm that, due to the large size of HQT's system, capex volatility doesn't
11 necessarily translate into volatile amortization expenses, return on rate base, capital
12 cost, or total cost.

13 **R10.3**
14 **Concentric has not suggested that capital spending is volatile or that such**
15 **volatility would translate into volatile amortization expenses, return on rate**
16 **base, capital cost or total cost. Concentric's point is that fluctuations in levels**
17 **of capital expenditures can lead to patterns of cost recovery that are**
18 **incompatible with "I-X" revenue trajectories.**

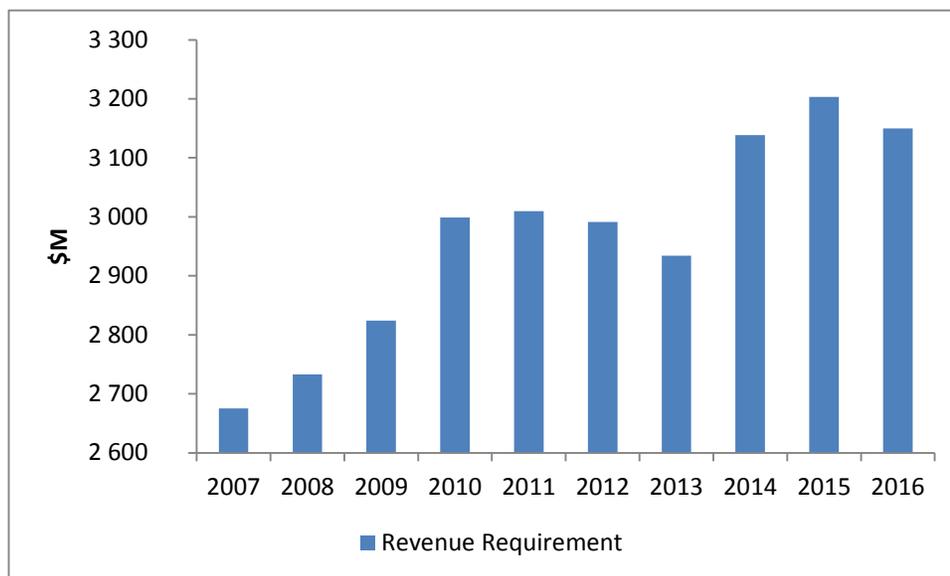
19 **The two largest components of HQT's revenue requirements, amortization and**
20 **return on rate base, are driven by the rate base itself. As seen in the following**
21 **Figure R10.3-A, the evolution of the rate base shows a significant increase**
22 **of 30% over the 2007-2016 period with a staircase cost path due to CAPEX**
23 **growth. The revenue requirement follows a pattern closely related to the rate**
24 **base path over the same time period with an increase of 18% as showed in**
25 **Figure R10.3-B.**

**Figure R10.3-A
Evolution of Rate Base – 2007-2016**



1

**Figure R10.3-B
Evolution of Revenue Requirement – 2007-2016¹⁰**



- 2 10.4 Please provide any and all evidence that the amortization, rate base, or capital cost
 3 of HQT have been unusually volatile in the past or are likely to be unusually volatile
 4 during the term of a first generation MRI.

¹⁰ The 2016 revenue requirement includes the effect of the inclusion of the US GAAP variance account (-\$91.2M). See docket R-3934-2015, HQT-5, Document 1.

1 **R10.4**

2 ~~See response to Question 10.3 above. As already noted in CEA's revised~~
3 ~~evidence⁴⁴, HQT's CAPEX and PP&E Placed in Service expenses have been~~
4 ~~highly variable, historically.~~

Table R10.4
HQT Statistics – 2007-2016 (\$M)

	Max	Min	Mean	Std.Dev	Variation Coefficient
CAPEX	1,893.4	804.7	1,384.5	309.0	22%
OPEX	-742.9	633.2	-680.3	-42.3	6%
AMORTIZATION	1,035.0	569.1	-888.1	-154.6	17%

5

6 ~~As seen in the above chart, there is significant variation in the major cost~~
7 ~~components for HQT. These trends will continue in future years, considering~~
8 ~~the stairsteps investments tied to growth projects, reliability improvements~~
9 ~~and regulatory obligations. It is important to note that capital is included in the~~
10 ~~proposed MRI for HQT, but rather than an index approach it is accommodated~~
11 ~~under the building block approach.~~

12 **11. Référence :**

13 Piece HQT-D-2, Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley, p. 23-24

14 **Préambule :**

15 "Based on the goals of Article 48.1 and HQT's unique characteristics, Concentric
16 recommends a "building block" MRI approach, which is a comprehensive "bottom-up"
17 approach that sets a future revenue path based on a detailed forecast and review of capital
18 and operating expenses. This approach recognizes the non-parametric nature of HQT's
19 CAPEX and OPEX that does not readily accommodate an I-X program as well as the
20 obligation for HQT to maintain the long-term reliability of the system. The efficiency
21 incentives sought under Article 48.1 could still be achieved by developing a multi-year rate
22 plan that determines a future revenue cap."

23 **Demandes :**

24 11.1 Please explain how a building block approach can be made consistent with the
25 requirements of Article 48.1 that the MRI foster 1) continuous improvement in
26 performance, 2) cost reduction that is beneficial to both consumers and HQT, and 3)
27 a streamlined regulatory process. For example, how would the Régie ensure that
28 cost forecasts embody continuous improvements in performance?

29 **R11.1**

30 ~~Concentric understands that HQT intends to measure its performance under~~
31 ~~three fundamental dimensions: 1) public and employees security, 2) network~~
32 ~~reliability and 3) network availability. As with HQD, the specific service quality~~
33 ~~targets and associated financial impacts will be addressed in Phase 3 at the~~

⁴⁴ Revised HQT-D-2, Document 1, p. 17.

1 ~~same time that the specific MRI parameters are established. This is the~~
2 ~~appropriate time to ensure that the overall MRI, including service quality~~
3 ~~metrics, complies with the performance improvement objective of Article 48.1.~~

4 ~~Cost optimization and efficiencies will be promoted in two ways. First, HQT will~~
5 ~~be required to present a three-year revenue cap based on a building block~~
6 ~~approach. The revenue cap will reflect projected efficiencies in operating and~~
7 ~~capital expenditures subject to the scrutiny of the Régie and stakeholders.~~
8 ~~Secondly, HQT will be incented to manage costs during the rate period to~~
9 ~~create earnings sharing for the benefit of both the shareholder and customers.~~

10 ~~With respect to the streamlined regulatory process, a three-year rate plan~~
11 ~~significantly contributes to a streamlined regulatory process as it avoids the~~
12 ~~need for two additional rate cases.~~

13 11.2 Please confirm that numerous power distributors have been subject to index-based
14 rate and revenue caps over the years despite an obligation to maintain the long-term
15 reliability of their systems. Why is this obligation mentioned in the context of HQT
16 but not HQD?

17 R11.2

18 **Confirmed. Reliability is a critical objective for both HQT and HQD.**

19 12. Référence :

20 *Piece HQTD-2, Témoignage de MM. James M. Coyne et Robert C. Yardley, p. 23*

21 Préambule :

22 "There are alternative ways to derive "X" that range from the application of judgment applied
23 to past observed productivity gains to industry benchmarking studies to complex productivity
24 studies. Both benchmarking studies and productivity analyses rely on large data sets
25 comprised of data for utilities that are deemed to be sufficiently "comparable." For a
26 Canadian utility, this usually requires expanding the data set to include utilities from the
27 United States in order to arrive at an acceptable sample size. A desire for a larger sample
28 size in order to improve statistical validity and the desire for comparability tend to work
29 against each other. This contributes to the controversy associated with productivity studies,
30 particularly in Canada. In addition, these studies tend to add complexity and delays to the
31 process, which goes against the streamlining goal of Article 48.1."

32 Demandes :

33 12.1 Is it generally beneficial to have productivity studies that include the latest available
34 data when setting X factors?

35 R12.1

36 **Even though the general purpose of productivity studies is to measure longer**
37 **term industry productivity, Concentric would agree that latest available data**
38 **can be helpful in indicating inflection points in these trends.**

1 12.2 Does the commissioning of a custom productivity study in any sense preclude the
2 additional consideration of the results of *other* studies in the public domain?

3 **R12.2**

4 **No. Concentric's concern with the production of a custom study is based on**
5 **the time, cost, and need for opposing parties to present alternative studies.**
6 **The estimation of productivity, while theoretically sound, is heavily influenced**
7 **by the choice of company sample, data inputs and assumptions. In**
8 **Concentric's experience, no one study will satisfy the collective requirements**
9 **of the regulator and stakeholders and Concentric questions whether the**
10 **drawbacks and controversies that will need to be addressed with a custom**
11 **study will efficiently advance the establishment of an MRI programs.**

12 12.3 If it is hard to find appropriate peers for Hydro-Québec, why is this an argument for
13 basing X on a survey of the results of other productivity studies that are even *less*
14 attentive to the Company's special operating conditions than a custom study?

15 **R12.3**

16 **The expert reports cited in response to Régie Question 4.2 in HQT-4,**
17 **Document 1 largely draw from US samples of electric or gas utilities. The most**
18 **recent, presented by the Brattle Group, was submitted in December 2015.**
19 **Productivity estimates from these studies cover a broad range, depending on**
20 **the consultant developing the estimate and choice of industry sample,**
21 **methodology and inputs. While Concentric maintains that finding an**
22 **appropriate peer group for HQD and even more so for HQT is a challenge,**
23 **Concentric believes that these studies can be useful sources of industry**
24 **productivity trends. When used in conjunction with company specific data on**
25 **historic productivity, the Régie and stakeholders would have sufficient**
26 **information to make an informed decision on an appropriate X-factor.**

27 ~~Concentric notes that HQT's MRI will incorporate efficiencies in its forecast~~
28 ~~and does not suggest the establishment of an explicit productivity factor for~~
29 ~~HQT.~~

30 12.4 The authors propose an unusual kind of MRI for HQD in which the return on rate
31 base is not addressed by the revenue cap index. Doesn't this limit the relevance of
32 existing multifactor productivity studies for setting the X factor in the proposed plan,
33 and make a custom study more necessary?

34 **R12.4**

35 **Concentric recognizes that the results of productivity studies are applied to**
36 **costs for the target company that are never in complete alignment. This is due**
37 **to both variations in accounting data for the productivity sample companies,**
38 **the resulting MRI plans inevitably have a mixture of included and excluded**
39 **costs through outright exclusions, and Y and Z factored costs that are never**
40 **fully aligned with the productivity sample. While Concentric finds this a**
41 **weakness, in general, in the application of productivity studies to utility**
42 **regulation, this particular exclusion is warranted for the reasons described in**
43 **response to Question 8.1.**

1 12.5 Publicly available studies of power transmission productivity are rare. Isn't this an
2 argument for a custom transmission productivity study in this proceeding?

3 **R12.5**

4 **Concentric is concerned that data required to produce a reliable study is not**
5 **readily available. HQT is a very large transmission company operating in a**
6 **unique environment. Design of such a study would likely involve the need for**
7 **an international sample of companies, where data availability and**
8 **comparability concerns would become even greater challenges. Concentric**
9 **believes that the proposed building block approach is a more practical**
10 **solution which can be utilized to create the incentives and streamlined**
11 **regulatory process envisioned under Article 48.1.**

12 12.6 Do the authors believe that a rate or revenue cap escalator based on industry
13 productivity research involves *more* regulatory complexity, cost, and controversy than
14 the building-block approach that they propose for HQT? If so, please provide the
15 evidence that supports this view.

16 **R12.6**

17 **See response to Question 12.7.**

18 12.7 Please confirm that the building block approach to establishing rate escalators has
19 proven complex, costly, and controversial in Australia and Britain.

20 **R12.7**

21 **Confirmed. The development of some MRI plans can prove to be complex,**
22 **costly, and controversial, but that does not mean that all MRI plans are such.**
23 **Concentric is proposing a three-year rate plan for HQT that relies on cost of**
24 **service principles, as opposed to an X-factor, but applies incentives through**
25 **the revenue cap. This proposal will not be nearly as complex for stakeholders**
26 **to understand and respond to as an approach that relies on a TFP or PFP**
27 **study which is certainly complex, costly, and controversial, and which**
28 **complicate or extend the time necessary to establish the regime. The choice of**
29 **methodology should reflect all relevant factors. The framework chosen should**
30 **provide the best fit for the utility, resources available to the regulator, and**
31 **value for consumers.**

32 12.8 Please confirm that regulators in Australia and Britain have made extensive use of
33 statistical benchmarking and independent engineering studies when reviewing the
34 cost forecasts of utilities subject to building block regulation.

35 **R12.8**

36 **It is Concentric's understanding that benchmarking and related studies have**
37 **been used by regulators in both Australia and the U.K. The process begins**
38 **with a company forecast of its revenue requirements, and these studies are**
39 **used as a cross-check on the underlying cost trend. Company forecasts are**
40 **also compared against other utilities and prior trends for the subject company.**

1 12.9 Please confirm that the Ontario Energy Board uses statistical benchmarking studies
2 to review cost forecasts of energy distributors proposing “custom IR” plans.

3 **R12.9**

4 **Confirmed, this is one aspect of the Board’s review. The Board also examines**
5 **a wide array of evidence in approving multi-year custom rate plans. It should**
6 **also be recognized that the OEB is in the unique position of having data**
7 **from 77 local electricity distributors to draw upon, in contrast to one primary**
8 **distributor in Quebec.**

9 **Concentric would also note that the AUC rejected this approach:**

10 “268. The efficiency frontier and benchmarking method advocated by
11 the UCA’s experts represents yet another approach to determining the
12 value of the X-factor. In contrast to productivity studies that deal with
13 the rate of industry productivity growth over time, the efficiency frontier
14 analysis focuses on a company’s productivity level (i.e., efficiency) at a
15 particular time in relation to comparable companies. In other words,
16 instead of looking at how the industry’s productivity changes over time,
17 this method examines whether one particular company is less or more
18 efficient at the time of measurement as compared to its peers.

19 269. In the Commission’s view, the efficiency benchmarking analysis is
20 prone to two major criticisms. First, as NERA and Dr. Carpenter
21 explained, the efficiency levels are hard to estimate as this type of
22 analysis requires a multitude of historical company-specific data, which
23 exhibit a great deal of year to year volatility and are prone to errors.
24 Indeed, as the UCA witnesses observed, this method of developing the
25 X-factor would busy “hundreds of analysts” both of the companies and
26 the regulator.

27 270. More importantly, Dr. Makhholm and Dr. Carpenter pointed out that
28 in practice it is virtually impossible to determine whether a firm is or is
29 not efficient by looking at benchmark data alone, since relative
30 efficiency depends on a boundless number of variables, both
31 observable and unobservable. Factors such as age of plant, soil type,
32 weather and geography, customer density, etc., are to be taken into
33 account when considering efficiency levels. In these circumstances,
34 inadvertently leaving out an important productivity driver may invalidate
35 the results of the study.

36 272. Under the UCA’s efficiency benchmarking approach to developing
37 the X-factor, a company is incented to catch up to the level of efficiency
38 experienced by peer companies deemed to be more efficient by the
39 regulator, rather than to meet or beat the industry rate of productivity
40 growth. Because of the practical and theoretical problems associated
41 with measuring efficiency levels described above, the Commission does
42 not accept this approach for the purposes of PBR in Alberta.¹²
43 (Footnotes excluded.)

¹² Attachment A in HQT-4, Document 1.1, AUC Decision 2012-237, September 12, 2012, pp. 56-57.

1 12.10 Please confirm that econometric methods are available that use large and varied
2 samples but can produce tailored cost benchmarks and productivity growth targets.

3 **R12.10**

4 **These methods are available, but they are only as reliable as the data and**
5 **assumptions required to produce these benchmarks and targets. One could**
6 **argue that “large and varied” samples may be true for U.S. electric and gas**
7 **distributors, but that is not the case for electric transmission companies.**
8 **Results presented from these methods vary considerably according to the**
9 **sample chosen, time period, input assumptions and specification of the model,**
10 **and in the end require considerable judgment in their interpretation.**

11 **Concentric would also note that, for these very reasons, the AUC rejected the**
12 **use of econometric models in its determination of productivity targets:**

13 **“350. The gas companies’ concern regarding the lack of objectivity in**
14 **PEG’s study primarily related to the econometric model that Dr. Lowry**
15 **and his colleagues used in addition to the index approach for estimating**
16 **TFP. In particular, PEG regressed the TFP index for the 32 gas**
17 **companies in its sample against the number of gas distribution**
18 **customers, the number of electricity customers (for companies that**
19 **provide both gas and electric service), the line miles and a time trend**
20 **variable. Applying the obtained coefficients to the projected variables**
21 **for Alberta gas companies, PEG came up with a TFP estimate**
22 **customized for business conditions in Alberta.**

23 **362. With respect to PEG’s econometric model for TFP, the Commission**
24 **agrees with NERA’s explanation that the outcome of any regression**
25 **model is highly dependent on the choice of explanatory variables, which**
26 **represents the subjective judgment of the person conducting the**
27 **analysis.¹³”**

28 **13. Référence :**

29 Piece HQT-3, Document 1, Caractéristiques des MRI du Distributeur et du
30 Transporteur, p. 1

31 **Préambule :**

32 "Tous les régimes réglementaires comportent des incitatifs, souvent implicites."

33 **Demande :**

34 13.1 In light of this comment, please discuss the incentives that HQT and HQD have had
35 to contain their capital costs under a system of virtually annual rate cases.

36 **R13.1**

37 **Tous les projets ainsi que les budgets d’investissement du Distributeur et du**
38 **Transporteur sont préalablement autorisés par la Régie. Selon le Règlement**

¹³ Attachment A in HQT-4, Document 1.1, AUC Decision 2012-237, September 12, 2012, pp. 73 and 75.

1 **sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de**
2 **l'énergie, cette dernière examine notamment :**

- 3
- 4 • Les objectifs ;
 - 5 • Les coûts ;
 - 6 • La justification ;
 - 7 • L'impact sur les tarifs.
- 8

9 Par ailleurs, le Transporteur souligne que, dans le cadre de son modèle de
10 gestion des actifs, la stratégie de renouvellement des actifs (stratégie de
11 pérennité) prévoit des remplacements échelonnés dans le temps pour gérer
12 l'évolution du taux de risque de défaillance complète des actifs tout en
13 minimisant les coûts pour les générations actuelles et futures. C'est dans ce
14 contexte qu'il adapte le niveau de maintenance requis pour assurer une
15 meilleure fiabilité de son parc afin d'éviter le recours à davantage de
16 remplacements dans le contexte actuel de son réseau.

17 **14. Référence :**

18 Piece HQT-3, Document 1, *Caractéristiques des MRI du Distributeur et du*
19 *Transporteur*, pp. 7 and 30

20 **Préambule :**

21 "Les MRI sont majoritairement appliqués chez des distributeurs. Dans leur recherche
22 d'entreprises comparables, ERA a répertorié seulement trois juridictions où des MRI ont été
23 conçus spécifiquement pour les transporteurs d'électricité, soit le Royaume-Uni, l'Australie
24 et la Norvège. Il n'a identifié aucun transporteur soumis à un MRI au Canada." (p. 7)

25 "Etant donné le faible nombre de transporteurs d'électricité assujettis à un MRI à travers le
26 monde et leur absence au Canada et en Amérique du Nord, force est de constater que le
27 Transporteur joue un rôle de précurseur en matière de MRI pour le secteur du transport
28 d'électricité sur ce continent. Dans ce contexte, il est de mise pour le Transporteur, la Régie
29 et les intervenants de procéder de façon ordonnée et prudente dans l'élaboration de ce
30 premier MRI, ce que la proposition équilibrée du Transporteur permet d'accomplir." (p. 30)

31 **Demandes :**

32 14.1 Please confirm that the ERA paper involved an assortment of case studies and not a
33 survey of power transmission MRIs.

34 **R14.1**

35 **Le Distributeur et le Transporteur rappellent que le mandat confié par la Régie**
36 **à Elenchus Research Associates (« ERA ») dans sa décision D-2015-016**
37 **prévoyait une revue complète des MRI utilisés pour le transport et la**
38 **distribution de l'électricité, en portant une attention particulière aux MRI**
39 **utilisés par des entreprises comparables au Transporteur et au Distributeur.**
40 **Or, en audiences, les représentants d'ERA ont précisé la façon dont ils ont**
41 **choisi les cas présentés dans leur rapport. Les extraits présentés à la pièce**
42 **HQT-3, Document 1, à la page 7, lignes 15 à 25, sont éloquentes. De la longue**

1 **liste d'entreprises de distribution et de transport d'électricité soumises à des**
2 **MRI, ERA a retenu les trois seuls transporteurs d'électricité dans son rapport.**

3 14.2 Please list the countries with advanced economies OUTSIDE of North America that,
4 to the best of your knowledge, do and do not use MRIs to regulate large transmission
5 utilities. Is it fair to say that MRIs are more the rule than the exception for such
6 utilities in these countries?

7 **R14.2**

8 **Concentric invites AQCIE-CIFQ to produce this research if it believes that it**
9 **will inform the determination of an appropriate MRI for HQT. See also**
10 **responses to Question 12.5 and OC Question 2.3 in HQT-4, Document 6.**

11 **15. Référence :**

12 Piece HQT-3, Document 1, *Caractéristiques des MRI du Distributeur et du*
13 *Transporteur*, p. 10

14 **Préambule :**

15 "Les coûts liés aux achats d'électricité, au service de transport et aux achats de
16 combustible, représentent à eux seuls environ 77 % des revenus requis du Distributeur. Ces
17 coûts ne sont pas sous le contrôle direct du Distributeur."

18 **Demandes :**

19 15.1 Please confirm that HQD can use rate and service offerings, as well as conservation
20 and demand management programs to control its power purchase expenses and the
21 use of the transmission system. Additionally, please confirm that HQD has some
22 control over the cost of power supplies that are supplemental to the heritage block.

23 **R15.1**

24 **Voir les réponses aux questions 1.4 de la Régie à la pièce HQT-4, Document 1**
25 **et 1.2 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQT-4, Document 2.**

26 15.2 Please also confirm that HQD's pass-through mechanism for power purchase
27 expenses and its deferral account for transmission costs weaken its incentives to
28 control these costs.

29 **R15.2**

30 **Voir la réponse à la question 7.2.**

31 **16. Référence :**

32 Piece HQT-3, Document 1, *Caractéristiques des MRI du Distributeur et du*
33 *Transporteur*, p. 14

1 **Préambule :**

2 "La formule proposée englobe davantage d'éléments que la formule paramétrique actuelle.
3 En effet, en plus de l'ajout des taxes et des frais corporatifs, elle couvre également les coûts
4 liés aux investissements par le biais de l'amortissement des actifs mis en service."

5 **Demandes :**

6 16.1 Why does it make sense to address HQD's amortization and taxes using indexing but
7 to exclude the return on rate base?

8 **R16.1**

9 **Voir la réponse à la question 8.1**

10 16.2 Was this unusual exclusion first proposed by Coyne and Yardley, or by Hydro-
11 Québec's attorneys and/or management?

12 **R16.2**

13 **Voir la réponse à la question 8.4.**

14 **17. Référence :**

15 Piece HQTD-3, Document 1, *Caractéristiques des MRI du Distributeur et du*
16 *Transporteur*, p. 15

17 **Préambule :**

18 "Considérant que le meilleur inducteur de coûts est le nombre d'abonnements pour le
19 Distributeur, le facteur de croissance des activités proposé doit être établi en fonction de
20 l'évolution du nombre d'abonnements."

21 **Demandes :**

22 17.1 Please discuss further the importance of the number of customers served as a driver
23 of a power distributor's cost, and its suitability for use in a revenue cap index. Aren't
24 other scale-related variables, such as peak demand, also pertinent?

25 **R17.1**

26 **Voir la réponse à la question 6.1.**

27 17.2 Why has HQD proposed a *revenue* cap index for HQD rather than a *price* cap index?

28 **R17.2**

29 **Voir la réponse à la question 7.1 de la Régie à la pièce HQTD-4, Document 1.**

30 17.3 Is it, additionally, reasonable to add revenue decoupling to HQD's regulatory system?

31 **R17.3**

32 **Voir la réponse à la question 7.2 de la Régie à la pièce HQTD-4, Document 1.**

1 **18. Référence :**

2 Pièce HQTD-3, Document 1, *Caractéristiques des MRI du Distributeur et du*
3 *Transporteur*, p. 20 and 25

4 **Préambule :**

5 "Le réseau de transport du Transporteur est l'un des plus vaste et complexe en Amérique
6 du Nord." (p. 20)

7 "La structure de coûts du Transporteur est fortement axée sur les investissements." (p. 20)

8 "Ces caractéristiques tiennent notamment compte du contexte d'un réseau vieillissant et
9 fortement sollicité dans lequel évolue le Transporteur, ainsi que de la mise en place du
10 MGA, tous deux affectant le niveau des coûts aux charges et aux investissements. Un tel
11 contexte requiert une connaissance intrinsèque du réseau et de son état, de même que des
12 impératifs de gestion qui en découlent, pour prévoir, sur un horizon de trois ans, les besoins
13 anticipés. De plus, la prépondérance des coûts liés aux investissements dans la structure de
14 coûts du Transporteur et leurs variations dans le temps, ainsi que la nécessité de maintenir
15 l'évolution du risque de défaillance partielle des équipements sous contrôle, sont autant
16 d'éléments qui militent en faveur de l'établissement des revenus requis selon une évaluation
17 des besoins budgétaires envisagés sur la période du MRI résultant de l'application du MGA.
18 Le MRI retenu doit donc permettre l'exercice d'un jugement informé pour l'établissement de
19 projections intégrant ces besoins. Dans ce contexte, le Transporteur estime ne pas pouvoir
20 recourir à une formule prédéfinie pour l'établissement de ses revenus requis." (p. 25)

21 **Demandes :**

22 18.1 Please explain how a building block approach can be made consistent with the
23 requirements of Article 48.1 that the MRI foster 1) continuous improvement in
24 performance, 2) reduced costs for customers, and 3) a streamlined regulatory
25 process.

26 **R18.1**

27 ~~Voir la réponse à la question 11.1.~~

28 ~~À la section 4.1.2 de la pièce HQTD-3, Document 1, le Transporteur a présenté~~
29 ~~comment les objectifs visés par l'article 48.1 de la LRÉ sont rencontrés par sa~~
30 ~~proposition.~~

31 18.2 Please confirm that costs of the base rate inputs of power distributors, local
32 telephone exchange carriers, and oil pipelines are also quite capital intensive, but
33 that these utilities have often operated under index-based multiyear rate plans.

34 **R18.2**

35 ~~Voir la réponse à la question 11.2.~~

36 18.3 Please explain why capital intensiveness itself makes a utility less suitable for an
37 index-based escalator.

1 **R18.3**

2 **Capital intensiveness, alone, does not make a utility less suitable for an**
3 **indexed-based approach. It is the combination of capital intensity, capital**
4 **variability and management’s decision-making process pertaining to capital**
5 **investments that are relevant. In HQT’s circumstances, CAPEX does not**
6 **strongly correlate with inflation (that would create the “I-X” cap under an Index**
7 **approach) and is primarily driven by operational requirements.**

8 18.4 Please provide evidence to support the notion that the amortization, return on rate
9 base, and total capital cost of HQT have been unusually volatile in the recent past or
10 will be so during the term of a first generation plan.

11 **R18.4**

12 **Voir la réponse à la question 10.4.**

13 18.5 Please confirm that the enormous size of HQT's current rate base reduces the
14 impact of capital expenditure volatility on the capital *cost* volatility that matters for the
15 design of a revenue cap escalator.

16 **R18.5**

17 **Voir la réponse à la question 10.3.**

18 **19. Référence :**

19 Piece HQT-3, Document 1, *Caractéristiques des MRI du Distributeur et du*
20 *Transporteur*, p. 27

21 **Préambule :**

22 « Le témoignage d'un représentant d'ERA, lors de 2 l'audience du 27 mai 2015 dans le
23 cadre du présent dossier, corrobore la recommandation 3 de CEA et la proposition du
24 Transporteur :

25 « Could we see a multi-year cost of service as being a transitional phase towards a
26 more sophisticated PBR?

27 Yes, I think that that is a development path that you see in other jurisdictions as well,
28 sometimes going, even if it's a gradual extension of the term so perhaps, starting
29 with a three year cost of service and then lengthening the term and also starting to
30 delink the rate changes from cost changes so therefore try to build in this concept of
31 having an automatic change which is based on inflation and productivity rather than
32 just cost plus. »

33 **Demande :**

34 19.1 Please substantiate the notion that it common for the initial generation of multiyear
35 rate plans to have three-year terms. Is it not indeed more accurate to say that this
36 approach is, in fact, less common than longer plan terms?

37 **R19.1**

38 **Voir la réponse à la question 2.3.**

1 **20. Référence :** None

2 **Préambule :**

3 An important decision for the Régie in this proceeding is whether index-based attrition relief
4 mechanisms merit further consideration for Hydro-Québec and, if so, what kind of
5 productivity research should be commissioned in a possible Phase 2 of this proceeding.
6 Relatedly, does a “building block” approach to ARM design merit further consideration, and if
7 so, should the Régie commission statistical benchmarking studies like the commissions in
8 Australia, Britain, and Ontario? A study could consider only the productivity trends of other
9 (e.g., US) utilities or also consider the productivity trends and/or recent cost efficiency level
10 of Hydro-Québec. Studies of Hydro-Québec's performance depend in part on the data
11 available from Hydro-Québec.

12 **Demandes :**

13 20.1 Do documents exist that provide detailed, annual, standardized financial and
14 operating data for Hydro-Québec's transmission and distribution divisions? The
15 principle financial data that are needed for productivity research are for operation and
16 maintenance expenditures, plant additions, and the net value of plant. The requisite
17 operating data include the number of customer accounts, the kWh delivered, the kW
18 of peak demand, and the kWh generated. If the relevant documents exist, for how
19 long have such documents been prepared?

20 **R20.1**

21 **Le détail demandé excède le périmètre de la phase 1 du présent dossier fixé**
22 **par la Régie dans la décision D-2015-103. Au paragraphe 11 de cette décision,**
23 **la Régie précise qu'elle réserve sa décision sur la nécessité de réaliser une**
24 **étude de productivité multifactorielle à la suite des conclusions de la phase 1.**

25 20.2 The 2001-2002 period saw a change in the organization of the company. Are
26 consistent, itemized operating data available for earlier years? If not, please explain
27 the main consistency problems. Please discuss any other salient data problems that
28 complicate construction of consistent time series on key cost and output variables.

29 **R20.2**

30 **Voir la réponse à la question 20.1.**

31 20.3 The attached Data Table is contained in an Excel spreadsheet which lists specific
32 data items that might be used in productivity and benchmarking studies for HQD and
33 HQT. For each item please modify the spreadsheet to indicate the years for which it
34 is possible to produce a consistent series of data and provide any comments you
35 may have regarding this potential future data request.

36 **R20.3**

37 **Voir la réponse à la question 20.1.**

38 20.4 It might be important to the analysis to request a limited amount of data for years
39 prior to 2003. The information requested would likely be limited to additions to
40 transmission and distribution plant, gross plant in service, and accumulated

1 depreciation on plant. Should the relevant documents and databases be available,
2 how long might it take (weeks, months) for the company to be able to provide such
3 information? Would it be possible to produce the source documents such that a
4 consultant could undertake the relevant calculations to produce the data series?

5 **R20.4**

6 **Voir la réponse à la question 20.1.**

7 **21. Références :**

- 8 (i) Piece Hydro-Québec Distribution rapport annuel 2013 (Historique des ventes,
9 des produits des ventes, des abonnements et de la consommation, HQD-10,
10 Doc. 2, pg. 6)
- 11 (ii) Piece Hydro-Québec Distribution rapport annuel 2014 (Historique des ventes,
12 des produits des ventes, des abonnements et de la consommation, HQD-10,
13 Doc. 2, pg. 6)
- 14 (iii) Piece R-3933-2015 (Réponses d'Hydro-Québec Distribution à la demande de
15 renseignements No 1 de la Régie, HQD-16, Doc. 1, pg. 10)

16 **Préambule :**

17 A key issue in this proceeding is whether rate or revenue cap indexes merit sufficient
18 consideration in MRIs for HQD and HQT to warrant the commissioning of a Phase 2
19 productivity study.

20 The following general formula for revenue cap indexes might apply to these divisions:

21
$$\text{growth Revenue Requirement} = \text{Inflation} - X + \text{growth Scale} + Y + Z. \quad [1]$$

22 The third term on the right-hand side of this formula is the growth in an index of operating
23 scale.¹⁴ It could be calculated as a weighted average of the growth of multiple scale
24 variables.

25 Using data on inflation and the revenue requirements and operating scales of HQD and
26 HQT, one can get a notion of the range of X factors that could make a revenue cap index
27 compensatory for each division. For example, we can calculate the value of X in the
28 equation

29
$$X = (\text{Inflation} + \text{growth Scale}) - \text{growth Revenue Requirement}. \quad [2]$$

30 An exercise of this kind can be conducted using Hydro-Quebec's historical and/or forecasted
31 data. It is also interesting to know how closely revenue cap indexes track revenue
32 requirements from year to year. Calculations of both kinds are valuable to consumers in
33 assessing the desirability and feasibility of indexing.

34 Peak native load, the number of customers served, and the km of line are important drivers
35 of distribution cost. Peak transmission system demand and the km of line are important
36 drivers of transmission cost. To develop revenue cap indexes that encourage efficient use
37 of the T&D systems, however, it may be desirable to not base the scale indexes on
38 measures of peak demand. Other scale variables are correlated with peak demand. For

¹⁴ The index doesn't have to be multidimensional. For example, the Régie de l'énergie has directed Gaz Métro to develop an MRI featuring a revenue per customer index.

1 HQD these include the number of customer accounts. For HQT these include generation
2 capacity and the number of retail customers.
3 PEG Research LLC has gathered data from Hydro-Québec documents on several key scale
4 variables. The data are presented in tables that identify their sources. We seek some
5 clarification about the data we have assembled and ask for the latest forecasts of scale
6 variables that are available.
7 The number of native-load customer accounts is one item in which we are interested.
8 However, we have only been able to locate company forecasts through 2016. These data
9 are shown in Table 1.

10 **Demandes :**

11 21.1 Please provide the company's latest forecasts of total native-load customer accounts
12 for the years 2016-2022, or for as many years as are available.

13 **R21.1**

14 **Voir la réponse à la question 20.1.**

15 21.2 Please also provide updates to the historical data, if available.

16 **R21.2**

17 **Voir la réponse à la question 20.1.**

18 21.3 Please comment on the difference between the number of accounts data in the two
19 series shown under "total customers" in the table.

20 **R21.3**

21 **Voir la réponse à la question 20.1.**

22 **22. Références :**

- 23 (i) Piece R-3933-2015 (**Efficienc***ie et performance*, HQD-2, Doc. 1, pg. 21)
- 24 (ii) Piece Hydro-Québec Annual Report 2014 (pg. 2)
- 25 (iii) Piece Hydro-Québec Annual Report 2013 (pg. 2)
- 26 (iv) Piece Hydro-Québec Annual Report 2010 (pg. 3)
- 27 (v) Piece Hydro-Québec Annual Report 2008 (pg. 3)
- 28 (vi) Piece Hydro-Québec Rapport Annuel 2004 (pg. 110)

29 **Préambule :**

30 We have only been able to locate forecast data for km of distribution lines through 2016.
31 These data are shown in Table 1.

32 **Demandes :**

33 22.1 Please provide the company's latest forecasts of distribution line km for 2016-2022, or
34 for as many years as are available. Please decompose these data into overhead and
35 underground distances if available.

1 **R22.1**2 **Voir la réponse à la question 20.1.**

3 22.2 Please also provide updates, if available, to the 2000-2015 data.

4 **R22.2**5 **Voir la réponse à la question 20.1.**6 22.3 Are these data stated in structure km? If not, please provide analogous structure km
7 data if available.8 **R22.3**9 **Voir la réponse à la question 20.1.**10 **23. Références :**

- 11 (i) Piece R-3934-2015 (*Planification du réseau de transport*, HQT-9, Doc. 1, pg.
12 11)
- 13 (ii) Piece R-3934-2015 (*Charges nettes d'exploitation*, HQT-6, Doc. 2, pg. 29)
- 14 (iii) Piece R-3777-2011 (*Charges nettes d'exploitation*, HQT-6, Doc. 2, pg. 32)
- 15 (iv) Piece *Hydro-Québec Rapport Annuel 2004* (pg. 110)
- 16 (v) Piece R-3934-2015 (*Indicateurs de performance et objectifs corporatifs*,
17 HQT-3, Doc. 2, pg. 27)
- 18 (vi) Piece R-3777-2011 (*Indicateurs de performance et objectifs corporatifs*,
19 HQT-3, Doc. 2, pg. 35)

20 **Préambule :**

21 Two different data series appear to reflect the number of circuit kilometers of transmission
22 line. The first is drawn from a series of documents, and excludes transmission lines
23 operated by Hydro-Québec Distribution. The second series is drawn from the documents
24 titled "*Indicateurs de performance et objectifs corporatifs*." The first series includes forecasts
25 through 2016, while the second series only includes historical data through 2014.

26 **Demandes :**

27 23.1 Please explain why the numbers in these two data series are different. Also, please
28 indicate whether they are both measures of circuit kilometers (as opposed to
29 structure km).

30 **R23.1**

31 **Les pièces citées dans les références (i) (ii) (iii) (iv) présentent le nombre de**
32 **kilomètres de ligne du Transporteur, tandis que les références (v) et (vi)**
33 **présentent le nombre de kilomètres de circuit. La différence entre le nombre de**
34 **kilomètres de ligne et le nombre de kilomètres de circuit s'explique par**
35 **l'utilisation de portion de lignes biternes sur le réseau de transport**
36 **d'Hydro-Québec.**

1 23.2 Please provide the company's latest forecasts of transmission circuit kilometers
2 through 2022, or for as many years as are available. Please also indicate to which of
3 the two data series these forecasts are comparable.

4 **R23.2**

5 **Le détail demandé excède le périmètre de la phase 1 du présent dossier fixé**
6 **par la Régie dans la décision D-2015-103. Le Transporteur présente les**
7 **prévisions de ses kilomètres de lignes dans le cadre de ses demandes**
8 **tarifaires annuelles, incluant sa prévision pour l'année témoin.**

9 23.3 Please also provide historical and forecasted data for transmission km kilometers
10 from 2001-2022, or for as many years as are available. This measure should reflect
11 the total length of all spans of transmission line, rather than the total length of all
12 circuits within the line.

13 **R23.3**

14 **Voir la réponse à la question 23.2. Les données historiques sont disponibles à**
15 **la pièce HQT-6, Document 2 des demandes tarifaires annuelles.**

16 **24. Références :**

- 17 (i) Piece R-3934-2015 (Indicateurs de performance et objectifs corporatifs, HQT-3,
18 Doc. 2, pg. 27)
- 19 (ii) Piece R-3934-2015 (Indicateurs de performance et objectifs corporatifs, HQT-3,
20 Doc. 2, pg. 10)
- 21 (iii) Piece R-3777-2011 (Indicateurs de performance et objectifs corporatifs, HQT-3,
22 Doc. 2, pg. 35)

23 **Préambule :**

24 We have only been able to locate forecast data for transmission network capacity through
25 2016. These data are shown in Table 2.

26 **Demandes :**

27 24.1 Please provide the company's latest forecasts of transmission network capacity for
28 2016-2022, or for as many years as are available.

29 **R24.1**

30 **Le détail demandé excède le périmètre de la phase 1 du présent dossier fixé**
31 **par la Régie dans la décision D-2015-103.**

32 24.2 Please also provide updates to the 2001-2015 data, if available.

33 **R24.2**

34 **Voir la réponse à la question 24.1.**

35 **25. Références :**

- 1 (i) Piece R-3934-2015 (**Charges nettes d'exploitation**, HQT-6, Doc. 2, pg. 29)
2 (ii) Piece R-3777-2011 (**Charges nettes d'exploitation**, HQT-6, Doc. 2, pg. 32)
3 (iii) Piece R-3934-2015 (**Planification du réseau de transport**, HQT-9, Doc. 1,
4 pg. 32)

5 **Préambule :**

6 Two non-overlapping data series appear to reflect the transmission capacity needed to
7 serve both native load and point-to-point load. The first (historical) series is displayed under
8 the heading "besoins totaux" in the document titled "**Charges nettes d'exploitation**." The
9 second (forecast) series is displayed under the heading "besoins de transport" in the
10 documents titled "**Planification du réseau de transport**." These data are also reported in
11 Table 2.

12 **Demandes :**

13 25.1 Please explain how "besoins totaux" and "besoins de transport" are defined.

14 **R25.1**

15 **Le détail demandé excède le périmètre de la phase 1 du présent dossier fixé**
16 **par la Régie dans la décision D-2015-103. Toutefois, par courtoisie, le**
17 **Transporteur mentionne que dans les tableaux cités aux références (i) et (iii),**
18 **les expressions « besoins totaux » et « besoins de transport » sont**
19 **équivalentes et expriment les besoins pour l'alimentation de la charge locale et**
20 **ceux du service de transport de point à point à long terme pour une année**
21 **donnée.**

22 **À la référence (i), ce sont des besoins réels pour l'alimentation de la charge**
23 **locale ainsi que des besoins reflétant les réservations réelles pour le service**
24 **de transport de point à point à long terme. De plus, des besoins sous des**
25 **conditions climatiques normales pour l'alimentation de la charge locale sont**
26 **présentés dans les rapports annuels du Transporteur à la pièce HQT-2,**
27 **Document 5, sous la colonne « Charge locale » et « Normalisé ». À noter par**
28 **ailleurs que les données dans la colonne « Point à point », à la même pièce, ne**
29 **sont pas équivalentes aux besoins pour le service de transport de point à**
30 **point à long terme à la référence (i).**

31 **À la référence (iii), il s'agit des besoins projetés pour les services de transport**
32 **présentés au premier paragraphe de cette réponse.**

33 25.2 Are they equivalent, such that the historical "besoins totaux" data may be combined
34 with the forecasted "besoins de transport" data to form continuous series?

35 **R25.2**

36 **Voir la réponse à la question 25.1.**

37 25.3 If the historical and forecast series are not equivalent, please provide the necessary
38 data to form continuous series from 2001-2022, if available.

39 **R25.3**

40 **Voir la réponse à la question 25.1.**

1 25.4 Please provide updates to the forecast data for both native and point-to-point loads,
2 if available.

3 **R25.4**

4 **Le détail demandé excède le périmètre de la phase 1 du présent dossier fixé**
5 **par la Régie dans la décision D-2015-103. Toutefois, par courtoisie, le**
6 **Transporteur mentionne qu'en ce qui a trait aux besoins de transport à long**
7 **terme, ce sont les prévisions les plus récentes qu'il a présentées à la Régie.**

8 **26. Référence :**

9 **Piece *Hydro-Québec TransÉnergie's information and discussion meeting on the***
10 ***transmission system planning process: Main transmission system: Montréal,***
11 ***October 10, 2014* (pg. 30)**

12 **Préambule :**

13 We are interested in data on historical and future generation capacity served by HQT. We
14 have cobbled together itemized data on generation capacity from diverse documents. In a
15 2014 presentation, HQT shows what appear to be forecasts of "connection requests" for
16 2013, 2018 and 2023. No data are present for the intervening years. These data are
17 provided in Table 3.

18 **Demandes :**

19 26.1 Please explain what is meant by a "connection request." Please also confirm that the
20 connection request values are forecasts.

21 **R26.1**

22 **Le détail demandé excède le périmètre de la phase 1 du présent dossier fixé**
23 **par la Régie dans la décision D-2015-103. De plus, le Transporteur considère**
24 **que ce détail n'est pas pertinent à la détermination des caractéristiques du MRI**
25 **du Transporteur.**

26 **Toutefois, par courtoisie, sans admission et pour des fins de compréhension**
27 **de l'intervenant seulement, le Transporteur offre les renseignements suivants.**
28 **Le Transporteur comprend que l'intervenant réfère à un document déposé**
29 **dans le cadre d'une rencontre sur le processus d'information et d'échanges**
30 **sur planification du réseau de transport. Le terme « connection request »**
31 **représente une demande de raccordement de centrales au réseau de transport**
32 **en vertu des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec.***
33 **Les valeurs pour les années futures, présentées au tableau 3 auquel**
34 **l'intervenant fait référence, reflètent autant des puissances installées actuelles**
35 **que celles qui étaient planifiées lors de la préparation de ce document. La**
36 **variation des valeurs dans les colonnes du tableau 3 découle de**
37 **l'augmentation des puissances installées alors planifiées.**

38 26.2 How do these data differ from the historical data provided in the other columns of
39 Table 3?

1 **R26.2**

2 **Voir la réponse à la question 26.1.**

3 26.3 Please provide updated data on the historical and expected future generation
4 capacity served by HQT over the 2000-2023 period, itemized by generation
5 resource, where such data are available.

6 **R26.3**

7 **Le détail demandé excède le périmètre de la phase 1 du présent dossier fixé**
8 **par la Régie dans la décision D-2015-103.**

9 **27. Références :**

- 10 (i) Piece R-3897-2014, HQT-3, Document 1 Temoignage de Messrs. Coyne et
11 Yardley. *Caracteristiques des MRI du Distributeur et du Transporteur*
12 *d'electricite.*
- 13 (ii) Piece R-3897-2014 Temoignage de Mark Newton Lowry, *Incentive Regulation*
14 *for the Transmission and Distribution Services of Hydro-Québec.*

15 **Préambule :**

16 Data on the historical and forecasted cost trends of HQD and HQT are pertinent for
17 assessing alternative approaches to the design of rate or revenue cap escalators for these
18 divisions.

19 Hydro-Québec witnesses Coyne and Yardley present data on the capital cost trends of HQD
20 and HQT in their testimony. The sample periods for these data are dissimilar. They only
21 present capital cost data on capital expenditures, plant additions, and amortization. These
22 variables tend to be more volatile than the capital cost and total cost to which a rate or
23 revenue cap index would actually apply. In particular, capex and plant additions can be
24 quite volatile and nonetheless have a modest impact on the cost of capital because these
25 costs are amortized and the amortized costs are small relative to the cost of older plant.

26 It would be useful for consumers and the commission to have historical and forecasted data
27 on the pro forma capital cost and total cost of service of HQ. The capital cost would have a
28 formula such as

29
$$\text{Capital Cost} = \text{Target Rate of Return} \times \text{Rate Base} + \text{Depreciation \& Amortization} +$$

30 Taxes.

31 Lacking such information, Dr. Lowry provided data in Tables 1b and 1c of his testimony on
32 the base rate revenues requis of Hydro-Québec's T&D services. Data in the tables are
33 itemized with respect to the base de tarification and amortissement et declassement.

34 **Demandes :**

35 27.1 Please report the depreciation and amortization, capex, and PP&E data for each
36 company for the full period of historical and future years for which data and forecasts
37 are available.

38 **R27.1**

39 **Réponse du Distributeur**

1 Voir la pièce révisée HQT-2, Document 1 aux pages 9 et 10. Pour ce qui est
2 des dépenses d’amortissement et des données relatives aux investissements
3 et aux mises en service, voir respectivement les pièces HQD-5, document 1 et
4 HQD-9, document 5 des dossiers tarifaires du Distributeur.

5 **Réponse du Transporteur**

6 ~~Voir la pièce révisée HQT-2, Document 1 aux pages 18 à 21. Pour ce qui est~~
7 ~~des dépenses d’amortissement, des immobilisations corporelles en~~
8 ~~exploitation et des données relatives aux investissements et aux mises en~~
9 ~~service, voir respectivement les pièces HQT-5, Document 1, HQT-7,~~
10 ~~Document 1 et HQT-9, Document 1 (HQT-10, Document 1 pour l’année 2006)~~
11 ~~des demandes tarifaires du Transporteur.~~

12 27.2 Please report, additionally, the value of rate base and the target rate of return for
13 these companies for the same years.

14 **R27.2**

15 **Réponse du Distributeur**

16 Voir les pièces HQD-5, document 1 des dossiers tarifaires du Distributeur.

17 **Réponse du Transporteur**

18 Voir les pièces HQT-5, Document 1 des demandes tarifaires du Transporteur.

19 27.3 Please report, if available, the company’s estimated full pro forma cost of service for
20 all years for which this is available.

21 **R27.3**

22 Voir la réponse à la question 27.2.

23 27.4 Please comment on the suitability of Dr. Lowry’s revenue requi data as proxies for the
24 trends in each division’s pro forma cost of service. Can you suggest possible
25 improvements to his methodology?

26 **R27.4**

27 It appears that Dr. Lowry has utilized historic and projected total revenue
28 requirements for HQD and HQT and calculated annual growth rates in these
29 aggregate costs along with period averages. These seem to be calculations
30 regarding the trend in aggregate costs, rather than a proposed methodology
31 for determination of an MRI, so it is unclear what methodology is being
32 suggested for comment.

33 27.5 Please present better revenue requi data for historical and forecasted years if
34 available for the two divisions.

35 **R27.5**

36 Voir la réponse à la question 27.2.

**Réponses du Distributeur et du Transporteur
à la demande de renseignements numéro 1
de Option consommateurs
(« OC »)**

1 **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 D'OPTION CONSOMMATEURS (OC) À**
2 **HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION ET TRANSPORT (HQDT)**

3 **ÉTABLISSEMENT D'UN MÉCANISME DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE ASSURANT**
4 **LA RÉALISATION DE GAINS D'EFFICIENCE PAR LE DISTRIBUTEUR D'ÉLECTRICITÉ**
5 **ET LE TRANSPORTEUR D'ÉLECTRICITÉ**

6 **R-3897-2014 – PHASE 1**

7 **MRI FOR HQD**

- 8 **1. References:** i) **C-HQT-HQD-0023, p. 10.**
9 ii) **C-HQT-HQD-0023, p. 14.**

10 **Preamble:**

11 (i) "HQD's OPEX represent 10.5% of revenue requirement for 2016. The majority of
12 OPEX or "Envelope Expenses" has been subject to the parametric formula and
13 considered to be meaningfully within management's general control. Operating Expenses
14 excluded from the Envelope are called "Specifically Tracked Items", and represent
15 around 22% of Operating Expenses."

16 (ii)

Figure 8: HQD Proposed Plan Parameters

Plan Feature	Proposed Parameters*
Term	3 forecast rate years
Coverage	OPEX (currently included in the present parametric formula) Corporate expenses Taxes Amortization expenses (excluding weather normalization and Energy efficiency programs)
Capital Plan	Capital projects approved as they are today; greater than \$10M approved on a project-by-project basis; less than \$10M as part of a yearly investment budget.
Exclusions	Specifically Tracked Items (OPEX beyond the control of the Distributor or other specific budgets) Energy efficiency programs (CAPEX) Return on rate base
Revenue Requirement Determination	Indexed-based revenue cap on covered expenses adjusted for customer growth plus exclusions, and adjustments for Y and Z factors
Inflation factor	Weighted combination of the Distributor's labor inflation and Canada's general inflation, similar to current inflation measure
Productivity (X factor)	Estimated with appropriate consideration of HQD's operating circumstances (see the following section)
Variance/Deferral Accounts	Y Factors to allow for annual adjustments in revenue requirements based on those currently recognized by the Régie (e.g., electricity purchases (pass-on), transmission costs, pension costs, weather normalization, fuel cost, etc.)
Earnings Sharing	To be aligned with the overall MRI ratemaking framework and linked to SQL results
Off-Ramp	Yes, expressed as +/-range from allowed ROE
Service Quality Thresholds	Yes, limited number of performance indicators to be linked to earnings sharing
Autonomous Networks	Covered under the I-X formula (as they are today under the parametric formula)
Unanticipated Events	Z Factors to allow for unanticipated/exogenous events outside of management's control

* Some other features, such as a carry-over mechanism, could be evaluated and incorporated in a subsequent term of HQD MRI.

1 **Request:**

2 1.1 Please confirm that all “Specifically Tracked Items” are outside of HQD
3 management’s general control. If not, please specify.

4 **R1.1**

5 **The "Specifically Tracked Items" ("activités de base avec facteurs d'indexation**
6 **particuliers" and "éléments spécifiques") are not all outside HQD's control.**
7 **Indeed, as mentioned in exhibit HQTD-3 Document 1, page 15, these elements**
8 **correspond to costs beyond the control of HQD OR arising from new external**
9 **requirements (laws, decrees, network obligations) OR from extraordinary costs**
10 **or ties to new activities not anticipated in the budgets of previous years, OR**
11 **also to temporary costs arising from investments generating gains in some**
12 **cases. These must be treated separately because their costs do not evolve**
13 **according to an “I-X” formula.**

14 1.2 Please provide a complete list of items that should be included as Y factors for
15 HQD’s MRI.

16 **R1.2**

17 **Elements included in the Y and Z factors are detailed in Table A1-1 in**
18 **Appendix A of exhibit HQTD-3, Document 1, on page 33. This level of detail is**
19 **sufficient for purposes of Phase 1.**

20 1.3 Please specify the criteria and provide the complete list of items that should be
21 included as Z factors for HQD’s MRI.

22 **R1.3**

23 **See response to Question 1.2.**

24 **MRI FOR HQT**

25 **2. References: i) C-HQT-HQD-0023, p. 17.**

26 **Preamble:**

27 *(i) “These challenges are documented in the Elenchus report, and are present for*
28 *distribution utilities as well, but even more so for transmission companies, such as HQT,*
29 *where capital represents the vast majority of its revenue requirements. Concentric is not*
30 *aware of any North American jurisdiction that has adopted an MRI program for a*
31 *transmission specific entity. Where capital expenditures are large and uneven, a typical I-*
32 *X program would be a poor fit. This suggests that the Régie should give very careful*
33 *consideration to HQT’s specific characteristics in choosing an MRI.”*

34 **Request:**

35 2.1 Please provide a list of references for other North American transmission companies
36 with MRIs.

37 **R2.1**

38 **CEA is not aware of any North American jurisdiction that has adopted an MRI**
39 **program for a transmission specific entity.**

1 2.2 Please provide a list of integrated utilities that have MRIs for both transmission
2 and distribution activities.

3 **R2.2**

4 **As noted above, CEA is not aware of any North American jurisdiction that has**
5 **adopted an MRI program for a transmission specific entity. In British Columbia,**
6 **FortisBC Inc.'s integrated operations include generation, transmission and**
7 **distribution services and operate under an incentive plan that includes OPEX**
8 **and sustaining capital.**

9 **In the US, Consolidated Edison's transmission and distribution services are**
10 **typically regulated under a three-year rate plan if such an outcome is achieved**
11 **through a rate case settlement process.**

12 **As referenced in response to AQCIE-CIFQ Question 2.3 in HQT-4,**
13 **Document-3: a report authored by Dr. Lowry, "Alternative Regulation for**
14 **Emerging Utility Challenges: An Updated Survey", contains references to multi-**
15 **year rate plans in Table 8, some of which are categorized as "Bundled Power**
16 **Service" and have included various forms of incentivized structures including**
17 **rate freezes, stairsteps, price caps, revenue caps and hybrid approaches.**

18 2.3 Please provide a list of transmission companies with some type of multi-year
19 cost of service similar to what Concentric is proposing for HQT. For each
20 company, please indicate the comparable Building Block parameters (e.g. OPEX,
21 CAPEX, indexing, etc...)

22 **R2.3**

23 **See Attachment HQT-4, Document 6.1 for examples in Norway, Australia and**
24 **the U.K.**

25 2.4 Please explain how capital volatility may be addressed in an MRI for
26 transmission companies and provide relevant examples.

27 **R2.4**

28 **See response to Question 2.3 above. See also responses to Régie Questions**
29 **9.1 and 9.2 in HQT-4, Document 1.**

30 **The cost of service for transmission companies is dominated by the return on**
31 **capital and amortization expense. Annual transmission company capital**
32 **budgets, in contrast to many distribution budgets (excluding, for example, AMI**
33 **initiatives), are dominated by large multi-year projects that frequently extend**
34 **beyond the term of an existing rate plan. Concentric has proposed an approach**
35 **that allows HQT to determine the optimal transmission investment plan to meet**
36 **operational objectives and then incorporate under an MRI approach that drives**
37 **efficiencies. An MRI should not lead to a smoothing of capital volatility if this**
38 **approach contributes to a deviation from an optimal capital plan.**

1 3. Référence: i) C-HQT-HQD-0023, p. 21.

2 **Preamble:**

3 (i) “Based on the goals of Article 48.1 and HQT’s unique characteristics, Concentric
4 recommends a “building block” MRI approach, which is a comprehensive “bottom-up”
5 approach that sets a future revenue path based on a detailed forecast and review of capital
6 and operating expenses.”

7 **Request:**

8 3.1 Please explain what the building blocks would be in the multi-year cost of service
9 revenue requirement formulation.

10 **R3.1**

11 ~~At this point of Phase 1, the building blocks are planned to be the same~~
12 ~~components that make up the revenue requirement of the existing regulatory~~
13 ~~regime. These main blocks are: Return on Rate Base, Amortization, Operating~~
14 ~~Expenses and Other items. Costs associated with these building blocks would~~
15 ~~be projected for the entire three-year MRI period. They would only change if Y~~
16 ~~or Z factors allowed such changes.~~

17 3.2 Please explain how each of the building blocks forecasts will be determined.

18 **R3.2**

19 ~~Components of the building block approach will be established with a~~
20 ~~traditional cast-off test year based determination of the cost of service, with~~
21 ~~subsequent years to be determined by forecast using the best information~~
22 ~~available at the time of filing.~~

23 3.3 Please explain how the load forecast will be factored into the revenue
24 requirement forecast. Please explain how it will be adjusted annually.

25 **R3.3**

26 ~~HQT would prepare a multi-year filing for the term of the MRI, including the~~
27 ~~forecast for transmission services to be updated in subsequent years of the~~
28 ~~plan.~~

29 3.4 Please explain how cost benchmarking will be used to determine appropriate
30 productivity improvements.

31 **R3.4**

32 ~~Best practices and cost benchmarking will be used to identify potential~~
33 ~~improvement areas that will be analysed for relevancy and prioritized for~~
34 ~~implementation. Considering the time delay required to implement an~~
35 ~~improvement in HQT’s line of activity (ex. new IT system deployment, new~~
36 ~~technology deployment), the cost recovery of such an efficiency initiative can~~
37 ~~take several years. The forecasted efficiency gains of the prioritized~~
38 ~~improvements would be incorporated in the relevant building blocks.~~

1 4. References: i) C-HQT-HQD-0023, p. 22.

2 Preamble:

3 (i)

Figure 14: HQT Proposed Plan Parameters

Plan Feature	Proposed Parameters*
Term	3 forecast rate years
Coverage	Comprehensive including full revenue requirements, with exceptions for costs beyond management's control
Capital Plan	Capital projects approved as they are today; greater than \$25M approved on a project-by-project basis; less than \$25M as part of a yearly investment budget.
Revenue Requirement Determination	Multi-year projection of full revenue over term of MRI plan, updated for changes in expenses beyond management's control and for demand for transmission services
Inflation factor	Embedded in revenue requirement forecast
Productivity	Embedded in revenue requirement forecast
Variance/Deferral Accounts	Y Factors to allow for annual adjustments in revenue requirements for costs beyond management's control based on what is currently recognized by the Régie (e.g., pension costs, point to point transmission service revenues, costs related to projects pending approval by the Régie, penalty revenues related to ancillary services.)
Earnings Sharing	To be aligned with the overall MRI ratemaking framework and linked to SQI results
Off-Ramp	Yes, expressed as +/-range from allowed ROE
Service Quality Thresholds	Yes, limited number of performance indicators to be linked to earnings sharing
Unanticipated Events	Z Factors to allow for unanticipated/exogenous events outside of management's control

* Some other features, such as a carry-over mechanism, could be evaluated and incorporated in a subsequent term of HQT MRI.

4

5 Request:

6 4.1 Please provide a complete list of items that should be included as Y factors for
7 HQT's MRI.

8 R4.1

9 ~~Le détail demandé excède le périmètre de la phase 1 du présent dossier fixé~~
10 ~~par la Régie dans la décision D-2015-103. Toutefois, par courtoisie, le~~
11 ~~Transporteur réfère l'intervenant à l'annexe A, Tableau A1-2 de la pièce HQTD-~~
12 ~~3, Document 1 où il présente de façon sommaire les éléments pouvant faire~~
13 ~~l'objet d'ajustements annuels.~~

14 ~~Le Transporteur précise qu'en plus des éléments faisant l'objet d'ajustements~~
15 ~~annuels indiqués dans ce tableau, il est prévu que le coût de la dette soit~~
16 ~~également ajusté annuellement, conformément à la demande de la Régie~~
17 ~~formulée dans sa décision D-2014-034, paragraphe 273.~~

18 4.2 Please specify the criteria and provide the complete list of items that should be
19 included as Z factors for HQT's MRI.

20 R4.2

21 ~~Le détail demandé excède le périmètre de la phase 1 du présent dossier fixé~~
22 ~~par la Régie dans la décision D-2015-103. Toutefois, par courtoisie, le~~

1 ~~Transporteur réfère l'intervenant à l'annexe A, Tableau A1-2 de la pièce HQT~~
2 ~~3, Document 1 où il présente de façon sommaire les éléments pouvant faire~~
3 ~~l'objet d'ajustements ponctuels.~~

4 **PRODUCTIVITY STUDY**

5 **5. Référence: i) C-HQT-HQD-0023, p. 23.**

6 **Preamble:**

7 (i) *“There are alternative ways to derive “X” that range from the application of*
8 *judgment applied to past observed productivity gains to industry benchmarking studies to*
9 *complex productivity studies. Both benchmarking studies and productivity analyses rely on*
10 *large data sets comprised of data for utilities that are deemed to be sufficiently*
11 *“comparable”. For a Canadian utility, this usually requires expanding the data set to*
12 *include utilities from the United States in order to arrive at an acceptable sample size. A*
13 *desire for a larger sample size in order to improve statistical validity and the desire for*
14 *comparability tend to work against each other. This contributes to the controversy*
15 *associated with productivity studies, particularly in Canada. In addition, these studies tend*
16 *to add complexity and delays to the process, which goes against the streamlining goal of*
17 *Article 48.1.”*

18 **Request:**

19 5.1 For each of the four methodologies (Total Factor Productivity Study, Partial Factor
20 Productivity Study, Benchmarking and Judgment), provide a list of utilities and
21 which methodology(ies) they use to determine the “X” factor.

22 **R5.1**

23 **Concentric offers the following examples where utilities and/or jurisdictions**
24 **have determined the « X » factor using one of four methodologies.**

25 **TFP**

26 • **Alberta – the Alberta Utilities Commission called for the use of a NERA**
27 **TFP study based on U.S. electric utilities from 1972-2009 in its generic**
28 **MRI decision. Alternative studies were presented by the utilities and**
29 **intervenors. Ultimately, the AUC determined productivity factors based**
30 **on a combination of these sources and its judgment.**

31 **PFP**

32 • **Ontario – Concentric Energy Advisors prepared a partial factor**
33 **productivity (PFP) analysis for Enbridge Gas Distribution that was filed**
34 **in OEB docket EB-2012-0459. It is important to note that Concentric's**
35 **X factor recommendation reflected the results of this PFP study and a**
36 **TFP study that was also performed by Concentric.**
37 • **Maine – PEG prepared a "multi factor productivity" (MFP) analysis for**
38 **Central Maine Power that was filed in Docket No. 2013-00168.**

1 **Benchmarking**

- 2 • Norway – Norwegian Water Resource and Energy Directorate (NVW) –
3 Elenchus notes that rates in Norway have been set using an MRI regime
4 since 1997¹. The regime operates through a revenue cap that uses
5 international benchmarking for establishing its allowed revenue.

6 **Judgment**

- 7 • In Concentric’s experience, and based on our research, regulators apply
8 judgment in the determination of X factors employed in MRI programs.
9 These X factors may be informed by productivity studies and other
10 evidence submitted by parties. As illustrated in the information provided
11 in response to Régie Question 4.2, this judgement is necessary as a
12 result of the significant differences in methodology, data, proxy groups,
13 time periods, and assumptions of the analyst. A key parameter
14 associated with the X factor is a stretch factor. As summarized by PEG
15 in its report for the OEB: “In practice, North American regulators have
16 chosen the values for stretch factor almost entirely on the basis of
17 judgment.”²

- 18 6. Référence: i) C-HQT-HQD-0023, p. 24.
19 ii) [http://www.hydroone.com/RegulatoryAffairs/Documents/EB-
20 2014-
21 0140%20Tx%20Rates%202015/HONI%20Stakeholder%20Consultatio
22 n%20Notes.%20F ebruary%2011%202015.pdf](http://www.hydroone.com/RegulatoryAffairs/Documents/EB-2014-0140%20Tx%20Rates%202015/HONI%20Stakeholder%20Consultation%20Notes.%20February%202011%202015.pdf)

23 **Preamble:**

24 (i) “Benchmarking studies face many of these same challenges. There is an important
25 distinction, however. Benchmarking studies inform the determination of “X”, along with
26 other relevant information and the application of judgment; productivity studies produce an
27 estimate of “X” that frequently begins a lengthy, costly, and complicated discussion of all
28 aspects of the study (or studies in many jurisdictions).”

29 **Request:**

30 6.1 Please discuss the challenges facing benchmarking studies.

31 **R6.1**

32 **See page 24 of the Concentric report for a discussion of the challenges facing
33 benchmarking studies.**

34 6.2 Please clarify your position on whether benchmarking studies only inform the “X”
35 factor and/or whether benchmarking is also useful for setting forecasts in a
36 building block approach.

¹ Performance-based regulation – A review of design options as background for the review of PBR for Hydro-Québec Distribution and Transmission divisions, Elenchus Research Associates, Inc., January 2015, page 11

² Productivity And Benchmarking Research In Support Of Incentive Rate Setting In Ontario: Final Report To The Ontario Energy Board, November, 2012, p. 14.

1 **R6.2**

2 ~~It is possible to use benchmarking to inform the X-factor as part of the~~
3 ~~judgment approach recommended by Concentric to establish the MRI of HQD.~~
4 ~~Theoretically, one could also benchmark HQT's OPEX and CAPEX. However,~~
5 ~~benchmarking would require an appropriate group of comparator companies~~
6 ~~and publicly available data in order to do so. Even then, the sample of~~
7 ~~companies would have to be reconciled for HQT's unique operating~~
8 ~~circumstances. See responses to Question 3.4 and 6.3 and AQCIE-CIFQ~~
9 ~~Question 12.9 in HQT-D-4, Document 3.~~

10 6.3 Please provide specific examples of the uses of benchmarking.

11 **R6.3**

12 **Benchmarking studies are used in both competitive and regulated industries to**
13 **calibrate costs and identify areas of potential efficiency gains. The most**
14 **valuable studies are those where a group of participating companies have**
15 **agreed to participate and share detailed operating and cost data, and an**
16 **intermediary serves the role of compiling the data, ensuring consistency and**
17 **quality of results, and protecting the confidentiality of individual participants.**
18 **Selection of the participating companies is an important determinant of the**
19 **reliability of the results, along with the quality and consistency of the collected**
20 **data.**

21 **Benchmarking studies are conducted across many industries. For example,**
22 **Solomon Associates conducts studies in the following sectors: refining,**
23 **chemicals, upstream, integrated sites, liquid pipeline and terminals, natural**
24 **gas, power generation, and reliability and maintenance.**

25 **Utility-specific examples include Florida Power and Light, who hired Concentric**
26 **to conduct an analysis of its operational and financial performance through the**
27 **use of a benchmarking study. Similarly, Tennessee Valley Authority was part of**
28 **a benchmarking study on its nuclear units' staffing efficiency. In 2011, MJ**
29 **Bradley & Associates completed benchmarking studies on Electric Utility**
30 **Energy Efficiency Portfolios in the U.S. Additionally, Nexant examined**
31 **performance benchmarks for electric distribution companies in South Asia.**

32 **HQT and HQD also participate in benchmarking studies each year. See**
33 **response to Question 6.4 for a discussion of the types of indicators examined**
34 **in these studies.**

35 6.4 Please indicate whether Concentric is aware of any recent benchmarking studies in
36 which HQD or HQT participated in. If so, provide the references and any results,
37 preliminary or otherwise, from these studies.

38 **R6.4**

39 **Concentric is aware that both HQD and HQT participate in benchmarking**
40 **studies for various activities.**

41 **HQD participates in external benchmarking studies with First Quartile**
42 **Consulting every year. The benchmarking is on both 1) power distribution**
43 **activities and 2) customer service activities; the results are filed with the Régie**
44 **in alternance. Starting with the 2016-2017 rate case, the Régie accepted HQD's**

1 proposal to report on the external benchmarking results every 5 years³. Results
2 from HQD's recent external benchmarking study are provided in Appendix A of
3 HQD-2, document 1 of docket R-3905-2014. Indicators are provided for costs,
4 service quality, and service continuity.

5 HQT participates in benchmarking studies every year, the results of which are
6 filed in the company's rate cases. See HQT-3, Document 3 of docket
7 R-3934-2015, for the most recent benchmarking study results. Results are
8 provided for cost indicators such as "total expenditure per value of asset – line
9 contribution" and "Spending on operating and maintenance per value of
10 asset – line contribution" (Figures 1, 2). Reliability indicators are also examined
11 in this study, including "SAIDI continuity index" (Figure 15).

12 6.5 Please confirm that HQT was approached to participate in the current Ontario
13 Energy Board (OEB)-directed Hydro One Transmission benchmarking study
14 mentioned in reference ii).

15 R6.5

16 Réponse du Transporteur

17 Le Transporteur a été sollicité par le baliseur afin de prendre part à l'étude de
18 balisage sur les coûts de transport réalisée pour le compte d'Hydro-One.

19 6.6 Subsequent to this request, did HQT agree to participate or not. If so, provide the
20 references and any results, preliminary or otherwise. If it did not, please explain
21 the reasons for not participating.

22 R6.6

23 Réponse du Transporteur

24 Compte tenu du fait que le Transporteur participe déjà à deux études de
25 balisage sur les coûts de transport d'électricité, celui-ci a décliné l'invitation à
26 participer à l'étude réalisée pour le compte d'Hydro-One en raison de
27 l'indisponibilité des ressources adéquates pour colliger les données selon une
28 structure de coûts différente de l'un ou l'autre de ces balisages et soumettre
29 les données dans les délais qui lui étaient accordés.

30 REGULATORY PROCESS AND FILING REQUIREMENTS FOR THE MRI

- 31 7. Référence: i) C-HQT-HQD-0023, p. 28.
32 ii) C-HQT-HQD-0023, p. 30.

33 Preamble:

34 (i) "At the outset, this third objective of Article 48.1 can be met in Phase 3 at the
35 design stage of the MRI, by favoring, for example, simple approaches and a limited
36 number of parameters."

37 (ii) "Concentric proposes a rebasing of rates, followed by a two-year MRI term for
38 both HQD and HQT."

³ Decision D-2015-018, paragraph 185; also paragraph 112 for additional requirements.

1 **Request:**

2 7.1 Please explain why a full test year cost of service review is not required for both HQD
3 and HQT to establish the base year cost of service and rates.

4 **R7.1**

5 **Concentric assumes that a full test year cost of service, to be determined by**
6 **forecast, is and should be required to establish the first year of the MRI for both**
7 **HQD and HQT.**

8 7.2 With respect to HQD, please discuss if, rather than full cost of service, an indexed
9 base year is or is not an approach that Concentric would support. If so, provide
10 comments on which components of the revenue requirement would be indexed
11 and how the indices would be developed and applied.

12 **R7.2**

13 **See response to Question 7.1.**

14 7.3 Please comment on a similar approach for HQT relative to a full cost of service test
15 year for base year.

16 **R7.3**

17 **See response to Question 7.1.**

18

19 **8. Référence: i) C-HQT-HQD-0023, p. 29.**

20 **Preamble:**

21 *(i) "Even though Hydro-Québec is moving toward a multi-year rate filing, HQD and*
22 *HQT continue to provide annual filings."*

23 **Request:**

24 8.1 Please list in tabular form the reporting proposed for both HQT and HQD
25 relative to current reporting requirements.

26 **R8.1**

27 **The request is out of scope as it deals with matters that will be addressed in**
28 **phase 3.**

29 8.2 Since Concentric has considerable experience with scorecards, please provide a
30 strawman scorecard for each HQT and HQD.

31 **R8.2**

32 **See response to Question 8.1.**

33 8.3 Please indicate which scorecard performance parameters could include financial
34 rewards/penalties and how these may be structured.

35 **R8.3**

36 **See response to Question 8.1.**



Caractéristiques du MRI du Distributeur Phase 1

ALIMENTER L'AVENIR

Audiences de la Phase 1

19 septembre 2016

HQTD-6, document 1

PLAN DE PRÉSENTATION

1. Contexte
2. Fondements de la proposition du Distributeur
3. Modèle proposé
4. Caractéristiques du MRI
5. Efficience
6. Atteinte des objectifs de 48.1

1. CONTEXTE

- Après décision sur la portée de l'article 48.1, trois phases au dossier MRI :
 - Phase 1 : Caractéristiques du MRI
 - Phase 2 : Étude de productivité multifactorielle (si requise, à l'issue de la phase 1)
 - Phase 3 : Étude de la proposition de MRI
- Scission du traitement du dossier entre le Distributeur et le Transporteur (D-2016-107[18])
- En phase 1, les sujets identifiés par la Régie sont :
 - Le type de MRI
 - Les caractéristiques du MRI répondant aux particularités du Distributeur
 - L'identification des indicateurs de performance ainsi que la forme de prise en compte du partage des réductions de coûts
 - La question du traitement, sous un angle conceptuel, des réseaux autonomes dans le MRI

2. FONDEMENTS DE LA PROPOSITION

- Repose sur les grands constats d'Elenchus Report and Associates
 - MRI adapté aux particularités et au contexte d'affaires propres au Distributeur
 - Recherche de simplicité
- Proposition de caractéristiques :
 - Sur recommandation des Experts Concentric Energy Advisors (CEA)
- Raffinement des éléments de réglementation incitative déjà présents dans le cadre réglementaire actuel

3. MODÈLE PROPOSÉ

$$\begin{aligned} \text{Revenus requis}_{t+1} = & [(\text{Revenus requis}_t - \text{Exclusions}_t (Y) - \text{Exogènes}_t (Z)) \\ & + \text{Inflation}_{t+1} (I) - \text{Productivité} (X) + \text{Croissance des abonnements}_{t+1}] + \\ & \text{Exclusions}_{t+1} (Y) + \text{Exogènes}_{t+1} (Z) \end{aligned}$$

- Formule couvrant 60% des coûts de distribution et services à la clientèle :
 - **Inflation (I)** : indice combiné IPC + % croissance des salaires d'HQ
 - **Productivité (X)** : approche du « *informed judgment* »
 - **Croissance des activités** : croissance des abonnements
 - **Exclusions (Y) et exogènes (Z)** : en continuité avec les décisions antérieures de la Régie
- Durée de 3 ans

4. CARACTÉRISTIQUES DU MRI

Méthode de détermination des revenus requis	<i>Méthode de plafonnement des revenus requis « I-X » :</i>
Durée	<i>3 ans - Année 1 : « rebasing » ; Années 2 et 3 : formule</i>
Éléments couverts (incluant Réseaux autonomes)	<i>Enveloppe des charges d'exploitation Amortissement Taxes Frais corporatifs</i>
Exclusions (Y)	<i>Achats d'électricité, Service de transport, Achats de combustible Tous les comptes d'écart et de report Charges d'exploitation : Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et Éléments spécifiques Tous les coûts des interventions en efficacité énergétique Rendement sur la base de tarification</i>
Exogènes (Z)	<i>Événements imprévisibles ou exogènes (événements climatiques extrêmes, bris majeurs, décrets gouvernementaux, décisions de la Régie, exigences légales et réglementaires (gouvernement et organismes réglementaires, etc.)</i>
Inflation (I)	<i>Indice combinant l'IPC et le taux de croissance des salaires d'Hydro-Québec</i>
Productivité (X)	<i>Jugement exercé par la Régie considérant les efforts d'efficience passés</i>
Croissance des activités	<i>Croissance des abonnements</i>
Partage des écarts de rendement	<i>Ajustement aux modalités du MTÉR aux fins d'un arrimage avec le MRI</i>
Indicateurs de performance	<i>Choix d'un nombre limité d'indicateurs de qualité du service retenus aux fins du partage des écarts de rendement</i>
Clause de sortie	<i>Possibilité de révision ou d'interruption du plan si écarts de rendement supérieur ou inférieur à un certain nombre de points de base</i>

5. EFFICIENCE

- Efficience significative du Distributeur depuis 2008 :
 - Gestion courante : 316 M\$
 - Actions structurantes (ex.: projet LAD): 82 M\$
 - Réduction de 3,3 % en moyenne annuellement des charges d'exploitation liées aux activités de base (4,9 % sur la période 2014-2016)
 - Réduction de 23 % de l'effectif
 - Capacité à soutenir le rythme passé sans mettre à risque la qualité de service ?
- Ajustements nécessaires du facteur X

6. ATTEINTE DES OBJECTIFS DE 48.1

- Amélioration de la performance
 - Maintien – voire amélioration – tout en s’assurant de conserver le même niveau de qualité du service
 - Éléments additionnels couverts par la formule paramétrique
- Réduction des coûts profitable aux consommateurs et au Distributeur
 - Intégration de réductions de coûts découlant des mesures d’amélioration de la productivité à même les revenus requis
 - MTÉR lié à l’atteinte de certains indicateurs de qualité du service (à définir)
- Allègement réglementaire
 - MRI de facture simple
 - Terme de 3 ans :
 - Un seul examen approfondi des prévisions la première année (éléments inclus dans la formule)
 - Processus de consultation pour le dossier annuel, limité aux données nécessaires à la révision des tarifs
 - Facteur de productivité déterminé selon l’approche du «*informed judgment*»
 - Suivi des résultats à l’intérieur des rapports annuels déposés à la Régie sur une base administrative

**PRÉSENTATION DE
DE CONCENTRIC ENERGY ADVISORS SUR LES
CARACTÉRISTIQUES DU MRI DU
DISTRIBUTEUR D'ÉLECTRICITÉ**

Establishment of a Mécanisme de
Réglementation Incitative (MRI)
for
Hydro-Québec Distribution
Phase 1

Hearings before the Régie de l'énergie

September 19, 2016

Contents

1. Concentric's Mandate
2. Alternative MRI Models
3. Rationale for a Hybrid MRI Model
4. Inflation "I" Factor
5. Productivity "X" Factor
6. Exclusions: "Y" and "Z" Factors
7. Electricity Supply and Transmission Costs
8. Return on and of Capital
9. Advantages of a Revenue Cap over a Price Cap
10. Service Quality Indicators
11. Autonomous Networks
12. Regulatory Process and Annual Reporting
13. Stakeholder Concerns
14. Summary: HQD Proposal Achieves Mandate Objectives

Concentric's Mandate

1. Assess HQD's specific characteristics and circumstances that could have a bearing on the selection of an appropriate MRI model;
2. Evaluate alternative MRI models in light of HQD specific characteristics and circumstances; and
3. Define, together with HQD, a model (the "HQD Proposal") that achieves the Article 48.1 objectives, consistent with HQD specific characteristics and circumstances.

Alternative MRI Models

Three basic models considered:

Option 1: Index-Based Revenue or Price Cap – revenues (or prices) are increased year over year based on an inflation index minus an estimate of efficiency gains (“I-X”).

Option 2: “Building Block” – Revenues (and prices) are adjusted each year based on a multi-year projection of costs that reflect an estimate of efficiency gains.

Option 3: “Hybrid” – Revenues (and prices) are adjusted each year based on a combination of approaches.

Attributes typically associated with each of these models:

- First-year revenue requirements are established by a rebasing that reflects cost-of-service.
- Provisions that address “exogenous” costs that are clearly beyond management’s control.
- Pre-defined off-ramps and performance indicators.

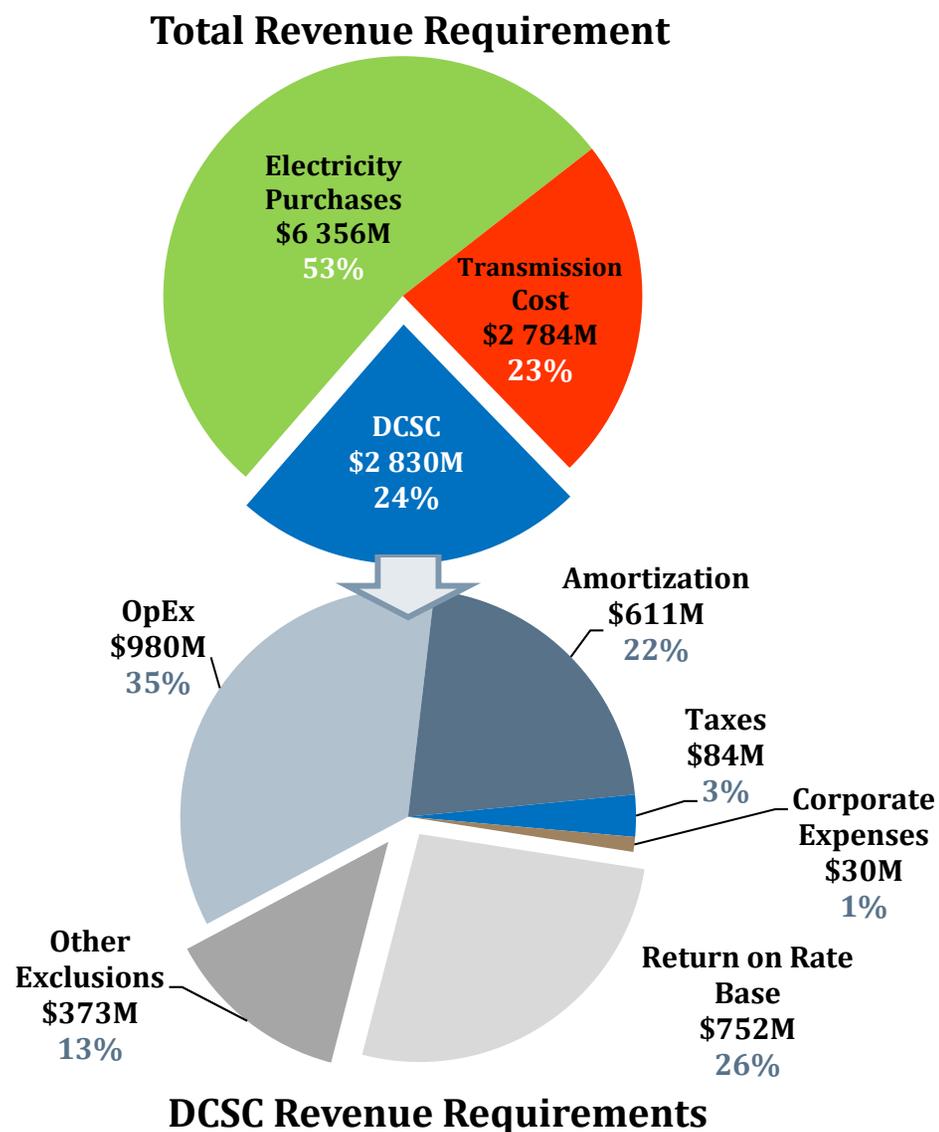
Rationale for a Hybrid MRI Model

HQD’s proposed Hybrid Model is a variation of Option 3 that reflects its revenue and cost drivers.

Revenue and Cost Drivers

- 76% of HQD’s 2016¹ revenue requirement is otherwise regulated (electricity purchases, transmission cost)
- Of the remaining 24% Distribution and Client Service Costs (DCSC), 60% would be subject to an I-X approach, as compared to 35% currently:
 - Inclusion of Amortization, Corporate Expenses, and Taxes
- CapEx treated as a “Y” Factor:
 - HQD’s CapEx are driven primarily by growth in number of customer accounts (46% of 2016 projected CapEx) and asset maintenance (42%) and do not track “I-X”.
 - Capital projects are authorized by the Régie pursuant to statute.

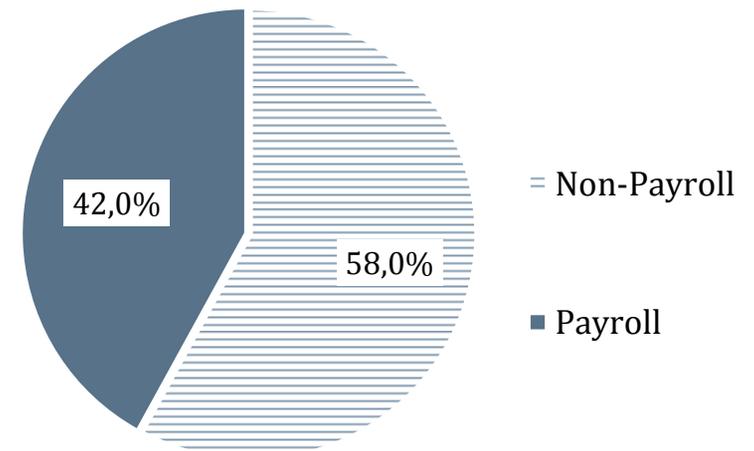
1. R-3933-2015, HQD-05-01



Inflation “I” Factor

- HQD I Factor Proposal is a composite of HQD labor inflation index and Canada CPI.
- Composite I-Factors are a common approach throughout Canada including Ontario, Alberta, and British Columbia, and in the U.S.
- An internal labor index provides greater confidence in its ability to accurately reflect HQD’s operating circumstances.

Payroll -
Percent of Operating Expenses
2016



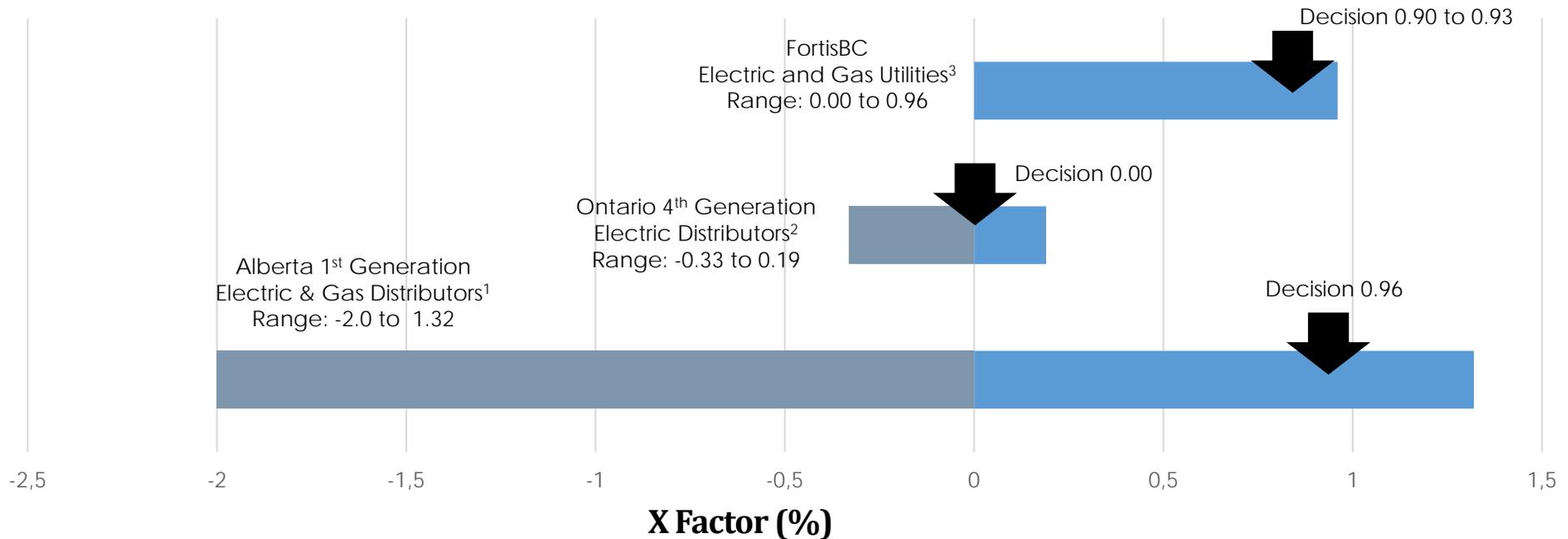
Productivity “X” Factor

- Regulatory agency “judgment” is the primary factor in establishing the X-factor, which may be informed by productivity studies and/or benchmarking studies, by recent X-factors derived in other jurisdictions, or by company-specific evidence – we refer to this as informed judgment.
- To the extent that productivity or benchmarking studies are considered, it is imperative to recognize their many controversies:
 - Determining the specific methodology, e.g., Total Factor Productivity or Partial Factor Productivity studies and specific algorithms to estimate X;
 - Identifying a valid comparison group, including distribution utilities from the United States to achieve a desirable sample size;
 - Determining the appropriate study period;
 - Assessing the comparability of input data that reflects varying regulatory and accounting policies among jurisdictions; and
 - The need to specify numerous assumptions not well understood by stakeholders and regulatory staff.
- The reliance on informed judgment is particularly necessary to both:
 - Address these shortcomings of TFP studies, and
 - Reflect prior HQD efficiency gains and other relevant HQD-specific circumstances that determine HQD’s ability to achieve efficiency gains over the term of the MRI plan.
- Establishing an X-factor that is overly aggressive could adversely impact customer service; an overly conservative target will dampen efficiency incentives.

Productivity “X” Factor: Recent MRI Proceedings in Canada

- A range of methods, samples, and time periods studied yield varying analytical results requiring regulatory judgement in setting productivity factors

RANGE OF EXPERT RECOMMENDED PRODUCTIVITY FACTORS AND COMMISSION DECISIONS



1. Plus 0.2% stretch factor (D2012-237, Sept. 12, 2012).
2. Plus 0.0 to 0.6% stretch factor (EB-2010-0379, December 4, 2013).
3. Plus 0.1% to 0.2% stretch factors (BCUC Decisions, September 15, 2014).

Exclusions: “Y” and “Z” Factors

- Y and Z factors are typically incorporated in MRI programs
- Y Factor Exclusions: known expense categories but deemed beyond management’s direct control, for example:
 - Electricity purchases
 - Transmission costs
 - Return on rate base
 - Variance or deferral accounts already recognized by the regulatory agency, *i.e.* weather normalization account, etc.
- Z Factor Exclusions: unknown expenses arising due to unforeseen circumstances and beyond management’s direct control, for example:
 - Extreme weather events
 - Significant equipment failure
 - Change in law or tax code
 - Government decrees; regulatory agency decisions

Electricity Supply and Transmission Costs

- The HQD Proposal maintains the existing policy of passing supply and transmission costs through to HQD's customers.
 - This practice is common across the utility industry and reflects the fact that these costs are flow-through items approved by the Régie.
 - This approach is also consistent with PEG's recommendation.²
- With respect to supply costs, the existing regulatory and statutory regimes provide active oversight of both HQD's contracting decisions and the dispatch of supply resources:
 - HQD files a 10-year supply plan every three years - reviewed and approved by the Régie, with annual updates;
 - HQD's execution of the approved supply plan and recovery of supply costs is addressed in rate cases; and
 - The dispatch of Heritage Pool supplies is mandated by law and all of HQD's supply strategies are approved by the Régie.
- With respect to transmission costs, HQD has very limited ability to influence transmission costs, and virtually no impact within the term of an MRI. Transmission costs are addressed in HQT's MRI.
- The Régie reviews and approves HQD's conservation and demand management programs which have the potential to influence supply and transmission costs over the short-term (supply costs) and long-term (transmission costs).

² PEG Evidence, p. 101, where PEG suggests these costs should be Y-factored.

Return on, and of, Capital

- The HQD Proposal excludes rate base and return on rate base from formula.
 - Rate base is more properly addressed through a review of capital projects to ensure that desired investments continue to be made when required
- Fair and accurate treatment of return on rate base benefits both customers and shareholder:
 - The cost of debt and the cost of equity are beyond the control of management
 - ROE set by the Régie; factors in bond yields and other capital market inputs
 - Cost of debt determined through corporate HQ financing
 - Without control, incentives tied to these costs create risk for both customers and HQD, without the expectation of productivity gains
 - I Factor does not accurately represent changes in these costs
 - There is considerable precedent in Canada for the pass-through of Return on Rate Base
 - Québec – Gaz Métro, Gazifère
 - British Columbia – FBC, FEI
 - Ontario – Enbridge
- Amortization is the direct result of capital projects, but nonetheless appears manageable under the formula for HQD.

Advantages of a Revenue Cap over a Price Cap Model

- Both Revenue Cap and Price Cap models provide strong incentives to pursue efficiencies during the term of the plan.
- The Revenue Cap approach, as proposed for HQD, adjusts revenues to accommodate the annual change in number of customers, a key driver of costs (consistent with PEG's proposed approach).¹
- The Revenue Cap approach incorporates annual changes in forecasted sales (increases or decreases) when adjusting rates each year.
- The Price Cap approach to industrial customers (under PEG's proposal) would either:
 1. Shift the fixed cost recovery risk attributable to discounting to industrial customers to other customers within the industrial class or to customers in other customer classes, or
 2. Result in an under-recovery of fixed costs by HQD as an MRI design element.
- Unlike the Price Cap model, the Revenue Cap proposal protects other customers and HQD from cost shifts and cost under-recovery.

¹ PEG Evidence, p. 98.

Service Quality Indicators

- Article 48.1 Objective #1: ongoing improvement in performance and service quality
 - Ensure efficiency gains are not pursued at the expense of service quality
 - Metrics focus on quality, not costs; cost incentives are captured by the MRI formula
- Criteria for identifying specific Service Quality Indicators
 - A limited number of metrics
 - Under the control of HQD
 - Reflective of HQD's core mission (customer satisfaction, quality of service, reliability and security)
 - Easy to measure
- Composite indicator: averaging of performance across indicators
 - Similar approach to that of Gazifère
 - Composite indicator moderates concerns that specific metric targets may be too low or too high, as performance is weighted across composite index
 - Composite indicator able to measure service quality evolution through time
- Phase 3 Item: Directly Link Service Quality to ESM
 - MTER design to be revisited to ensure alignment with HQD's MRI, before it can be linked to metrics

Autonomous Networks

- HQD Proposal: Integrate Autonomous Networks within the HQD's MRI
 - Autonomous networks account for a relatively small percentage of HQD's operations:
 - 0.3 % of sales
 - 0.5% of customer accounts
 - 2.0 % of total HQD Revenue Requirements
 - It would be challenging and burdensome to design and implement an MRI that would address the unique circumstances of autonomous networks.
 - For example, it would be impossible to establish a valid I or X factor that applies to all autonomous networks.
 - Integrating autonomous networks within the comprehensive HQD MRI provides an incentive for HQD to pursue cost efficiencies, even though it is not targeted to the particular circumstances of the various autonomous networks.
 - This proposal aligns with objective #3 of Article 48.1: Regulatory Streamlining

Regulatory Process and Annual Reporting

- Regulatory Process:
 - A single “compliance” filing that presents the new rates and all supporting calculations using a pre-defined template as directed by the Régie in this proceeding
- Annual Reporting:
 - Full Closing of the Books serves no purpose and would be costly and inefficient:
 - Increase in time and costs of implementation
 - Potentially requires two hearings each year
 - Costs are an offset to efficiency gains and would reduce HQD’s incentives
 - Contrary to the objectives of Article 48.1, particularly the streamlining objective
- First Generation MRI should be simple and easy to administer

Section 13

Responsive to Stakeholder Concerns

Concern		HQD Proposal
1	HQD should have a greater incentive to operate efficiently	The HQD proposal significantly expands the costs subject to the current parametric formula (60% of service & distribution costs vs. 35% currently).
2	The term of the rate plan should be at least four years	A Three-year term is appropriate, particularly since rates are currently rebased every year.
3	The HQD proposal does not provide a sufficient incentive to control capital costs	Rate base additions are conditional upon the Régie's prior authorization and thus already thoroughly reviewed. The HQD proposal includes amortization within the I-X formula providing a sufficient incentive.
4	The HQD proposal does not provide an incentive to control supply costs	HQD exerts little or no control over supply costs, which are subject to scrutiny by the Régie through a separate regulatory process. The current variance account treatment, triennial reviews of supply plans, and annual reviews of supply management and costs is an appropriate regulatory approach.
5	HQD should have a stronger Incentive to reduce peak demand.	HQD offers conservation and demand management programs that target energy usage and demand during peak hours. These programs reduce supply costs in the near-term and capital costs over the long-term.
6	HQD should include Decoupling and/or Time Varying Rates (TVR)	The design and implementation of either decoupling or TVR are not responsive to Article 48.1, too complex, and in fact not required if, as proposed, current exclusions for Energy efficiency measures are maintained.
7	A price cap, at least for industrial customers, is appropriate	As proposed, the price cap would likely result in a shift of cost responsibility to other customer classes or an under-recovery of fixed costs by HQD, which goes against the principle of uniform treatment for all customers. .

Section 14

Summary: HQD Proposal Achieves Objectives

MRI Objective	Assessment
1 Meet Section 48.1 objectives	
Ongoing improvement in performance and service quality	Expansion of costs subject to MRI formula; 3-Year term provides time to identify and implement efficiencies; quality metrics to ensure efficiency gains are not pursued at the expense of service quality.
Cost reduction that is beneficial to both consumers and the distributor	HQD will have a financial incentive to strive to beat the “I-X” formula for covered items. Ex-ante (X-Factor) and ex-post (ESM) sharing of efficiency gains with customers.
Streamlining of the regulatory process	Avoids annual hearings, relies on pre-defined compliance filing based on actual results, and avoids separate treatment of autonomous networks.
2 Reflect HQD’s specific characteristics and circumstances, including operations, business, and regulatory aspects	Depends largely on parameters to be established in Phase 3 including X-factor that reflects up-front efficiencies, ESM parameters (current MTÉR to be aligned with MRI parameters).
3 “First-generation” MRIs should be relatively straight-forward in their design and implementation	Defers consideration of certain complexities including efficiency carry-over mechanism. Three years provides valuable learning opportunity.

RÉPONSE DU DISTRIBUTEUR À L'ENGAGEMENT NUMÉRO 2

Engagement n° 2 (demandé par FCEI)

À l'égard de la page 10 du PowerPoint, sur l'affirmation : There is considerable precedent in Canada for the pass-through of Return on Rate Base. Vérifier, pour le Québec, Gaz Métro et Gazifère, quel était le mécanisme alors applicable.

Réponse de Concentric à l'engagement no 2 :

1 As indicated by Concentric¹, there are precedents in Quebec and other provinces for
2 the pass-through of the return on rate base under MRI programs. Specifically, both
3 Gaz Metro's and Gazifere's most recent MRI plans contained provisions that allowed
4 for changes in the actual cost of capital, as described in appendix A.

¹ Concentric's PowerPoint presentation, p.10 (C-HQT-HQD-0081) and hearings' transcript, volume 4, p.79, lines 13-18)

APPENDIX A:

GAZ METRO AND GAZIFERE'S TREATMENT OF COST OF CAPITAL

GAZ METRO

Gaz Metro's *Mécanisme incitatif* for 2007/2008 – 2011/2012 included an exogenous factor to adjust for changes to the cost of capital (D-2007-47, Processus d'entente négociée (PEN), Section 3.1.4, pp 14-16):

3.1.4 Facteurs exogènes

Les *facteurs exogènes* sont des événements qui ne sont pas totalement sous le contrôle de *Gaz Métro*, qui viennent modifier ses coûts ou ses revenus et dont il est justifié de refléter intégralement l'impact dans les tarifs. Les *participants au PEN* ont convenu que, pour déclencher un ajustement des tarifs, un *facteur exogène* doit répondre aux critères suivants :

- ne pas être totalement sous le contrôle de *Gaz Métro* (ex. : résultant d'une décision d'un organisme réglementaire, d'un gouvernement, d'une directive comptable...);
- s'appliquer plus particulièrement au secteur d'activité de *Gaz Métro* plutôt qu'à l'ensemble de l'économie.

En pratique, les *facteurs exogènes* s'appliqueront essentiellement à la composante de distribution. Seront, notamment, considérés comme des *facteurs exogènes* :

- l'effet des aléas climatiques sur les revenus ;
- l'effet de l'évolution des taux d'intérêt sur le coût du capital (dette, avoir des associés et impôts) calculé sur la structure de capital présumée ;
- l'effet de l'évolution des taux d'imposition et de la taxe sur le capital sur le coût de service ;
- l'effet sur le revenu de la variation des volumes au-delà d'un seuil préétabli (par exemple les mesures d'économies d'énergie, l'efficacité énergétique, etc.).

L'intégration de l'impact monétaire d'un *facteur exogène* dans l'application du mécanisme proposé ne requiert aucun seuil minimal.

Dans le mécanisme convenu, le traitement d'un *facteur exogène* se résume donc à la quantification de l'impact marginal de ce facteur. Une fois quantifié, cet impact servira à ajuster le *revenu plafond*. Quant au coût de service, puisqu'il est défini comme la somme des différentes composantes des coûts de *Gaz Métro*, il inclura obligatoirement l'impact d'un *facteur exogène*. Comme les *gains de productivité* se définissent comme l'écart entre le *revenu plafond* et le *revenu requis*, l'ajustement du *revenu plafond* du montant du *facteur exogène* aura pour effet de neutraliser l'impact du *facteur exogène* dans la détermination des *gains de productivité*.

Modalités d'application des facteurs exogènes

La quantification des *facteurs exogènes* et leur intégration dans les tarifs, pour ce qui est de la composante distribution, se feront exclusivement au dossier tarifaire.

L'impact des comptes de nivellement des aléas climatiques et des frais d'intérêt sera porté à un compte de frais reportés portant rémunération au taux pondéré du coût du capital. Ces comptes de frais reportés seront inclus dans la base de tarification et amortis sur une période de cinq ans. Tout autre *facteur exogène* venant affecter les coûts de distribution en cours d'année sera porté à un compte de frais reportés en vue d'être intégré au coût de service de l'année suivante.

Pour ce qui est du *facteur exogène* qui vise à neutraliser l'effet de l'évolution des taux d'intérêt sur le coût du capital avant impôts, il sera établi comme suit :

$$EXOGÈNE_{k,t} = (P_{t-1} * REV_{P(D)t} * \frac{i_t}{i_{t-1}}) - (P_{t-1} * REV_{P(D)t})$$

où :

- $EXOGÈNE_{k,t}$ = Ajustement pour l'impact du *facteur exogène* taux d'intérêt sur le coût du capital pour l'année t
- P_{t-1} = Part du coût du capital avant impôts dans le revenu de distribution plafond de l'année t-1, avant exogènes et *exclusions*
- $REV_{P(D)t}$ = *Revenu plafond* de distribution de l'année t, avant exogènes et *exclusions*
- i_{t-1} = Taux pondéré du coût du capital avant impôts de l'année t-1
- i_t = Taux pondéré du coût du capital avant impôts de l'année t

GAZIFERE

Similarly, Gazifère's MRI has included an adjustment for the cost of capital. The « R factor » for Gazifère was in place in 2006 (D-2006-158, Section 3.3.8). An R factor was maintained in the subsequent MRI for years 2011-2015 (D-2010-112, Section 4.2.9, p. 53):

4.2.9 AJUSTEMENT DU COÛT DU CAPITAL

[194] Gazifère demande le maintien dans la formule du mécanisme incitatif de la variable exogène « R » pour ajuster annuellement le coût du capital, avec une modification mineure, soit l'utilisation du taux nominal d'impôt au lieu du taux effectif. Cette modification fait suite à la décision D-2009-090 dans laquelle la Régie demandait à Gazifère de revoir la méthode de traitement de l'impôt, de lui déposer un rapport à cet égard lors du renouvellement du mécanisme incitatif et, le cas échéant, de soumettre une proposition visant à améliorer la neutralité de l'exogène impôt.

[195] Gazifère a revu la méthode de traitement de l'impôt et a déposé un rapport faisant état de ses conclusions à ce sujet. Elle soumet que l'utilisation du taux nominal d'impôt au lieu du taux effectif dans le calcul du facteur « R » devrait améliorer la neutralité de l'exogène impôt.

[196] Aucun intervenant ne s'oppose à la demande de Gazifère.

[197] La Régie accepte le maintien de la variable « R » d'ajustement du coût du capital et son intégration à la formule du mécanisme incitatif. Elle accepte également la proposition de Gazifère d'utiliser le taux nominal d'impôt dans le calcul de ce facteur « R ».

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

N° : R-3897-2014

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

ARGUMENTATION D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Commentaires introductifs

Le Distributeur a préparé sa proposition de mécanisme de réglementation incitative (« **MRI** ») sur la base des recommandations de ses experts Concentric Energy Advisers (« **Concentric** »). Cette proposition est compatible avec les constats des experts Elenchus Research and Associates (« **Elenchus** ») mandatés par la Régie pour effectuer une revue des mécanismes de réglementation incitative utilisés par d'autres régulateurs dans les domaines de la distribution et du transport de l'électricité.

Compte tenu qu'il s'agit d'un premier MRI, la proposition du Distributeur est axée sur la prudence, la simplicité et le caractère évolutif du MRI, dans un contexte où le régime réglementaire actuel est stable et sous contrôle par la Régie.

D'entrée de jeu, il importe de rappeler qu'un MRI a une portée limitée. Il s'agit d'un mécanisme d'établissement des tarifs qui intègre des incitatifs à l'efficience additionnels à ceux qui existent déjà. Or, plusieurs intervenants semblent utiliser ce mécanisme pour promouvoir leurs intérêts et pour remettre en cause des pans complets de l'environnement réglementaire dans lequel évolue présentement le Distributeur, ce qui déborde du cadre du présent dossier et va à l'encontre de l'objectif d'allègement réglementaire inscrit dans la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « **LRÉ** »).

TABLE DES MATIÈRES

1. OBJET DE LA PHASE 1	3
2. CONTEXTE DU DISTRIBUTEUR.....	4
3. PROPOSITION DE HQD ET CARACTÉRISTIQUES DU MRI	12
4. TÉMOIGNAGE DE L'EXPERT MARK LOWRY	18
5. FACTEUR D'INFLATION (FACTEUR « I »).....	23
6. LE FACTEUR DE PRODUCTIVITÉ (FACTEUR « X »)	26
7. LE FACTEUR DE CROISSANCE	31
8. EXCLUSIONS (FACTEUR « Y »).....	32
9. EXCLUSIONS (FACTEUR « Z »)	34
10. COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ	35
11. COÛTS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ	41
12. RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION : COÛT DU CAPITAL, AMORTISSEMENT ET BASE DE TARIFICATION	43
13. COÛT DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	45
14. INDICATEURS ET MTÉR.....	47
15. FERMETURE RÉGLEMENTAIRE	49
16. CLAUSE DE SORTIE.....	50
17. INCLUSION DES COÛTS DES RÉSEAUX AUTONOMES	51
CONCLUSIONS.....	53

1. OBJET DE LA PHASE 1

- 1.1 La Régie a décidé de traiter l'établissement d'un mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficacité pour le Distributeur et le Transporteur (« MRI ») en trois (3) phases :
- Phase 1 : Caractéristiques du MRI
 - Phase 2 : Étude de productivité multifactorielle (si requise, à l'issue de la phase 1)
 - Phase 3 : Étude de la proposition de MRI
- 1.2 Le traitement du dossier du MRI du Distributeur et du Transporteur a été scindé par décision de la Régie :
- D-2016-107[18]
- 1.3 En phase 1, les sujets à aborder sont :
- a) Le type de MRI;
 - b) Les caractéristiques du MRI répondant aux particularités du Distributeur;
 - c) L'identification des indicateurs de performance ainsi que la forme de prise en compte du partage des réductions de coûts;
 - d) La question du traitement, sous un angle conceptuel, des réseaux autonomes dans le MRI.
- 1.4 Dans le cadre de la présente phase 1, le Distributeur a présenté une preuve écrite et testimoniale à la fois d'experts indépendants et de ses représentants concernant les sujets mentionnés au paragraphe précédent et les caractéristiques du Distributeur.

2. CONTEXTE DU DISTRIBUTEUR

Objectifs du MRI du Distributeur

2.1 Les objectifs du MRI sont énoncés de façon exhaustive à l'article 48.1 de la LRÉ. Comme toute disposition de la LRÉ, l'article 48.1 doit être interprété à la lumière de l'article 5, des autres dispositions de la loi et du contexte réglementaire.

➤ Art. 48.1 LRE :

« ***Établissement du mécanisme de réglementation.*** La Régie établit un mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficacité par le distributeur d'électricité et le transporteur d'électricité.

Objectifs. Ce mécanisme doit poursuivre les objectifs suivants :

1° l'amélioration continue de la performance et de la qualité du service ;

2° une réduction des coûts profitable à la fois aux consommateurs et, selon le cas au distributeur ou au transporteur ;

3° l'allègement du processus par lequel sont fixés ou modifiés les tarifs du transporteur d'électricité et les tarifs du distributeur d'électricité applicables à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs. »

➤ Décision de la Régie D-2015-169 :

[48] En l'espèce, la Régie constate que l'article 48.1 est rédigé en termes clairs, précis et qui ne sont pas ambigus : le mécanisme doit poursuivre les objectifs qui y sont énumérés. Le texte de loi ne comprend aucun terme qui pourrait laisser croire à l'existence d'une discrétion en faveur du régulateur afin d'ajouter des objectifs non prévus aux fins de l'application de cet article.

[...]

[57] En somme, la Régie est d'avis que les objectifs énumérés au deuxième alinéa de l'article 48.1 sont exhaustifs. Toutefois, elle doit les interpréter de façon large et libérale, en tenant compte, notamment, du contexte de réalisation de gains d'efficacité, de l'article 5 de la Loi et des dispositions du chapitre IV de la Loi, afin de permettre la réalisation de l'objet de l'article 48.1.

2.2 Le cadre réglementaire actuel contient plusieurs éléments fortement incitatifs en matière de réduction de coûts et d'amélioration de la performance et de la qualité du service. Comme l'indique la Régie dans la décision D-2015-169, elle doit tenir compte de ce contexte de réalisation de gains d'efficacité dans son interprétation de l'article 48.1 :

a) Suivi d'indicateurs de performance et de qualité du service :

Un ensemble d'indicateurs de qualité de service en lien direct avec les activités du Distributeur. Dans tous ses dossiers tarifaires, le Distributeur fait un suivi rigoureux d'une vingtaine d'indicateurs dans cinq champs¹ :

- ✓ Satisfaction de la clientèle ;
- ✓ Fiabilité du service;
- ✓ Alimentation électrique ;
- ✓ Services à la clientèle ;
- ✓ Sécurité.

Résultats de balisage alimentant les discussions et les réflexions relatives aux meilleures pratiques de l'industrie entourant les activités de distribution d'une part et celles des services à la clientèle d'autre part.

- b) Cible exigeante quant à l'évolution des indicateurs de coûts privilégiés par le Distributeur :

HQD vise à contenir la croissance annuelle moyenne de huit indicateurs sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans, tout en conservant, globalement, le même niveau de qualité de service.

- c) Formule paramétrique incluant la réalisation de gains importants d'efficience :

Depuis 2008, une formule paramétrique est utilisée pour la fixation de l'enveloppe des charges d'exploitation pour les activités de base. Cette formule, qui s'inspire de l'approche I-X de la réglementation incitative, comporte diverses modalités incitatives :

- ✓ Un facteur d'inflation reconnu par la Régie;
- ✓ Un facteur de productivité fixé à 1,5 % par la Régie;
- ✓ Un facteur de croissance basé sur la croissance des abonnements, principal inducteur de coût reconnu par la Régie.

- d) Mécanisme de partage des écarts de rendement :

Seuls les excédents de rendement sont partagés avec les clients, leur permettant ainsi de bénéficier des efforts de réduction des coûts.

Les modalités du MTÉR sont à revoir en phase 3 du présent dossier, comme recommandé par tous les experts.

- 2.3 Le rapport d'Elenchus établit comme principe de base qu'un MRI doit être adapté au contexte de chaque juridiction et que les pratiques utilisées dans d'autres juridictions doivent faire l'objet d'une analyse attentive avant d'y être transposées :

Rather it will be necessary to recognize the unique economic and infrastructure characteristics of each utility and each jurisdiction in order to determine how to implement

¹ En audience, il a été référé à cette pratique comme étant une approche de type « scorecard ».

the guiding principles to performance based, or incentive, regulation that will be effective in achieving the specific objectives that the regulator is pursuing².

[...]

Ontario's experience suggest [sic] that best PBR practices are most appropriately defined in terms of the process used to design the regime, not in terms of particular design features. The "best practice" involves carefully examining approaches used successfully elsewhere and considering whether they should be adopted – or adapted – to local use³.

- 2.4 À la lumière du rapport d'Elenchus, force est de constater que ces éléments du régime réglementaire actuel du Distributeur constituent des incitatifs à la performance qui doivent être pris en compte dans l'établissement du MRI. Le Distributeur rappelle dans les paragraphes qui suivent certains de ces éléments, touchant les approvisionnements en électricité, les coûts de transport, les investissements et l'efficacité énergétique.

Approvisionnement en électricité

Généralités

- 2.5 L'essentiel des approvisionnements du Distributeur est encadré par des contrats fermes (électricité patrimoniale, contrats de long terme), dont plusieurs découlent de blocs d'énergie déterminés par le gouvernement.
- 2.6 Le processus d'acquisition par appels d'offres favorise un approvisionnement à prix compétitif.
- 2.7 La Régie a un grand contrôle de toutes les étapes encadrant le processus d'acquisition (approbation du plan d'approvisionnement, des critères de sélection des offres et des contrats). Elle s'assure également de la conformité de l'application de la procédure d'appel d'offres.
- 2.8 La Régie assure un suivi rigoureux et régulier de tous les approvisionnements du Distributeur, tant des contrats de long terme que des approvisionnements de court terme acquis sous dispense.
- 2.9 Des modèles de prévision de la demande performants favorisent une planification optimale des approvisionnements. La Régie assure le suivi de cette performance.
- 2.10 Des efforts importants en matière d'efficacité énergétique de gestion de la demande permettent de réduire les besoins en approvisionnements.

Cadre réglementaire des approvisionnements en électricité

Plan d'approvisionnement

- 2.11 Le Distributeur soumet pour approbation à la Régie un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins du marché québécois. (LRÉ, art. 72)

² Pièce A-0004, page 15(4-8).

³ Pièce A-0004, page 34(25-28).

- 2.12 Ce plan est soumis à tous les trois ans et des états d'avancement sont déposés annuellement au cours des première et seconde années. Sont présentés au plan le contexte économique et énergétique, les données relatives aux besoins, les caractéristiques des approvisionnements existants et la stratégie pour combler les besoins (*Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*).
- 2.13 Bien que l'article 25 de la LRÉ ne le requière pas, l'examen des plans d'approvisionnement du Distributeur fait toujours l'objet d'une audience publique.

Électricité patrimoniale

- 2.14 Le volume maximum d'électricité patrimoniale disponible, de même que le profil des livraisons de cette électricité, est déterminé par décret (*Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*).
- 2.15 Le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale correspond au produit du volume et du coût alloué à chaque catégorie de consommateurs (LRÉ, art. 52.2). Ce coût est fixé annuellement par décret (*Décret concernant le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs requis pour établir le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale*).

Appels d'offres

- 2.16 Toute électricité au-delà de l'électricité patrimoniale est acquise au moyen d'appels d'offres. (LRÉ, art. 74.1) La Régie dispose d'un pouvoir de surveillance sur l'application de la procédure d'appel d'offres. (LRÉ, art. 74.2)
- 2.17 Tous les paramètres encadrant la procédure d'appel d'offres ont été définis par la Régie (décision D-2001-191) et visent notamment à assurer un approvisionnement au prix le plus bas et un traitement équitable des fournisseurs (*Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité*).
- 2.18 Une procédure a également été définie par la Régie (décision D-2005-060) pour les approvisionnements de court terme, avec les mêmes objectifs (*Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et moins*).
- 2.19 Dans le cadre de ses activités en approvisionnement, le Distributeur est soumis à un code d'éthique (*Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres*) et un code de conduite (*Code de conduite du Distributeur*) rigoureux. Ceux-ci ont été entérinés par des décisions de la Régie (D-2001-191 et D-2006-046, respectivement).

Contrats d'approvisionnement

- 2.20 Le Distributeur doit obtenir l'approbation de la Régie avant de conclure, notamment, tout contrat d'approvisionnement de plus d'un an. Il doit démontrer que le contrat ou la combinaison des contrats comportent le prix le plus bas, que ce prix soutient la comparaison avec les prix disponibles dans les marchés du nord-est de l'Amérique et que les contrats respectent les caractéristiques approuvées dans le plan d'approvisionnement. Ces démonstrations sont appuyées par des firmes externes et indépendantes (*Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie*).

Blocs d'énergie déterminés par le gouvernement

- 2.21 Le gouvernement peut déterminer par règlement, pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, le bloc d'énergie et son prix maximal. Il peut limiter la participation à l'appel d'offres à certaines catégories de fournisseurs. (LRÉ, art. 112)
- 2.22 Le gouvernement peut assortir ces blocs de considérations économiques, sociales ou environnementales. (LRÉ, art. 72)
- 2.23 De nombreux règlements ont été édictés par le gouvernement afin de déterminer et d'encadrer des blocs d'énergie spécifiques.

Coûts de fourniture d'électricité

- 2.24 Selon l'article 52.2, les coûts de fourniture de l'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le Distributeur.

Coûts de transport d'électricité

Planification des investissements

- 2.25 Le Distributeur fournit à TransÉnergie une prévision sur 10 ans de ses besoins. Cette prévision tient compte des moyens de gestion de la demande mis en place et prévus.
- 2.26 La prévision des besoins est présentée dans les plans d'approvisionnement, les suivis annuels de ces plans et les dossiers tarifaires. Le Distributeur présente un suivi de la performance de ses modèles de prévision dans ses dossiers tarifaires.

Cadre réglementaire

- 2.27 Sur la base de la prévision des besoins du Distributeur, examinée par la Régie et les intervenants, de même que des autres besoins du réseau (maintien de la qualité, par exemple), le Transporteur conçoit un plan d'investissement.
- 2.28 Tous les investissements réalisés par le Transporteur sont au préalable examinés et approuvés par la Régie, soit individuellement pour les investissements supérieurs à 25 M\$ ou à travers les enveloppes.
- 2.29 Dans le cadre des dossiers d'investissements conjoints (postes), le Distributeur et le Transporteur proposent la solution optimale pour les deux divisions. Cette solution est avalisée par la Régie.
- 2.30 Le Distributeur ne fait que refléter dans ses coûts la facture du service de transport préalablement fixée par la Régie à la suite de leur examen dans le dossier tarifaire du Transporteur.

- 2.31 La Régie a autorisé un compte d'écart pour la charge locale de transport. De plus, le compte de nivellement pour aléas climatiques permet de niveler les excédents ou les déficits de revenus associés, notamment, à la composante de transport.

Investissements du Distributeur

Généralités

- 2.32 Le cadre réglementaire actuel entourant les investissements comprend une autorisation préalable par la Régie. Cette autorisation est spécifique dans le cadre des projets dont la valeur est supérieure à 10 M\$ et sur la base d'enveloppes par catégories dans le cas des investissements de valeur inférieure.
- 2.33 Le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* prescrit les renseignements qui doivent accompagner les demandes d'investissement du Distributeur :

Dans le cas d'un projet d'un coût de 10 M\$ ou plus :

- ✓ Les objectifs visés par le projet;
- ✓ La description du projet;
- ✓ La justification du projet en relation avec les objectifs visés;
- ✓ Les coûts associés au projet;
- ✓ L'étude de faisabilité économique du projet
- ✓ L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité;
- ✓ L'impact sur la qualité de prestation de service de distribution d'électricité;
- ✓ Le cas échéant, les autres solutions envisagées;

Dans le cas d'une autorisation par catégories :

- ✓ La description synthétique des investissements et de leurs objectifs;
- ✓ Les coûts associés à chaque catégorie d'investissements;
- ✓ La justification des investissements en relation avec les objectifs visés;
- ✓ L'impact sur les tarifs;
- ✓ L'impact sur la qualité de prestation du service de distribution d'électricité.

- 2.34 Les dossiers d'autorisation d'investissements importants par le Distributeur font toujours l'objet d'une étude détaillée par la Régie et, parfois, des intervenants, dans le contexte d'audiences publiques, par exemple les projets Lecture à distance phases 1, 2 et 3, Système d'information clientèle ou encore Optimisation des systèmes clientèle. Même en l'absence d'un examen formel dans le cadre d'une audience publique, la Régie invite toujours, par l'entremise d'un avis public, les personnes intéressées à soumettre leurs commentaires sur les projets étudiés.
- 2.35 Les investissements de moins de 10 M\$ sont regroupés par catégories et sont établis selon, notamment, l'état des actifs existants (par exemple, lignes, postes et équipements) et l'évolution prévue des besoins du réseau, en fonction des priorités, compte tenu de la capacité de réalisation.

- 2.36 Cette réglementation des investissements par catégories réalisée par la Régie est un processus rigoureux et que l'on retrouve communément en Amérique du nord. Il s'agit essentiellement d'une analyse des processus décisionnels de l'entreprise réglementée dans le cadre d'un rendez-vous annuel. Les experts Concentric recommandent de conserver cette compétence de la Régie de procéder à une revue des projets investissements d'HQD et ultimement, de refuser certaines autorisations de projets⁴.
- 2.37 Une fois les enveloppes d'investissement déterminées et autorisées par la Régie, les gestionnaires du Distributeur établissent la liste des priorités quant aux travaux à réaliser dans chaque catégorie. En cours d'année, il est normal que certains travaux soient repoussés au profit d'autres projets devenus prioritaires depuis pour différentes raisons⁵. Ces ajustements sont inévitables et constituent un reflet d'une gestion dynamique et adaptative de ses travaux par le Distributeur. Le Distributeur rappelle qu'ultimement, seuls les investissements réels sont introduits à la base de tarification.
- 2.38 Les demandes d'autorisation présentées conjointement par HQD et HQT sont une illustration de l'optimisation effectuée en amont par les deux entités.
- 2.39 L'optimisation des investissements est un objectif qui est favorisé par un dialogue constant entre le régulateur, l'entreprise réglementée et les intervenants.
- 2.40 Il incombe à l'entreprise réglementée de se doter des outils et processus requis pour planifier adéquatement ses investissements et à la Régie de s'assurer que ces processus et outils sont en place⁶.

Efficacité énergétique

- 2.46 Le Distributeur présente pour approbation par la Régie, à tous les trois ans, son plan d'approvisionnement pour satisfaire les besoins québécois, après application des mesures d'efficacité énergétique (art. 72 de la LRÉ).
- 2.47 Le plan d'approvisionnement en électricité identifie clairement la contribution des programmes d'efficacité énergétique.
- *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*
- 2.48 La Régie approuve les budgets annuels des mesures en efficacité énergétique, dans le cadre des dossiers tarifaires du Distributeur (art. 49 de la LRÉ) et les intervenants ont tout le loisir d'examiner et commenter les interventions proposées par le Distributeur.
- 2.49 La Régie précise les principales informations requises aux fins d'approbation des budgets annuels en matière d'efficacité énergétique, notamment, pour chaque programme, les objectifs et les budgets, un suivi des principaux ajustements et une analyse économique et financière.

⁴ Témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016, pages 38(3) à 41(6).

⁵ Témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016, page 34(8-21).

⁶ Témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016, page 41(11-23).

- *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de Distribution, chapitre 5*

3. PROPOSITION DE HQD ET CARACTÉRISTIQUES DU MRI

Rapport d'Elenchus et constats

- 3.1 Démarche de HQD repose sur les grands constats du rapport d'Elenchus :
- a) Prise en compte du contexte et des caractéristiques du Distributeur
 - b) Migration vers un MRI adapté au Distributeur en se basant sur le régime réglementaire actuel
 - c) Recherche de simplicité dans l'implantation d'un premier MRI et évolution, si nécessaire, vers une forme plus complexe dans le futur.
- 3.2 Elenchus mentionne dans son rapport que l'introduction des MRI vise à répondre à deux tendances observées dans l'industrie :
- a) Absence d'incitatif à la performance ;
 - b) Augmentation des profits par un surinvestissement.
- 3.3 Le Distributeur n'a pas attendu le MRI avant de mettre en place un plan d'efficience qui lui a permis de faire profiter, via une réduction de ses demandes tarifaires, ses clients d'importants gains d'efficience. Quant à l'absence d'incitatif à l'efficience, l'historique de performance du Distributeur permet de conclure qu'au contraire, vu les importants efforts des dernières années ayant permis des gains récurrents annuels de 400 M\$, ce facteur ne trouve aucune résonance dans le cas du Distributeur.
- 3.4 En ce qui concerne le surinvestissement, comme mentionné dans la section précédente, tous les investissements du Distributeur ont été approuvés par la Régie, que ce soit de façon spécifique pour les projets de 10 M\$ et plus ou de façon globale pour ceux en deçà de ce seuil, après une analyse approfondie. Ce facteur ne trouve également aucune résonance dans le cas du Distributeur.
- 3.5 Elenchus explique également que les divers MRI comportent certaines caractéristiques communes appelées à évoluer dans le temps. Parmi celles-ci, figurent entre autres:
- a) Durée pluriannuelle;
 - b) Facteur d'inflation;
 - c) Facteur de productivité;
 - d) Suivi d'indicateurs de performance;
 - e) Élargissement de la portée de ces indicateurs de performance;
 - f) Introduction d'une prime pour l'entreprise réglementée.
- 3.6 La proposition du Distributeur contient tous ces éléments et constitue une évolution importante et logique de la réglementation actuelle basée sur l'utilisation d'une formule paramétrique⁷.

⁷ Témoignage de Jim Coyne, n.s. 19 septembre 2016, page 68(12-18).

- 3.7 Cette proposition tient compte également des caractéristiques du Distributeur, comme le recommande Elenchus :

[...] Rather it will be necessary to recognize the unique economic and infrastructure characteristics of each utility and each jurisdiction in order to determine how to implement the guiding principles to performance based, or incentive, regulation that will be effective in achieving the specific objectives that the regulator is pursuing⁸.

- 3.8 Enfin, Elenchus mentionne qu'il n'existe aucune règle universelle en matière d'élaboration de MRI et que chacun doit être adapté spécifiquement aux objectifs qui sont poursuivis, ici ceux identifiés à l'article 48.1 LRÉ :

One observation that readily emerges from our review of the international experience with PBR is that there is no single "best practice" in terms of the mechanics that are used to provide the intended incentives⁹.

[...]

It is clear that neither the literature nor regulatory practice has identified a foolproof formula for designing an effective performance based regulation regime. On the contrary, experience to date suggests that there currently is not, and probably never will be, a clearly defined "best practice" for PBR¹⁰.

[...]

However, there is no universal best practice for selecting the specific features that need to be incorporated in a PBR regime within any specific jurisdiction¹¹.

- 3.9 Le seul ajout d'une dimension multi annuelle répond aux exigences d'un MRI prévues à la LRÉ et donne une ampleur encore plus grande au mécanisme actuel.

Bases de la proposition d'HQD

- 3.10 HQD propose une approche hybride de plafonnement des revenus requis selon une formule $I - X$ et d'établissement des coûts de façon spécifique pour certains éléments, le tout basé sur les caractéristiques recommandées par les experts Concentric.

- Rapport de Concentric
- Réponses aux demandes de renseignements de la Régie et des intervenants
- Présentation
- Témoignage détaillé en audience des experts Jim Coyne et Robert Yardley.

⁸ Pièce A-0004, page 15(4-8).

⁹ Pièce A-0004, page 1(16-18).

¹⁰ Pièce A-0004, page 15(1-4).

¹¹ Pièce A-0004, page 82(20-21).

- 3.11 Concentric et le Distributeur privilégient une approche prudente qui table sur (1) une réglementation actuelle performante et stable et (2) les éléments de réglementation incitative déjà présents dans le cadre réglementaire actuel, dans le cadre d'un MRI évolutif et par étapes¹².
- 3.12 La proposition de MRI du Distributeur permet l'atteinte des trois objectifs de l'article 48.1 (LRÉ) :
- a) Amélioration de la performance et de la qualité du service:
 - ✓ Amélioration des façons de faire contribuant tant à la réduction des coûts qu'à l'amélioration de la qualité du service.
 - b) Réduction des coûts profitables aux consommateurs et au Distributeur :
 - ✓ Intégration de réductions de coûts découlant des mesures d'amélioration de la productivité à même les revenus requis;
 - ✓ Éléments additionnels importants couverts par la formule paramétrique (amortissement, frais corporatifs et taxes).
 - ✓ MTÉR lié à l'atteinte de certains indicateurs de qualité du service (à définir en Phase 3).
 - c) Allègement du processus réglementaire :
 - ✓ MRI de facture simple, en continuité avec le régime réglementaire actuel.
 - ✓ Terme de 3 ans avec un retour au coût de service l'année suivante (*rebasing*) :
 - ✓ Un seul examen approfondi des éléments couverts par la formule la première année;
 - ✓ Processus simplifié pour les années 2 et 3, limité aux données nécessaires à la révision des tarifs, en favorisant le plus possible un processus sur dossier;
 - ✓ Rendre compte dans les rapports annuels, en suivi administratif.
- 3.13 La proposition du Distributeur consiste à couvrir 60 % des coûts de distribution et services à la clientèle par la formule d'indexation. Ces coûts sont au cœur des activités d'un distributeur d'électricité. Cela représente une augmentation de près du double des coûts figurant dans la formule paramétrique actuelle du Distributeur¹³.
- 3.14 Les coûts d'approvisionnement et de transport ne peuvent être inclus dans le MRI mais doivent plutôt être identifiés à titre de facteurs Y.

¹² Témoignage de Jim Coyne, n.s. 19 septembre 2016, pages 95(1) à 96(1), mettant en garde contre l'adoption de caractéristiques trop complexes et indiquant notamment qu'il n'est pas approprié de « trying to do too much at the same time ».

¹³ Témoignage de François G. Hébert, n.s. vol. 4, 19 septembre 2016, page 56.

3.15 Le MRI, étant donné les caractéristiques propres au Distributeur, doit permettre au Distributeur de demander l'exclusion d'éléments exogènes et d'autres éléments, de même que prévoir une clause de sortie automatique en cas d'écarts de trajectoire trop importants.

Méthode de détermination des revenus requis

3.16 L'approche hybride de plafonnement des revenus proposée par le Distributeur est supérieure à celle de plafonnement des prix pour plusieurs raisons, ce qui a été abondamment discuté en audience :

- a) Le plafonnement des revenus protège mieux la clientèle et l'entreprise réglementée des variations des ventes. De plus, un plafonnement des tarifs constituerait un facteur désincitatif à la mise en place de mesures d'efficacité énergétique en amenant l'entreprise à porter une grande attention au volume de ses ventes¹⁴.
- b) Dans le domaine de la distribution du gaz naturel, un contexte de baisse de la consommation par client a amené les régulateurs à mettre de côté les MRI fondés sur un plafonnement des prix pour adopter une méthode de plafonnement des revenus¹⁵.
- c) Dans le domaine de l'électricité, l'on constate qu'un phénomène semblable émerge, y compris au Québec considérant les récentes prévisions de la demande déposées par le Distributeur¹⁶.
- d) La méthode de plafonnement des revenus est supérieure considérant qu'une grande partie des investissements sur le réseau de distribution vise à assurer la pérennité plutôt que la croissance, et ce, contrairement à la situation de forte croissance vécue dans les années 60 et 70¹⁷.

3.17 Il n'y a dans l'industrie aucun MRI qui couvre la totalité des coûts d'un distributeur, que ce soit une approche de plafonnement des revenus ou des prix, conformément au témoignage des experts Concentric, au contraire de ce que laisse croire l'expert Lowry.

Allègement réglementaire

3.18 L'allègement réglementaire revêt deux facettes importantes aux yeux du Distributeur : (1) alléger les processus réglementaires existants et (2) ne pas les alourdir par l'ajout de divers mécanismes ou étapes supplémentaires.

3.19 La proposition du Distributeur est la seule qui tient véritablement compte de la volonté d'allègement réglementaire exprimée par le législateur à l'article 48.1 de la LRÉ. Cet allègement réglementaire s'incarne en :

¹⁴ Témoignage de l'expert Jim Coyne, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016, pages 189(2) à 190(16).

¹⁵ Témoignage de l'expert Jim Coyne, n.s. vol. 6, pages 35(25) à 36(10).

¹⁶ *Id.* pages 35(11) à 36(9).

¹⁷ Témoignage de l'expert Robert Yardley, n.s. vol. 6, 21 septembre 2016, page 37(11 à 24).

- a) un dossier tarifaire complet de ligne par ligne non plus annuel, mais bien à tous les 3 ans;
 - b) pour les années 2 et 3, un dossier tarifaire allégé prenant la forme d'un processus d'audience publique principalement sur dossier pour faire reconnaître les éléments exclus de la formule et pour fournir les informations permettant d'appliquer la formule. Cette étape comprend la prévision de la demande, le facteur de croissance des abonnements, l'inflation et les exclusions (facteurs Y et Z)¹⁸;
 - c) maintien du test de prudence actuel relatif aux coûts et stratégies d'approvisionnement en électricité¹⁹;
 - d) aucun ajout d'étapes supplémentaires, de mécanismes complexes ni de délais ;
 - e) un rendre compte des résultats et des écarts, s'il y a lieu, dans les rapports annuels à la Régie soumis en vertu de l'article 75 de la LRÉ.
- 3.20 La recherche d'un MRI qui soit simple d'application et dont l'élaboration tend également vers l'allègement réglementaire exige, selon le Distributeur de mettre de côté plusieurs mesures inutilement complexes, lourdes, coûteuses à étudier ou à mettre en place, surtout dans le contexte d'un premier MRI, telles que proposées par certains intervenants et l'expert Lowry :
- a) Étude de productivité multifactorielle de l'industrie²⁰;
 - b) Découplage applicable aux dépenses en efficacité énergétique;
 - c) Approche hybride comprenant un mécanisme de plafonnement des revenus pour certains segments de clients et un mécanisme de plafonnement des tarifs pour la clientèle industrielle seulement, sans avoir même examiné en surface comment une telle approche pourrait être mise en place;
 - d) l'introduction d'un concept non défini de réglementation allégée permettant d'offrir des rabais aux membres de l'AQCIE-CIFQ²¹;
 - e) Mécanisme de compensation pour perte de revenus (LRAM);
 - f) Ajout d'une quatrième étape d'examen des coûts et stratégies d'approvisionnement en électricité²².

¹⁸ Témoignage de Mme Françoise Mettelet, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016, page 176(9) à 177(3).

¹⁹ Une enquête a généralement lieu s'il y a indication d'imprudence et non de façon automatique à chaque année, ce qui alourdirait le processus réglementaire. Voir témoignage de Robert Yardley, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016, pages 17(2) à 20(1).

²⁰ Voir la section 6 de la présente argumentation.

²¹ Témoignage de M. Lowry, n.s. vol. 7, page 154(13-23), notamment : « I can't say too much more as to how exactly that would work [...] ».

²² Témoignage de M. François Hébert, n.s. vol. 5, 21 septembre 2016, pages 20(19) à 21(18) et 138(14) à 139(3).

- 3.21 Au mieux, de tels raffinements pourraient être envisagés lors de l'étude de futures générations de MRI. Comme l'indique Elenchus : « it is necessary to balance the costs and benefits of greater « perfection » in the methodology »²³.
- 3.22 L'allègement réglementaire signifie également de ne pas ajouter d'éléments au MRI qui viennent réduire l'incitatif à l'efficience. La démarche d'enquête liée à une fermeture réglementaire est un exemple de telles mesures inappropriées²⁴. Les experts Concentric indiquent d'ailleurs au sujet de la fermeture réglementaire que : « going into some investigation could potentially really contradict the purpose of an MRI »²⁵.

Durée

- 3.23 Pour le Distributeur, l'introduction d'une dimension pluriannuelle de 3 ans applicable à 60 % des coûts de distribution et services à la clientèle à sa proposition de MRI représente un changement important qui, à lui seul, distingue de façon significative cette proposition du mode de réglementation actuel, où le Distributeur doit se présenter annuellement pour l'examen de son cout de service.
- 3.24 Le témoignage des experts Concentric est complet et probant quant à la durée recommandée de 3 ans :
- a) Une durée de 3 ans est appropriée et raisonnable dans le contexte d'un premier MRI pour le Distributeur. En effet, le Distributeur doit se familiariser avec le mécanisme, les ajustements qui seront apportés au rapport annuel ainsi qu'avec les dossiers tarifaires allégés des années 2 et 3.²⁶
 - b) De plus, une durée trop longue retarderait les ajustements que pourraient demander la Régie, le Distributeur et les intervenants à la fin du MRI²⁷, ce qui ne serait à l'avantage de personne.
 - c) Pour un premier MRI, une période limitée de 3 ans constitue en quelque sorte une période test²⁸.
- 3.25 Cette durée de 3 ans du MRI proposé représente également une augmentation du risque du Distributeur²⁹.

²³ Pièce A-0004, page 15.

²⁴ Témoignage de Jim Coyne, n.s. 19 septembre 2016, pages 90(2) à 92(1).

²⁵ Témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 4, 19 septembre 2016, pages 90(25) à 91(2).

²⁶ Témoignage de Robert Yardley, n.s. vol. 4, 19 septembre 2016, pages 92(13) à 93(22) et pages 104(9) à 105(8).

²⁷ Témoignage de Robert Yardley, n.s. vol. 4, 19 septembre 2016, pages 105(10) à 106(2).

²⁸ *Id.*, notes 29 et 30.

²⁹ Témoignage de François G. Hébert, n.s. vol. 4, 19 septembre 2016, page 57(5-15).

4. TÉMOIGNAGE DE L'EXPERT MARK LOWRY

- 4.1 L'approche présentée par M. Lowry est de nature théorique et semble être basée sur sa propre conception des meilleures pratiques en matière de réglementation incitative. M. Lowry cherche à combler les trous qui pourraient exister dans les incitatifs applicables au Distributeur et estime que la connaissance précise des activités ou de sa performance passée n'est pas pertinente à l'analyse, comme le démontre l'extrait suivant de son contre-interrogatoire par le procureur du Distributeur :

Well, for starters, I mean, you know, an incentive analysis can be of a lot of use, irrespective of whether you look at what the company has actually done³⁰.

- 4.2 Or, cette approche est diamétralement opposée à celle recommandée par Elenchus, qui mentionne dès le début de son rapport, non seulement que le contexte de chaque juridiction est un élément distinctif dans l'analyse, comme indiqué plus haut, mais également que la compréhension du comportement de l'entreprise réglementée est une première étape dans la fixation d'un MRI :

The first step in designing an effective PBR regime is to clearly define its objectives. Having done that, it is necessary to understand the behaviour, goals and shortcomings of the regulated utility or utilities as well as the structure of the industry³¹.

- 4.3 Dans ce contexte, le Distributeur attire l'attention de la Régie sur les éléments suivants qui ressortent du témoignage de M. Lowry qui affaiblissent sa crédibilité :
- a) Faible connaissance des activités du Distributeur, notamment en matière d'efficacité énergétique ou de promotion des véhicules électriques;
 - b) Faible connaissance des activités de la Régie, notamment en matière d'autorisation des investissements;
 - c) Présentation d'une étude à caractère théorique relative aux grands courants de la réglementation incitative selon sa propre appréciation;
 - d) Étude au demeurant peu utile, car le rapport d'Elenchus dresse déjà un portrait des différentes pratiques existantes.
- 4.4 Le Distributeur ajoute que la faible connaissance du régime réglementaire existant est également de nature à affaiblir la crédibilité du témoignage de M. Lowry, y compris sa remise en question, parfois même de façon candide, de plusieurs éléments du cadre législatif existant :
- a) aucune connaissance du régime d'autorisation préalable des investissements par la Régie et de son encadrement légal, notamment en n'ayant pas lu le Règlement d'application de l'article 73 de la LRÉ;

³⁰ Voir n.s. vol 7, 22 septembre 2016, page 146(21-24). Voir aussi page 148(11) à 149(1) et 158(6-12).

³¹ Pièce A-0004, page 1(21-23).

- b) aucune connaissance du plan d'approvisionnement du Distributeur et du processus d'approbation par la Régie;
- c) remise en question de l'amortissement des investissements en efficacité énergétique sur 10 ans, bien que n'ayant que très peu de connaissances sur les activités couvertes;
- d) dénonciation du fait que le Distributeur n'ait pas justifié le projet LAD par l'introduction d'une tarification différenciée dans le temps³², ignorant l'existence même du projet Heure juste qui visait précisément à juger de l'opportunité d'introduire une telle forme de tarification;
- e) introduction d'un concept de *Marketing flexibility* et de réglementation allégée (*Light Handed Regulation*) permettant des rabais et promotions sur les tarifs, sans être en mesure d'élaborer sur l'application de ce concept, lorsque questionné à ce sujet par la Régie :

Okay, that's a good question, and I think that what you could say instead in your decision would be that you want to encourage prudent marketing flexibility by some practical means and leave for later exactly how that's done [...]³³.

- 4.5 La proposition de modèle hybride, supportée presque exclusivement par l'AQCIE-CIFQ, jumelant un mécanisme de plafonnement des prix pour les clients industriels et un mécanisme de plafonnement des revenus pour les autres clients est peu répandu en Amérique du Nord.
- 4.6 Le mécanisme hybride proposé par M. Lowry, en termes de plafonnement des revenus ou des tarifs, selon les catégories de clients, pose quantité de questions irrésolues quant à son application et à ses impacts sur la méthode de répartition des coûts et l'interfinancement. Il laisse entendre que les coûts seront transférés aux autres catégories de clients et au Distributeur, comme dans le cas d'une fermeture imprévue d'usine survenant en cours d'année³⁴.
- 4.7 Le menu réglementaire proposé par M. Lowry démontre que ses propositions s'appuient sur un cadre théorique et selon sa propre vision de ce que devrait être la réglementation. Plusieurs de ses propositions requerraient d'ailleurs des changements législatifs importants, notamment pour ce qui est des investissements.
- 4.8 Plus particulièrement, M. Lowry considère que les objectifs du MRI devraient être l'incitatif (1) à l'efficacité énergétique, (2) à la promotion de la production distribuée, (3) à l'attraction de nouvelles charges industrielles et (4) à la promotion des véhicules électriques. Le Distributeur soumet que ces objectifs ne tiennent pas compte du contexte québécois et de l'ensemble des décisions de la Régie rendues au cours des années. Ces sujets sont examinés un à un dans les paragraphes qui suivent.

³² N.s. vol. 7, 22 septembre 2016, page 146(21) à 149(1).

³³ N.s. vol. 8, 23 septembre 2016, page 55(23) à 56(4).

³⁴ N. S. vol. 7, 22 septembre 2016, pages 168(5) à 171(1).

Témoignage relatif à l'efficacité énergétique

- 4.9 Il importe de souligner qu'il est de connaissance de la Régie que la cible d'efficacité énergétique a été fixée par le gouvernement du Québec à 8 TWh et que le Distributeur a dépassé cette cible atteignant des économies de 8,8 TWh sur la période 2003-2015.
- 4.10 La nouvelle politique énergétique du gouvernement du Québec indique que de prochaines cibles seront fixées et qu'un nouvel organisme du nom de Transition énergétique Québec aura un rôle important à jouer en matière d'efficacité énergétique.
- 4.11 Pour atteindre sa cible, le Distributeur a présenté ses programmes année après année à la Régie, afin qu'ils soient examinés attentivement par la Régie et les intervenants. Ils doivent notamment respecter des critères économiques rigoureux.
- 4.12 Contrairement à l'affirmation très générale de M. Lowry, il n'y a aucun enjeu réel quant à la contribution d'Hydro-Québec à l'efficacité énergétique. Il admet d'ailleurs ne pas savoir quelle est la performance d'Hydro-Québec en cette matière³⁵.
- 4.13 Le Distributeur aborde le sujet de l'efficacité énergétique de façon détaillée à la section 13.

Témoignage relatif à la production distribuée

- 4.14 Il existe un tarif spécifique pour les autoproducteurs au Québec (l'option de mesurage net pour autoproducteur prévu aux articles 2.40 et suivants des Tarifs d'électricité). Ce tarif a été approuvé par la Régie après un débat public auquel ont participé les intervenants.
- 4.15 Depuis, aucun nouvel élément de contexte n'est venu modifier les orientations de la Régie en matière de production distribuée.
- 4.16. La suggestion de M. Lowry que la production distribuée devrait être utilisée pour réduire la demande à la pointe ne repose sur aucune analyse.

Témoignage relatif à l'attraction de nouvelles charges industrielles

- 4.17. Comme l'indique un témoin de l'AQCIE-CIFQ, le Tarif de développement économique approuvé par la Régie découle d'une volonté gouvernementale d'attirer de nouvelles charges industrielles en lien avec l'existence de surplus pour le Distributeur.
- 4.18 Ce Tarif de développement économique s'applique à un client qui s'engage à « mettre en service une nouvelle installation ou à réaliser un projet d'expansion d'une installation existante dans un secteur d'activité porteur de développement économique »³⁶. Ces secteurs porteurs sont identifiés par le gouvernement du Québec.

³⁵ N. s. vol. 7, page 144(17-25).

³⁶ Article 6.40 des Tarifs d'électricité.

- 4.19 En vertu du Tarif de développement économique, la réduction tarifaire initiale est de 20 %³⁷.
- 4.20 Le Distributeur a présenté une demande à la Régie afin d'approuver ce nouveau tarif. L'étude a requis des discussions en audience publique ainsi que d'importantes demandes de renseignements de la Régie et des intervenants sur pratiquement tous les aspects de ce nouveau tarif. La Régie a effectué quelques modifications à la proposition du Distributeur.
- 4.21 L'attraction de nouvelles charges industrielles et non industrielles, tels les centres de données (d'au moins 1 000 kW) est ainsi déjà couverte par ce tarif de développement économique conforme à la volonté du gouvernement et qui requiert l'implication de celui-ci, notamment dans l'identification des secteurs porteurs de développement économique. Le Distributeur souligne également que l'attraction de nouvelles charges peut également se faire par la conclusion d'un contrat spécial dont les termes sont fixés par le gouvernement du Québec.
- 4.22 La suggestion de M. Lowry relative à une réglementation allégée (« *Light Handed Regulation* ») n'est pas expliquée, même lorsque le Dr. Lowry est questionné à ce sujet. Par ailleurs, le Dr. Lowry ne propose aucune étude ou analyse de la situation des charges industrielles au Québec au soutien de sa recommandation, se contentant de généralités. À titre d'exemple, le Dr. Lowry s'avère incapable d'élaborer sur sa proposition lorsqu'invité à le faire par la Régie³⁸.

Témoignage relatif à la promotion des véhicules électriques

- 4.23 Il est de connaissance d'office de la Régie qu'Hydro-Québec est très impliquée dans le domaine des véhicules électriques. D'une part, l'Institut de recherche d'Hydro-Québec est très actif en matière de développement des moteurs électriques de voitures et des matériaux de batteries. D'autre part, Hydro-Québec a mis sur pied le Circuit électrique, ainsi décrit par l'entreprise :

Le Circuit électrique est le plus important réseau de recharge public du Québec. Il demeure une initiative majeure dans le déploiement de l'infrastructure nécessaire pour soutenir l'arrivée des véhicules électriques rechargeables au Québec. Le réseau compte plus de 730 bornes de recharge publiques, dont 55 bornes rapides, déployées dans 16 régions du Québec. Depuis son inauguration en mars 2012, 155 partenaires privés et institutionnels se sont joints au Circuit électrique, et le réseau compte maintenant plus de 9 500 membres.³⁹

- 4.24 De fait, on retrouve près de la moitié des véhicules électriques du Canada au Québec⁴⁰.

³⁷ Article 6.45 des Tarifs d'électricité.

³⁸ N.s. vol. 8, 23 septembre 2016, page 56(15-23).

³⁹ <https://lecircuitelectrique.com/>

⁴⁰ <http://www.aveq.ca/actualiteacutes/category/statistiques>

- 4.25 Enfin, dans son dossier tarifaire récemment déposé, le Distributeur propose un tarif expérimental pour la recharge des véhicules électriques.
- 4.26 Encore une fois, M. Lowry ne propose aucune étude ou analyse de la situation des véhicules électriques au Québec au soutien de sa recommandation.

Témoignage relatif au Découplage

- 4.27 Le découplage est un mécanisme réglementaire captant les écarts de revenus causés par les variations entre la prévision de ventes et les ventes réelles. Le découplage est associé à la création d'un compte d'écart et de report. De cette façon, l'entreprise réglementée peut continuer à investir en efficacité énergétique et, selon le Dr. Lowry, en matière de production distribuée, sans crainte d'être pénalisée. Les clients continuent également à bénéficier de programmes pour ces activités.
- 4.28 L'approche hybride proposée par le Distributeur comprend une révision annuelle des ventes rendant peu utile le mécanisme de découplage.
- 4.29 De plus, le Distributeur souligne qu'il a déposé dans son récent dossier tarifaire une demande de création d'un nouveau compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité présentée ainsi :

La création de ce compte d'écarts et le reflet des écarts dans les dossiers tarifaires subséquents auront pour effet de neutraliser, pour le Distributeur et ses clients, les impacts financiers à la hausse ou à la baisse associés à des variations hors de son contrôle des revenus nets des achats.

Par ailleurs, la création de ce compte pourrait même constituer un incitatif aux interventions en efficacité énergétique, les impacts sur les ventes du Distributeur étant eux aussi neutralisés à la hausse comme à la baisse par l'existence du compte⁴¹.

- 4.30 Cette proposition du Distributeur couvre donc une partie des préoccupations de M. Lowry. Seules les variations des ventes hors du contrôle du Distributeur sont ainsi visées.
- 4.31 Encore une fois, M. Lowry ne propose aucune étude ou analyse de la situation des écarts entre les ventes prévisionnelles et réelles au Québec au soutien de sa recommandation.

⁴¹ Pièce HQD-3, document 3, page 10, dossier R-3980-2016.

5. FACTEUR D'INFLATION (FACTEUR « I »)

5.1 Le facteur d'inflation doit être établi de façon à refléter le plus fidèlement possible la réalité économique et contractuelle de l'évolution des coûts couverts par la formule d'indexation;

- Pièce HQT4-4, Document 1.2 (réponse 3.1)
- Pièce HQT4-4, Document 1.2 (réponses 7.1 et 7.2)

5.2 Le facteur I proposé par le Distributeur consiste en un facteur d'indexation des charges composé d'un taux découlant de l'évolution des salaires (ajustement économique + facteur de projection) et d'un taux d'inflation (IPC).

5.3 L'utilisation d'un facteur d'inflation composite (IPC et croissance des salaires) est commune dans les MRI nord-américains. Au Canada, un tel facteur s'applique en Ontario, en Alberta et en Colombie-Britannique.

5.4 Le Distributeur propose l'utilisation de la prévision d'inflation canadienne pour les charges autres que les salaires. L'IPC canadien est le meilleur indicateur d'inflation et est reconnu comme tel :

- Pièce HQT4-4, Document 1.2 (réponse 7.1)

Outre un écart peu significatif entre les deux indices, la prévision d'inflation canadienne est reconnue et largement utilisée, tant par l'ensemble des agents économiques que par Hydro-Québec, où elle est la référence pour les échanges financiers, les calculs d'actualisation des investissements et pour divers contrats de fournitures.

- Pièce HQT4-4, Document 1.2 (réponse 7.2)

D'entrée de jeu, il importe de souligner que seul le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est indexé sur la base du taux d'inflation réel du Québec, en accord avec la loi sur la Régie de l'énergie. Tous les autres coûts sont indexés en utilisant l'indice projeté des prix à la consommation du Canada, meilleur indicateur de l'évolution des coûts, autres que les coûts de la main-d'œuvre.

[...]

De plus, l'option de considérer un taux d'inflation réel à appliquer aux coûts d'une année projetée va à l'encontre du principe même de coûts futures qui doivent être établis sur des bases prévisionnelles et donc d'un taux d'inflation prévisionnel. Ce principe a d'ailleurs été reconnu par la Régie dans sa décision D-2003-93, soit le principe de l'année témoin projetée aux fins de l'établissement des revenus requis et est appliqué depuis cette date :

« ... l'établissement de tarifs devant s'appliquer sur une période future est plus approprié lorsqu'il se fonde sur une prévision des coûts et des revenus plutôt que sur des données historiques. » (page 13)

5.5 Pour la masse salariale, le Distributeur propose d'utiliser le taux de croissance des salaires d'Hydro-Québec prévu dans les conventions collectives déjà signées. Les paramètres salariaux sont intégrés dans des conventions collectives négociées par Hydro-Québec et sont conformes à la politique de rémunération et de conditions de

travail approuvée au Conseil du trésor. D'ailleurs, les taux de croissance des salaires du Distributeur sont reconnus à chaque année par la Régie aux fins de fixation des tarifs dans la formule paramétrique actuelle. En ce sens, le Distributeur n'a pas de contrôle sur ces paramètres, comme l'explique l'expert Jim Coyne :

But in this case, as we've discussed, the government sets the parameters for those negotiations, and it's, it is a unique situation as being one subsidiary of a three-legged corporation, and it is the corporate entity, HQ, that actually negotiates those labour contracts⁴².

- 5.6 La pondération entre l'IPC et le taux de croissance des salaires est la meilleure manière de refléter la réalité de l'évolution future des coûts du Distributeur pour la durée du MRI.
- Pièce HQT-4, Document 1 (réponse 3.2)
 - Pièce HQT-15, document 9 (réponse 13.1) (dossier R-3905-2014), pour une illustration du calcul du facteur de pondération.
- 5.7 L'utilisation d'un taux d'inflation projeté est tout à fait cohérente avec le principe reconnu⁴³ de l'établissement des tarifs fondé sur une prévision des coûts et des revenus et avec le fait que le MRI est un outil prévisionnel utilisé pour la fixation des tarifs.
- 5.8 Toute considération liée à la productivité doit être exclue du facteur « I » et plutôt se retrouver dans le facteur « X », dont c'est précisément la fonction. Autrement, il y aurait double comptage quant à l'efficacité attendue du Distributeur. Puisque le taux de croissance des salaires pour la durée du MRI est déjà connu, l'utilisation d'un taux de l'industrie reviendrait à introduire une partie du facteur « X » dans le facteur « I », dont ce n'est pas le rôle.
- 5.9 Par ailleurs, le Distributeur rappelle que :
- a) les salaires se situent à toutes fins pratiques dans la zone de compétitivité des entreprises comparables, comme le démontre l'étude déposée à la Régie ;
 - b) HQ fait des efforts dans ses négociations pour contrôler l'évolution des salaires;
 - c) le Distributeur a déjà démontré une saine gestion en réduisant de façon importante son effectif depuis 2008 (-23 % entre 2008 et 2015).
- 5.10 À plus forte raison et en plus de ce qui précède, dans un contexte où les taux de croissance des salaires découlent de conventions collectives négociées avant l'entrée en vigueur d'un MRI et où leurs coûts ont été reconnus par la Régie dans le cadre de la fixation de tarifs selon la méthode paramétrique, les taux de croissance des salaires existants ne doivent pas être considérés sous le contrôle du Distributeur dans le MRI à l'étude dans le présent dossier.

⁴² N.s. vol. 6, 21 septembre 2016, page 61(1-6). Voir aussi page 61(8-15).

⁴³ D-2003-93, page 13.

Sommaire de la proposition du Distributeur

- 5.11 Le Distributeur propose l'utilisation d'un facteur d'inflation composé d'un indice d'inflation du Canada et du taux interne de croissance des salaires prévus aux fins d'une application pour les coûts d'une année projetée.

6. LE FACTEUR DE PRODUCTIVITÉ (FACTEUR « X »)

6.1 Le facteur « X » ou facteur de productivité vise à tenir compte dans la formule du MRI du taux de productivité à long terme de l'industrie et de refléter ce taux de long terme dans la fixation des tarifs de l'entreprise réglementée sur la base des coûts.

- Rapport de Concentric
- AUC, décision D-2012-237, para 277 et 278.

6.2 Le Distributeur propose que le facteur de productivité soit fixé selon l'approche du jugement éclairé de la Régie, comme recommandé par les experts Concentric, c'est-à-dire en se basant sur l'historique d'efficacité du Distributeur, les études existantes de productivité en Amérique du Nord et sur différents exercices de balisage déjà produits.

6.3 Les avantages de l'approche du jugement éclairé sont les suivants :

- a) Permet d'alléger le processus en recourant aux études existantes, ce qui évite l'étape longue, coûteuse et sujette à controverse de procéder à une étude de productivité spécifique pour le Distributeur.
- b) Permet d'adapter le facteur X au contexte propre au Distributeur et de tenir compte des importants efforts d'efficacité réalisés par le passé.

➤ HQT-4, Document 1 (réponse 4.2) :

Concentric believes that this record of productivity studies in conjunction with an examination of HQD's historic productivity trends would sufficiently inform the Régie to make a reasonable decision on the key parameters of a multi-year rate plan.

6.4 Dans son témoignage, l'expert Jim Coyne explique clairement comment l'approche du jugement trouve application dans la réalité du régulateur⁴⁴. Ainsi, une fois les caractéristiques du MRI déterminées, le régulateur recherchera un groupe d'entreprises comparables et tentera d'isoler les mêmes composantes que celles de l'entreprise à laquelle on appliquera le MRI. Toutefois, les données disponibles ne sont généralement pas adéquates pour effectuer une comparaison parfaite. C'est pourquoi le régulateur devrait établir un profil de coûts souhaité pour l'entreprise sur la base des données détaillées qu'elle devra fournir, puis exercer son jugement pour déterminer le facteur de productivité. Le témoin ajoute également que :

And at the end of the day, you [can't] avoid that judgment because your cost, the cost data that you have will never allow you to do precisely what you wanted to do because, on the one case, you have access to proprietary data for HQD, in this case, that you don't have for the sample of US companies and you definitely don't have it for sample of Canadian companies. So it's an imperfection that you're stuck with and judgment is the link that allows you to move forward if you still want to move forward with an I – X formula⁴⁵.

⁴⁴ N.s. vol. 5, 20 septembre 2016, page 171(12) à 173(13).

⁴⁵ *Id.* page 173(3 à 13).

- 6.5 Le témoin précise que sa recommandation repose sur la nécessité d'établir le niveau de productivité du Distributeur au fil des ans, et qu'elle pourrait notamment comprendre un ou plusieurs des moyens suivants :
- a) Sommaire des plans d'actions en efficience, des actions mises en œuvre, des gains d'efficience passés et de la capacité du Distributeur de maintenir un même niveau de productivité dans le futur ;
 - b) Analyse des exercices de balisage effectués par le Distributeur depuis 2005 avec PA Consulting puis First Quartile sur les activités de services à la clientèle et ceux du réseau de distribution ;
 - c) Analyses et résumés des études de productivité multifactorielle dans les juridictions nord-américaines des dernières années ; et
 - d) Si nécessaire, une étude de productivité multifactorielle pour le Distributeur selon la portée des coûts couverts par la formule que la Régie décidera.
- 6.6 Bien que la réalisation d'une étude de productivité propre au Distributeur soit présentée comme l'un des moyens permettant à la Régie d'exercer un jugement éclairé, la réalisation d'une telle étude n'apparaît pas indispensable au Distributeur pour la fixation du facteur X. Toutefois, si la Régie juge nécessaire d'obtenir une telle étude de productivité, le Distributeur serait prêt à la réaliser.
- 6.7 Sur la base d'une évaluation sommaire par les experts Concentric du temps requis pour réaliser un tel exercice, le Distributeur évalue que le tout pourrait être rendu disponible en phase 3, afin de permettre à la Régie de décider dans cette phase du facteur X comme du facteur I appropriés pour le Distributeur. Cependant, il serait préférable que les travaux débutent une fois que la Régie aura statué sur la portée des éléments de coûts couverts par la formule permettant ainsi de déterminer si l'analyse pour le Distributeur est partielle ou totale.
- 6.8 Ces informations et les études déjà disponibles permettront à la Régie, comme l'indique l'expert Jim Coyne dans son témoignage, d'exercer valablement son jugement :
- A Well, I would suggest that the Régie has access to all of these productivity studies. They're a matter of public record, as well as one... an updated study that was just provided by the Brattle Group in Alberta, along with... there's a new and expending record in Alberta as well on updating that X factor. So, it's not necessary for the Régie to commission a study per se in order to have access to that work. It's expensive work and it's time consuming work. So, it doesn't necessarily have to recreate the wheel. And one should be mindful of the fact that these studies, for the most part are industry studies, so they're the same types of studies that one would see submitted here, in the sense that they are measuring performance of a broad group of electric utilities or electric and gas utilities. Of course I think electric utilities are more appropriate in this case. But those types of studies are out there.
- Q. Yes.
- A. And would it be beneficial to see a study that is specific to HQD? And I think the answer is yes. I would say in all probability, I would like to see... And when I say that, I would like to see an analysis, if I were the Régie, of the company's productivity over time, changes in that productivity over time, in order to help to form my basis for what

I think is the proper X factor, on a going forward basis. So, I think it would be reasonable to expect to see that type of information⁴⁶.

Étude de productivité multifactorielle

- 6.9 Certains intervenants, et notamment l'expert Lowry, suggèrent la réalisation d'une étude de productivité multifactorielle de l'industrie.
- 6.10 Le Distributeur est d'avis que la proposition de procéder à une étude de productivité multifactorielle de l'industrie ne devrait pas être retenue, les inconvénients étant nombreux :
- Difficulté de définir les études qui seraient utiles et de trouver de véritables entreprises comparables;
 - Difficulté de bien définir les paramètres des études : méthodologie, marché de comparaison, obtention des données et validité des résultats;
 - Contreproductif d'investir temps et argent dans des études complexes qui, ultimement, apporteraient peu d'éclairage sur les véritables questions auxquelles on est confronté : les coûts se compteraient en millions \$ pour la réalisation d'une étude et la conduite du processus réglementaire associé.
 - Le jugement éclairé du régulateur est de toute façon requis pour apprécier les conclusions des études.
- 6.11 Les experts Concentric et Elenchus sont d'avis que la réalisation d'une étude de productivité multifactorielle de l'industrie est de nature très technique et sujette à controverse⁴⁷.
- 6.12 À titre d'exemple, ces études sont très sensibles à la période retenue aux fins de leur réalisation : une étude de la firme NERA portant sur les années 1972 à 2009 donne un facteur de productivité de 0,96 %, mais de 1,13 % lorsque les deux premières années sont retranchées de la période.
- 6.13 Un autre exemple : dans le dossier générique de l'AUC, deux études de productivité étaient déposées en preuve au dossier : la première concluait à un facteur de productivité de l'industrie de 0,96 % et l'autre entre 1,32 % et 1,69 %, soit une différence importante.
- 6.14 Ce dossier a amené l'AUC à poser un jugement sur une série de caractéristiques de l'étude de productivité, après débats extensifs sur chacun d'eux : années de référence de l'étude, taille et composition du groupe d'entreprises comparables au Canada et aux États-Unis, l'utilisation de données accessibles publiquement ou non et le type d'indicateur de productivité.

⁴⁶ N.s. vol. 5, 20 septembre 2016, pages 207(4) à 208(10).

⁴⁷ Rapport de ELENCHUS, page 41; Témoignage de Jim Coyne, n.s. 19 septembre 2016.

- AUC, décision D-2012-237, pages 59 à 87 (pour la partie sur l'étude de productivité seulement), incluant la participation de 6 experts, y compris M. Lowry, ayant proposé des facteurs X allant de -2 % à 1,3 %;
- 6.15 Il importe de mentionner que l'AUC indique dans sa décision qu'elle ne retient pas l'étude de productivité de M. Lowry considérant le manque de transparence et d'objectivité quant aux données utilisées :
364. In light of the above considerations, the Commission agrees with NERA, ATCO Gas and AltaGas that the lack of publicly available data and transparent methodology represent major drawbacks to the use of PEG's productivity analysis. In contrast, as noted earlier in this section, the Commission agrees with the companies that NERA's TFP study was transparent and objective.
- [...]
412. In the Commission's view, NERA's study was more objective and transparent compared to PEG's analysis. First, as the Commission observed in Section 6.3.2 above, the choice of a sample period in PEG's study was primarily based on Dr. Lowry's personal judgment, not on objective criteria. Moreover, as set out in Section 6.3.4, PEG's lack of transparency in data processing did not allow either the other parties nor the independent consultant NERA, to fully test and verify its TFP recommendation. As such, while the Commission recognizes the value of a separate productivity study focusing on gas distributors, the drawbacks of PEG's TFP research do not allow the Commission to rely on it.
- Voir également le témoignage de CEA concernant les constats généraux relatifs à ce type de débat dans l'industrie⁴⁸.
- 6.16 M. Lowry suggère ainsi à la Régie de procéder à une étude de productivité multifactorielle de l'industrie selon sa propre conception de la chose, laquelle s'oppose à la fois aux études de balisage existantes qu'à toute personne qui utiliserait une méthode différente de la sienne, afin de déterminer le facteur X de la formule du MRI.
- 6.17 Le Distributeur estime que cette suggestion est mal fondée et qu'elle conduirait aux mêmes critiques que celles formulées par l'AUC, à savoir que la démarche de M. Lowry s'appuie sur des données non publiques qui ne permettraient pas aux autres parties d'en faire un examen raisonnable. Tout comme l'AUC, la Régie pourrait également être amenée à conclure qu'une telle étude ne peut servir de base valable pour le MRI du Distributeur.
- 6.18 Une démarche semblable au Québec sera invariablement longue et très coûteuse. Le Distributeur estime également que sa proposition par laquelle la Régie exercerait son jugement éclairé est supérieure à l'utilisation d'une étude éventuelle de productivité multifactorielle qui serait sujette aux réserves et aux éléments de controverse mentionnés plus haut.

⁴⁸ N.s. vol. 5, 20 septembre 2016, pages 207(4) à 208(10).

- 6.19 De plus, la proposition de procéder à une étude de productivité multifactorielle est, de façon marquée, contraire à l'allègement réglementaire et à la volonté de simplification de la réglementation souhaitée par le législateur par l'article 48.1 LRÉ.
- 6.20 Le Distributeur estime qu'il ne sera pas approprié que la clientèle assume les coûts d'un débat d'experts qui produiraient des études de productivité, alors que la Régie est en mesure de poser un jugement sur le facteur de productivité applicable au Distributeur.

Sommaire de la proposition du Distributeur

- 6.21 Le Distributeur propose l'utilisation d'un facteur de productivité déterminé selon l'approche du jugement, alimenté par une analyse de la productivité au fil des ans du Distributeur et des études existantes sur la productivité. Le Distributeur s'oppose à la réalisation d'une étude de productivité multifactorielle, une démarche longue, coûteuse et sujette à controverse qui n'est pas dans l'intérêt de la clientèle.
- 6.22 Accessoirement, si la Régie juge nécessaire d'obtenir une étude de productivité multifactorielle, le Distributeur suggère d'opter pour la recommandation de son expert de faire une étude pour le Distributeur seulement qui permettrait à la Régie d'exercer son jugement éclairé pour fixer le facteur X. Dans cette recommandation, des analyses des exercices de balisage du Distributeur, des gains d'efficacité du Distributeur et des études multifactorielles de l'industrie disponibles en Amérique du Nord viendraient compléter l'analyse de productivité multifactorielle du Distributeur.

7. LE FACTEUR DE CROISSANCE

- 7.1 Le meilleur inducteur de coût du Distributeur est l'augmentation du nombre d'abonnements⁴⁹.
- 7.2 Le nouvel abonnement est le déclencheur principal de coût pour le Distributeur, y compris l'appel téléphonique, le processus de raccordement et les coûts de distribution qui y sont associés⁵⁰.
- 7.3 Le Distributeur a fourni une preuve suffisante qu'il est approprié de retenir la croissance des abonnements à titre de facteur de croissance dans la formule d'indexation⁵¹.

➤ Pièce HQT-D-4, Document 1 (réponse à la question 3.1) :

Le Distributeur privilégie l'évolution du nombre d'abonnements comme inducteur de croissance de ses coûts, soit une approche similaire à celle utilisée actuellement dans les dossiers tarifaires aux fins de l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitations.

L'abonnement est en lieu direct avec la mission de base du Distributeur consistant à planifier et exploiter le réseau afin d'alimenter en électricité ses clients et à assurer les services à tous les clients qui en font la demande. L'évolution du nombre d'abonnements est ainsi intimement liée à la croissance des coûts du Distributeur.

Sur une base annuelle, le Distributeur déposera la mise à jour de certains paramètres de la formule paramétrique incluant entre autres la révision de la croissance des abonnements projetés et du taux d'inflation, comme proposé dans la formule paramétrique citée en préambule.

⁴⁹ Il est à noter que l'expert Lowry ne conteste pas cette assertion.

⁵⁰ Témoignage de Mme Françoise Mettelet, n.s. vol. 6, 21 septembre 2016, page 96(8-19).

⁵¹ *Id.* voir aussi page 97(1-7).

8. EXCLUSIONS (FACTEUR « Y »)

Généralités

8.1 Tous les experts au présent dossier recommandent d'exclure certains coûts de la formule du MRI, dont ceux identifiés à titre de facteur « Y ». Il s'agit de coûts hors du contrôle raisonnable du Distributeur et qui sont souvent des « flow-through », c'est-à-dire des coûts qui sont directement intégrés dans la fixation des tarifs tels les coûts d'achat d'électricité, les frais de transport, tous les coûts faisant l'objet de comptes d'écart et de report ainsi que l'impact de leur disposition (« CER »), de même que certains éléments des charges d'exploitation.

8.2 Dans sa preuve, le Distributeur décrit ainsi les exclusions qu'il propose à la formule d'indexation :

Le Distributeur propose d'exclure certains éléments de coûts de la formule I-X sur la base des critères suivants :

- Éléments sur lesquels le Distributeur n'exerce pas de contrôle direct : les achats d'électricité, le service de transport et les achats de combustible ;
- Éléments dont les coûts peuvent être volatils, imprévisibles, importants, et pour lesquels la Régie a reconnu des CER afin de protéger le Distributeur et les clients à l'égard de la variabilité des coûts et des revenus qui leur sont associés. Tous les CER reconnus par la Régie figurent dans cette catégorie. Dans le contexte de la réglementation incitative, les motifs au soutien de la mise en place et au maintien de ces CER demeurent valables ;
- Charges d'exploitation : Éléments de coûts hors du contrôle du Distributeur ou découlant d'exigences externes nouvelles (lois, décrets, obligations de prise en charge des réseaux), de coûts extraordinaires ou liés à de nouvelles activités non prévues aux budgets des années antérieures, ou encore des coûts temporaires découlant de projets d'investissement et/ou générant des gains. Cette catégorie correspond aux « activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » et aux « éléments spécifiques » déjà reflétés dans la formule paramétrique actuelle ;
- Coûts liés aux activités, projets et programmes pour lesquels une réduction de coûts pourrait avoir des conséquences indésirables dans le contexte d'un MRI. Les interventions en efficacité énergétique (soit les coûts du PGEÉ et du BEIÉ) se classent dans cette catégorie.

➤ Pièce HQT-D-3, Document 1, pages 14 et 15

8.3 Les experts Concentric mentionnent également que la plupart des MRI en Amérique du nord contiennent un bon nombre d'éléments de coûts identifiés comme facteur Y et qu'il n'y a pas d'association à y faire avec l'allègement réglementaire. Au besoin, l'utilisation de certains indicateurs peut par ailleurs alléger l'étape de l'examen des coûts ainsi exclus⁵².

⁵² Témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 6, 21 septembre 2016.

- 8.4 Le Distributeur propose d'exclure du MRI les coûts d'approvisionnement en électricité et les coûts de transport. Ces coûts sont généralement considérés comme des facteurs Y dans les MRI des distributeurs d'électricité en Amérique du Nord et doivent recevoir le traitement particulier prévu à la LRÉ. La présente argumentation traite de façon détaillée de ces deux types de coûts dans les sections suivantes :
- Coûts d'approvisionnement en électricité : section 10;
 - Coûts de transport : section 11.

Comptes d'écart et de report existants

- 8.5 Le Distributeur propose le maintien des coûts faisant l'objet des CER actuels à titre de facteurs « Y ».
- HQT-D-3, Document 1, page 15 :
Éléments dont les coûts peuvent être volatils, imprévisibles, importants, et pour lesquels la Régie a reconnu des CER afin de protéger le Distributeur et les clients à l'égard de la variabilité des coûts et des revenus qui leur sont associés. Tous les CER reconnus par la Régie figurent dans cette catégorie. Dans le contexte de la réglementation incitative, les motifs au soutien de la mise en place et au maintien de ces CER demeurent valables.
 - Liste des CER : pièce HQD-9, Document 7, page 6 (dossier R-3980-2016);
 - Demande d'un nouveau compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité au dossier R-3980-2016;
- 8.6 Les CER ont été reconnus par la Régie après un examen exhaustif des avantages et inconvénients de chacun afin de couvrir les éléments dont les coûts peuvent être volatils, imprévisibles, importants ou sur lesquels le Distributeur n'exerce pas de contrôle.
- 8.7 Les CER respectent les grands principes retenus par la Régie, à savoir notamment les principes d'équité intergénérationnelle et de stabilité tarifaire.
- 8.8 Par ses comptes d'écarts et de reports, le Distributeur reflète ni plus ni moins que les coûts réels.
- 8.9 Les critères sur la base desquels les CER ont été approuvés ont déjà été pris en compte dans la décision de la Régie (éléments importants, hors du contrôle, dans certains cas imprévisibles et non couverts par le risque d'affaires du Distributeur).
- 8.10 Le retrait d'éléments exclus par la proposition du Distributeur est de nature à augmenter le risque du Distributeur.
- 8.11 L'exclusion du rendement sur la base de tarification à titre de facteur Y est pleinement justifiée (voir section 12 traitant du coût du capital).

Sommaire de la proposition du Distributeur

- 8.12 Le Distributeur propose d'exclure les éléments identifiés aux pages 14 et 15 de la pièce HQT-D-3, Document 1 de la formule d'indexation du MRI.

9. EXCLUSIONS (FACTEUR « Z »)

- 9.1 Les exclusions identifiées comme facteurs Z correspondent à des événements exogènes et ayant un impact financier important. Ces éléments devraient être exclus de l'application de la formule d'indexation I – X.
- 9.2 Le Distributeur a la responsabilité de préparer une demande d'exclusion à la Régie et de déposer une preuve à son soutien. Ce n'est qu'une fois que la Régie se serait prononcée sur une telle demande du Distributeur que le MRI serait ajusté afin de tenir compte de l'élément exogène.
- 9.3 Les experts Concentric indiquent que la reconnaissance d'éléments exogènes à titre de facteur Z est avant tout une question de jugement du régulateur et qu'il n'est pas aisé d'en donner une définition précise.
- 9.4 L'utilisation d'exemples réels et hypothétiques permet de saisir la portée du concept :
- a) Déversement aux Îles-de-la-Madeleine (CER reconnu par la Régie);
 - b) Changement de normes comptables;
 - c) Changement de loi, de règlement ou de taxes (dépend de l'intervention d'un législateur ou du gouvernement).
- 9.5 Sur la base du témoignage des experts Concentric et de certains critères utilisés par l'AUC dans la décision de principe D-2012-237, le Distributeur estime que les critères non exhaustifs suivants pourraient être utiles pour déterminer l'admissibilité d'un élément à titre de facteur Z, le tout étant sujet à discussion dans le cadre de la phase 3 du présent dossier⁵³ :
- a) Événement hors du contrôle de la direction du Distributeur;
 - b) Impact financier important pouvant être assujéti à un seuil exprimé en \$ ou en pourcentage du taux de rendement sur l'avoir propre;
 - c) Dépenses encourues de façon prudente;
 - d) Impact d'un événement non prévu.
- 9.6 Le témoignage de l'expert Jim Coyne résume bien la situation, en ajoutant que la fixation d'un seuil est un élément de nature à rendre moins controversée la qualification d'un événement à titre de facteur exogène⁵⁴, donc exclu de la formule d'indexation.

⁵³ Témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 6, 21 septembre 2016

⁵⁴ N.s. vol. 6, 21 septembre 2016, pages 31(19) à 32(4).

10. COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

L'application du MRI aux approvisionnements en électricité du Distributeur

10.1 Le Distributeur comprend que l'exercice de détermination des principales caractéristiques du MRI ne vise pas à remettre en question le cadre législatif et réglementaire applicable, notamment celui relatif à la détermination des coûts d'approvisionnement, dont l'obligation pour le Distributeur de refléter les coûts réels de ses approvisionnements tant patrimoniaux que postpatrimoniaux.

10.2 Cette compréhension est confirmée par la décision D-2015-169 :

[38] Cette disposition a été insérée dans le chapitre IV relatif à la tarification, sans toutefois abroger ou modifier les dispositions qui prévoient la manière dont les tarifs de transport et de distribution d'électricité doivent être établis.

10.3 Le compte de *pass-on* est le mécanisme par lequel le Distributeur reflète pleinement l'effet de l'article 52.2 de la LRÉ. Les distributeurs gaziers ont des mécanismes similaires qui ont toujours été exclus des MRI en place (Gazifère et Gaz Métro).

10.4 En effet, le *pass-on* n'est pas seulement opportun d'un point de vue réglementaire, mais il constitue aussi une obligation juridique en vertu de l'article 52.2 de la LRÉ, comme il fut confirmé par la Régie dans la décision D-2005-132. Or, certaines propositions des intervenants heurtent de plein fouet le cadre législatif et réglementaire applicable aux approvisionnements en électricité.

10.5 Cette décision interprétant notamment les articles 52.1 et 52.2 de la LRÉ confirme les règles suivantes :

- a) Toute procédure d'établissement des tarifs d'électricité doit reposer sur l'utilisation des coûts réels de fourniture d'électricité;
- b) La notion de coût réel s'oppose à celle de coût prévisionnel;
- c) Pour déterminer les coûts de fourniture d'électricité, la Régie n'a pas de discrétion ou de flexibilité pour appliquer une méthode autre que celle de l'utilisation des coûts réels.

10.6 La décision D-2005-132 révisait la décision D-2005-34 qui tentait d'introduire une entorse à l'utilisation des coûts réels d'approvisionnement en électricité post-patrimoniaux. La Régie y avait en effet décidé de ne pas reconnaître les écarts de coûts qui excédaient un écart-type, ce n'était pas conforme à l'article 52.2 de la LRÉ :

La méthodologie à suivre pour fixer le tarif, quant à elle, est explicite. L'article 52.2 de la Loi prévoit en effet que les coûts de fourniture d'électricité visés par l'article 52.1 de la Loi sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le Distributeur pour satisfaire les besoins qui excèdent l'électricité patrimoniale.

La notion de « coût réel » réfère aux coûts réellement engagés par opposition aux coûts établis sur une base prévisionnelle. L'utilisation dans le libellé de l'article 52.2 d'un terme

aussi précis laisse peu de place à l'interprétation. Pour être conforme à la Loi, la procédure d'établissement des coûts de fourniture d'électricité aux fins de la fixation du tarif de distribution d'électricité doit reposer sur l'utilisation des coûts réellement engagés par le Distributeur.

En faisant supporter par le Distributeur les écarts de coûts réels se situant à l'intérieur d'un écart-type, la Décision a pour conséquence de priver l'article 52.2 de son effet utile, tout au moins pour l'année tarifaire 2005, c'est-à-dire que les coûts d'approvisionnement ne seront pas établis par l'addition des coûts de l'électricité patrimoniale et des coûts réellement engagés pour les contrats qui excèdent l'électricité patrimoniale. Une telle approche n'est pas conforme aux dispositions de l'article 52.2 de la Loi.

Enfin, lorsque la Régie est appelée à fixer ou modifier un tarif de transport ou à établir un revenu requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, elle peut, suivant les dispositions du dernier alinéa de l'article 49 de la Loi, « également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée ». Il y a lieu de souligner que la Régie n'a pas cette flexibilité lorsqu'elle établit la composante « coûts de fourniture d'électricité » du tarif de distribution d'électricité. En effet, le premier alinéa de l'article 52.1 ne prévoit pas que la Régie puisse utiliser, lorsqu'elle fixe un tarif de distribution, une méthode autre que celle prescrite à ce même article, soit tenir compte des coûts de fourniture d'électricité établis suivant les prescriptions de l'article 52.2, contrairement à ce qui prévaut à l'article 49 lorsque la Régie fixe un tarif de transport ou à l'article 52.3 lorsqu'elle fixe le revenu requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution. Dans ces deux derniers cas, le dernier alinéa de l'article 49 est applicable si nécessaire.

- 10.7 Le témoignage des experts Concentric est probant quant au fait que le cadre réglementaire relatif aux approvisionnements est robuste⁵⁵ et constitue le meilleur incitatif pour le Distributeur à s'assurer que les coûts sont les plus bas possibles :

In summary, through its various interventions, HQD currently has a direct impact on supply needs and a limited ability to influence supply costs. The Régie will continue to review the performance of the supply plan and approve HQD's supply management and the related supply costs on an annual basis. This annual review of supply costs is the best incentive to ensure that these costs are the lowest they can possibly be for customers⁵⁶.

Demande de rejet de parties de preuve de l'AHQ-ARQ et de l'AQCIE-CIFQ

- 10.8 La recommandation de l'AHQ-ARQ d'appliquer un plafonnement du prix du service d'intégration éolienne (p.12 Mémoire C-AHQ-ARQ-0014) déborde du cadre du présent dossier dans la mesure où le prix du service d'intégration éolienne est déterminé au terme d'un processus réglementaire exhaustif (approbation des caractéristiques, appel d'offres et approbation du contrat) et que le Distributeur doit refléter l'ensemble de ses coûts. Le MRI ne peut donc se superposer ni se substituer à ce processus réglementaire. Le Distributeur s'objecte à cette preuve et demande la radiation du troisième paragraphe de la page 12 du mémoire de l'AHQ-ARQ.

⁵⁵ N.s. vol. 4, pages 188(3) à 190(23).

⁵⁶ Pièce HQTd-4, document 1, page 5. Voir aussi le témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016, page 166(3-23).

10.9 La proposition de l'expert de l'AQCIE-CIFQ d'appliquer un plafonnement des prix dont la portée s'étendrait à l'ensemble des coûts alloués aux clients industriels, comme précisé par la réponse à la question 1 de la demande de renseignements de la FCEI (C-AQCIE-CIFQ-0039), s'oppose à la LRÉ en empêchant le Distributeur de refléter ses coûts réels d'approvisionnement aux clients du tarif L. Le caractère illégal de la proposition de l'expert à la réponse 1.3.1 est sans équivoque :

- C-AQCIE-CIFQ-0039 Réponse à la question 1.3.1, page 2;

The costs of electricity and transmission would be treated as exclusions from the attrition relief mechanism for all service classes. The difference is that recovery of excluded costs allocated to the decoupled services would be guaranteed, whereas recovery of excluded costs allocated to price cap services would not be.
(...)

(Nos soulignés)

10.10 Le Distributeur s'objecte à cette preuve et demande la radiation de cette réponse et de la section du mémoire de l'AQCIE-CIFQ portant sur l'application d'un MRI de type plafonnement des prix pour les clients industriels (Tableau 4 « revised ») et les sections en support à ce tableau, soit les sections 5.2.2, page 51, 5.4.2 et 5.4.3 pages 64 à 66 et 6.2.2 aux pages 97 et 98 du Mémoire d'expertise C-AQCIE-CIFQ-0046).

10.11 Par ailleurs, le Distributeur s'objecte à toute preuve ou précision à la preuve, notamment en ce qui concerne la mise en place d'indicateurs de performance, dont la finalité pourrait entraver l'application du cadre réglementaire en matière d'approvisionnement, notamment de l'article 52.2 de la LRÉ.

Indicateur lié aux coûts d'approvisionnement en électricité

10.12 Le Distributeur s'oppose à la détermination d'indicateurs couvrant le coût d'approvisionnement post-patrimonial, un élément virtuellement absent de la réglementation nord-américaine⁵⁷, tel que ceux proposés par PEG (sur les coûts d'approvisionnement du Distributeur et sur la gestion de la puissance à la pointe) par la FCEI (indicateur de la capacité du Distributeur à contrôler la charge de ses clients) ou par l'AHQ-ARQ (indicateur mettant en relation le coût des achats de court terme en hiver et la puissance et l'énergie patrimoniale inutilisées).

10.13 Tant Concentric que PEG reconnaissent que les coûts d'approvisionnement en électricité sont généralement exclus des MRI des distributeurs d'électricité en Amérique du nord.

- Pièce HQT4-4, Document 1.2 (réponse 5.2);

⁵⁷ Témoignage de Jim Coyne, n.s. 19 septembre 2016.

10.14 L'introduction de tels indicateurs, si tant est que l'on puisse les déterminer, aurait des conséquences négatives sur l'évaluation de la stabilité financière du Distributeur et serait mal reçu par le marché. Cela créerait un « tremendous increase in risk »⁵⁸.

10.15 D'une part, l'introduction de tels indicateurs aurait pour effet de faire revivre la situation non conforme à la LRÉ, en réintroduisant indirectement une méthode de fixation des tarifs qui n'utilise pas le coût réel des approvisionnements (voir plus haut).

10.16 D'autre part, le Distributeur rappelle les éléments suivants du cadre réglementaire relatif aux approvisionnements en électricité :

➤ Pièce HQT-D-4, Document 1.2, (réponse 5.1)

L'énergie post-patrimoniale ne représente qu'environ 9 % des sources d'approvisionnement (en 2015) et les achats prévus d'approvisionnement de court terme selon le dernier état d'avancement du plan n'en représente que 0,5 % ;

Les contrats d'approvisionnement post-patrimonial sont soit :

- Pour l'horizon de court terme ou d'urgence, des approvisionnements sous dispense octroyée par la Régie, ce qui représente environ 1 TWh à température normale avant 2022 ;
- Pour l'horizon de long terme, des contrats approuvés par la Régie découlant d'appels d'offres supervisés par la Régie et des contrats conclus avec le Producteur faisant suite à de nombreux dossiers réglementaires;

En vertu des contrats, le prix est fixé à l'avance et le Distributeur a l'obligation de prendre livraison de l'électricité ;

Pour les achats de court terme, le Distributeur adresse ses besoins à plus d'un fournisseur et opte pour les achats qui sont les moins coûteux ou le prix du marché.

10.17 Les experts Concentric ont démontré qu'ils comprenaient bien le cadre réglementaire actuel et ont offert un témoignage crédible et probant relativement aux incitatifs existants :

- a) L'examen *ex ante* du plan d'approvisionnement et *ex post* des résultats obtenus en application des stratégies d'approvisionnement qui y sont prévues est le standard de l'industrie. Ce processus est robuste;
- b) L'obligation pour le Distributeur d'avoir à justifier tout écart entre les stratégies identifiées au plan d'approvisionnement et les résultats réels représente en soi un incitatif important à la performance;
- c) Les pratiques de l'industrie sont basées sur des critères de fiabilité qui s'incarnent en divers produits d'approvisionnement comme de la réserve;
- d) La fiabilité des approvisionnements doit représenter un équilibre avec les coûts qui y sont associés, ce qui constitue un débat de politique publique qui se fait typiquement dans les dossiers de plan d'approvisionnement en électricité;

⁵⁸ Témoignage de Jim Coyne, n.s. 19 septembre 2016.

- e) Le fait que la Régie ait déjà refusé des quantités de puissance demandées par le Distributeur dans le cadre de l'étude du plan d'approvisionnement est une preuve tangible et éloquente que le cadre réglementaire actuelle fonctionne bien;
- f) Il n'est pas possible de mettre en place un indicateur des coûts des approvisionnements de court terme en l'absence d'un marché organisé et liquide, comme c'est généralement le cas pour le gaz naturel. Contrairement aux prétentions du témoin Lowry, l'utilisation d'indices tirés des prix de marché hors Québec ne reflète aucunement le coût des approvisionnements du Distributeur provenant du Québec.
- g) Les coûts d'approvisionnement en électricité sont généralement considérés comme étant hors du contrôle direct de la direction des distributeurs⁵⁹.

10.18 Le Distributeur s'oppose donc à l'utilisation de tels indicateurs :

➤ Pièce HQT-D-4, Document 1.2 (réponse 5.1)

En conclusion, le Distributeur soumet respectueusement qu'un indicateur relatif au coût global d'achat d'énergie post-patrimoniale aurait peu d'utilité.

À cet effet, il souligne qu'on ne saurait porter un jugement ex-post sur la stratégie d'approvisionnement du distributeur sur la base des résultats d'un tel indicateur. En effet, cette stratégie est optimisée ex ante, sur la base des meilleures hypothèses disponibles. Elle est examinée par les intervenants et la Régie et approuvée par cette dernière. Par contre, les aléas liés, par exemple, à la température ou la conjoncture économique, font en sorte que le Distributeur doit ajuster cette stratégie en cours de route. Cela ne doit pas amener à conclure que la stratégie originale n'était pas optimale, elle l'était au moment où la décision a été prise.

Pour porter un jugement, on doit se demander si le Distributeur a pris les meilleures décisions possibles au moment où elles ont été prises, et non pas quelles décisions il aurait dû prendre s'il avait connu l'avenir avec certitude.

10.19 Les allégations de certains intervenants à l'effet que le Distributeur favoriserait son affiliée HQP sont mal fondées et ne reposent sur aucune preuve. Toutes les revues effectuées par la Régie ont conduit au rejet des critiques et à la conclusion que le Distributeur a payé un prix conforme à celui du marché pour ses approvisionnements de court terme.

10.20 L'exemple de l'examen des transactions des 4 et 5 décembre 2014 par la Régie et les intervenants est une illustration éloquente du bon fonctionnement du processus existant. La Régie a conclu, après la preuve et les représentations du Distributeur et

⁵⁹ Témoignage de Robert Yardey et Jim Coyne, n.s. 19 septembre 2016.

d'intervenants par sa décision D-2016-033 (paragr. 312 à 346), que tous les approvisionnements pour ces journées respectaient le cadre réglementaire :

[344] Par ailleurs, considérant les faits exposés et la situation de force majeure qui prévalait sur le réseau de transport au moment des événements survenus les 4 et 5 décembre 2014, la Régie se déclare satisfaite de la preuve fournie par le Distributeur relativement aux transactions d'urgence associées à cet événement.

10.21 Le Distributeur attire l'attention de la Régie sur les paragraphes 312 à 320 de cette décision D-2016-033 dans lesquels la Régie résume la preuve détaillée fournie par le Distributeur.

Sommaire de la proposition du Distributeur

10.22 Le Distributeur estime que les coûts des approvisionnements en électricité doivent être exclus de la formule d'indexation à titre de facteur Y, considérant les dispositions claires de la LRE à l'effet que seuls les coûts réels doivent être utilisés dans la fixation des tarifs.

10.23 Le Distributeur s'oppose à la fixation d'un indicateur lié au coût des approvisionnements en électricité, considérant l'ensemble des interventions de la Régie en termes d'approbation des plans d'approvisionnement, de programmes et de contrats.

11. COÛTS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Exclusion des coûts de transport du MRI

11.7 Les coûts liés au service de transport sont exclus de la formule d'indexation, puisque le Distributeur n'exerce pas de contrôle direct sur ces coûts.

- HQT-3, Document 1, page 14;

11.8 Le Distributeur a peu d'influence sur les coûts de transport, notamment à court terme. Le Distributeur ne fait qu'informer le Transporteur de ses besoins. À long terme, le Distributeur peut, grâce à ses efforts en matière d'efficacité énergétique et en gestion de la demande et si ces efforts sont significatifs, réduire dans une certaine mesure les besoins en équipements de transport et de distribution.

- HQT-4, Document 2 (réponse 1.2);
- HQT-4, Document 3, (réponse 7.1);
- HQT-4, Document 1.2, (réponse 6.2).

11.9 Les experts Concentric indiquent que le Distributeur n'a aucun moyen d'agir sur les coûts de transport à court terme. À long terme, les seuls moyens dont il dispose sont la mise en place de programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la demande, comme l'exercice de l'option d'électricité interruptible, pour lesquels il ne contrôle pas l'adhésion de la clientèle. Ces moyens ont une portée limitée. Concentric conclut que l'inclusion des coûts de transport dans le MRI du Distributeur serait inappropriée considérant le faible contrôle d'HQD sur la pointe à chaque année et que les coûts seront couverts par le MRI du Transporteur.

- HQT-4, Document 1.2, (réponse 6.2);

11.10 En audience, plusieurs ont abordé la question de la contribution de l'efficacité énergétique et de la gestion de la demande en réduction des coûts de transport. Or, les activités d'efficacité énergétique sont essentiellement tributaires des budgets qui y sont consacrés. Il s'agit d'une question de politique publique. Du reste, ces mesures ont un impact à long terme, mais pas nécessairement sur la durée d'un MRI. En outre, l'efficacité de tels programmes est tributaire de la réaction des clients, sur laquelle le Distributeur a peu de contrôle.

11.11 Le transfert des coûts de transport de la charge locale est pleinement justifié à titre de facteur Y dans la proposition du Distributeur :

- a) Cette facture est transférée dans les revenus requis du Distributeur suite à une décision dans le dossier tarifaire du transport;
- b) Dans le MRI, la facture de la charge locale est définie à l'issue de l'examen par la Régie du mécanisme du Transporteur;

- c) Il est difficile de concevoir que la facture de transport soit à la fois les résultats du MRI du Transporteur et qu'elle entre dans la formule du MRI du Distributeur, ce qui occasionnerait une double analyse réglementaire.

11.12 Les coûts du Transporteur seront revus dans le dossier du MRI du Transporteur ;

11.13 Par ailleurs, les coûts de transport sont généralement exclus des formules d'indexation des MRI à titre de facteur Y, pour les raisons exprimées plus haut.

Sommaire de la proposition du Distributeur

11.14 Le Distributeur propose d'exclure les coûts de transport de la formule d'indexation, considérant l'absence de contrôle de sa part sur ces coûts et considérant que c'est la Régie qui fixe les tarifs et les conditions des services de transport du transporteur.

12. RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION : COÛT DU CAPITAL, AMORTISSEMENT ET BASE DE TARIFICATION

12.1 Il y a lieu de distinguer, dans le traitement du rendement sur la base de tarification, le coût du capital, la base de tarification et l'amortissement.

Traitement du coût du capital

12.2 Le coût du capital pour le Distributeur est établi pour la portion dette, sur la base du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec, aucune dette n'étant émise par le Distributeur. Le coût présumé de la dette a été reconnu par la Régie pour déterminer le coût de la dette du Distributeur.

12.3 Le Distributeur n'exerce pas de contrôle sur le coût de la dette qui est fixé par Hydro-Québec, ni sur le coût des capitaux propres qui est fixé par la Régie.

12.4 Pour la portion rendement, le taux a été établi à 8,2 % par la Régie à l'issue de l'examen effectué dans le dossier R-3842-2013 pour le Transporteur et le Distributeur.

12.5 Par ailleurs, les variations des taux d'intérêts induiraient des coûts ne seraient qu'artificiellement attribués à l'entreprise réglementée ou à la clientèle⁶⁰. L'inclusion dans la formule du MRI du rendement sur la base de tarification depuis les 10 dernières années aurait ainsi empêché la clientèle de bénéficier des baisses de taux d'intérêts vécues année après année.

12.6 Il est reconnu que le traitement des coûts du capital constitue un enjeu fréquent dans l'établissement de MRI. Cependant, aucun MRI adopté récemment ne couvre tous les éléments des coûts du capital.

Traitement de la base de tarification

12.7 La Régie autorise les investissements du Distributeur en vertu de l'article 73 LRE. Les investissements de plus ou de moins de 10 M\$ préalablement autorisés n'affectent la base de tarification que lors de leurs mises en service. Il y a donc lieu de mettre à jour la base de tarification pour tenir compte des mises en service relatives aux projets autorisés par la Régie.

12.8 Ainsi, selon la proposition du Distributeur, la base de tarification n'évoluerait pas avec la formule I-X mais serait déterminée de la même manière que selon la méthode du coût de service et évoluerait selon les retraits et les mises en service prévues.

Traitement de l'amortissement

12.10 Le MRI proposé par HQD prévoit l'inclusion de l'amortissement dans la formule I-X⁶¹.

⁶⁰ Témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016.

⁶¹ Exception faite de l'amortissement lié aux éléments exclus de la formule I-X

Cette inclusion résulte du constat fait par le Distributeur de l'évolution de l'amortissement dans le temps cohérente avec une croissance selon I-X et que cette évolution est relativement prévisible.

Amortization is the direct result of capital projects but nonetheless appears to be manageable under the formula for HQD so it's included in the I-X coverage. So while the return on rate base is treated as cost to service and beyond its direct control, the division has accepted the challenge of including amortization under the revenue cap. And it's almost as large as the return on rate base⁶².

[...] In the case of amortization, considerably so. But the thing with taxes and with amortization is that they are somewhat predictable, even though they're out of the company's direct control. And when I say outside of the company's direct control, it assumes that there's an ongoing approval process for capital project before the Régie, over which the company does not exercise its direct control⁶³.

12.11 Cependant, s'il devait y avoir des investissements découlant d'événements majeurs imprévus ou exceptionnels, il serait possible pour le Distributeur de demander à traiter l'amortissement qui y est associé en tant qu'exclusion de type Y ou Z.

Sommaire de la proposition du Distributeur

12.12 Le Distributeur propose d'inclure la charge d'amortissement dans la formule d'indexation, mais d'exclure le rendement sur la base de tarification (coûts du capital et base de tarification), considérant qu'il n'a pas de contrôle sur le coût de la dette ni sur le taux de rendement des capitaux propres et que le rendement sur la base de tarification ne fluctue pas en fonction d'une formule d'indexation de type I-X.

⁶² Voir n.s. vol. 4, 19 septembre 2016, pages 79 et 80.

⁶³ Voir n.s. vol. 4, 19 septembre 2016, pages 118 et 119.

13. COÛT DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

- 13.1 Le Distributeur propose que les coûts relatifs aux mesures d'efficacité énergétique et de réduction de la pointe soient exclus de toute formule d'indexation.
- HQD-3, Document 1, page 15.
- 13.2 Le traitement des interventions en efficacité énergétique comme un facteur Y permet de s'assurer que les budgets ne soient pas restreints par l'application d'une formule, ce qui irait à l'encontre de l'objectif de favoriser les économies d'énergie et la gestion de la demande en puissance. Le budget des interventions en efficacité énergétique n'évolue pas en fonction de l'inflation, mais des interventions mises de l'avant et de l'objectif d'économie d'énergie. De plus, il n'est pas souhaitable d'appliquer un facteur de productivité qui aurait pour effet de contraindre les efforts à ce chapitre.
- HQT4-4, Document 1, réponse 5.1.
- 13.3 Les dépenses en efficacité énergétique, qui se font sous forme d'investissements et de charges en application de notions comptables, sont indissociables. Selon la proposition du Distributeur, ces dépenses sont exclues de la formule d'indexation.
- 13.4 Dans une approche de plafonnement des revenus (*revenue-cap*), les revenus de l'entreprise réglementée ne sont pas directement liés au volume des ventes. Celle-ci est donc libre de mettre en place des mesures de réduction de la demande (énergie et puissance), mais uniquement si ces mesures sont peu coûteuses (rentables pour elle). Des mesures qui ne respectent pas ce critère risquent donc d'être mises de côté, même si elles sont socialement rentables. Le Distributeur rappelle que le test de neutralité tarifaire de la plupart des programmes actuels est négatif.
- 13.5 Dans une approche de plafonnement des tarifs (*price-cap*), l'entreprise a tout intérêt à accroître son volume de ventes puisque ses revenus y sont directement liés et, de ce fait, son rendement. Dans ce contexte, l'entreprise n'a aucun intérêt à promouvoir des mesures d'efficacité énergétiques qui viendraient réduire ses revenus.
- 13.6 Le Distributeur s'oppose à l'introduction de mécanismes de découplage et de compensation pour perte de revenus (LRAM), qui serait aussi complexes qu'inutiles. En effet, ces mécanismes complexifieraient indûment le MRI et requerraient, dans le cas du LRAM, de suivre et identifier les pertes de volume et de revenu.
- 13.7 Jumelés au MRI de nature hybride, ces mécanismes vont à l'encontre de l'allègement réglementaire exprimé à l'article 48.1 de la LRE et devraient à tout le moins dans la première génération de MRI être exclus.
- 13.8 Ces mécanismes n'auraient de plus aucune utilité si la Régie retient la proposition du Distributeur d'exclure les programmes du PGEE de la formule d'indexation.
- 13.9 Chaque programme est analysé selon les tests économiques reconnus : coût total en ressources, test du participant et test de neutralité tarifaire.
- 13.10 Par ailleurs, l'introduction de tels mécanismes a déjà été jugée inutile par la Régie :

➤ D-2005-79, dossier R-3552-2004

La Régie considère que l'introduction de mécanismes règlementaires, visant à inciter le Distributeur à réaliser ses objectifs en matière d'efficacité énergétique et à protéger les consommateurs contre la surestimation des budgets et la sous-atteinte des résultats, n'est pas requise présentement. Pour la Régie, les mécanismes de suivi déjà exigés et mis en place et l'approbation annuelle des budgets permettent d'apprécier les efforts du Distributeur à cet égard.

- 13.11 Le Distributeur rappelle que c'est le gouvernement du Québec qui établit les cibles d'efficacité énergétique et que le Distributeur a dépassé sa cible pour la période 2003-2015 (résultat de 8,8 TWh par rapport à une cible de 8 TWh).
- 13.12 Dans le contexte de la mise en place prochaine d'un nouvel organisme Transition énergétique Québec venant modifier de façon majeure la gestion des programmes d'efficacité énergétique et face à l'instabilité créée par ces changements importants, le Distributeur milite pour que la Régie retienne la proposition de traiter l'efficacité énergétique comme une exclusion.

Sommaire de la proposition du Distributeur

- 13.13 Le Distributeur propose d'exclure le coût des interventions en efficacité énergétique et en gestion de la pointe de la formule d'indexation.
- 13.14 Cette exclusion rend inutile l'introduction de mécanismes complexes comme le découplage et la compensation pour pertes de revenus. Enfin, l'historique du Distributeur en matière d'efficacité énergétique et le cadre législatif et réglementaire en place ne permettent aucunement de conclure à l'absence ou à l'insuffisance d'incitatifs.

14. INDICATEURS ET MTÉR

- 14.1 Dans sa décision D-2014-034, la Régie exprime clairement que le besoin recherché en liant les indicateurs au MTÉR est d'éviter que l'efficience (en termes de coûts) ne porte atteinte à la qualité du service (la performance du réseau) :

[398] Bien que l'inclusion d'indicateurs de performance dans un MTÉR demeure une exception dans l'industrie selon la preuve déposée par les Demandeurs, la Régie souligne que sous sa juridiction, le partage des écarts de rendement (trop-perçus) en fin d'année est lié à l'atteinte d'un pourcentage global de réalisation de qualité de service pour Gaz Métro et pour Gazifère.

[399] La Régie veut s'assurer que le trop-perçu n'est pas réalisé au détriment de la sécurité du réseau ou du service à la clientèle.

[401] Pour ces motifs, la Régie demande au Transporteur et au Distributeur de présenter, lors d'un prochain dossier tarifaire une proposition sur les indicateurs de performance liés au MTÉR.

- 14.2 Le Distributeur propose de retenir des indicateurs de qualité du service en lien avec la satisfaction de la clientèle, la qualité du service, la continuité de l'alimentation et la sécurité (du public et des employés) selon les critères de choix suivants :
- a) être sous son contrôle (HQD doit pouvoir agir sur les activités mesurées) ;
 - b) être facilement mesurables (HQD doit pouvoir évaluer quantitativement les résultats) ;
 - c) être en lien direct avec sa mission de base.
- 14.3 Il y a nécessité de limiter le nombre d'indicateurs à ceux requis pour assurer une juste mesure de la qualité du service rendu.
- 14.4 Dans un contexte où les indicateurs sont examinés dans le dossier tarifaire du Distributeur, celui-ci préconise de déterminer les indicateurs de façon précise en phase 3 du présent dossier.
- 14.5 Dans la mesure où le Distributeur livre directement l'efficience via le facteur X, il lui apparaît que lier des indicateurs de coûts au MTÉR ferait double emploi et constituerait un désincitatif allant à l'encontre même du MRI.
- 14.6 Elenchus reconnaît d'ailleurs que le facteur de productivité et le MTÉR visent le même objectif et doivent être examinés conjointement
- 14.7 Dans un contexte où le MTÉR peut constituer un désincitatif à l'efficience, Elenchus suggère le besoin de disposer d'une large zone sans partage.
- Rapport d'Elenchus, pièce A-0002, page 26.
- 14.8 Le Distributeur propose de lier les indicateurs au MTÉR par une approche s'apparentant à celle de Gazifère :
- a) Définition d'une cible pour chaque indicateur basée, notamment, sur l'historique des résultats de cet indicateur. Ces cibles devront tenir compte de l'arbitrage nécessaire entre les résultats de chaque indicateur et les coûts requis pour les atteindre;

- b) Pondération attribuée à chaque indicateur;
 - c) Calcul d'un indice composite de performance global (reflétant la moyenne pondérée des résultats de l'ensemble des indicateurs);
 - d) Partage des écarts de rendement selon l'atteinte d'un certain pourcentage de réalisation de cet indice composite;
 - e) Partage des écarts de rendement seulement; aucune pénalité prévue pour un manquement à l'atteinte de cibles.
- 14.9 Les modalités du MTÉR sont à revoir en phase 3 afin de l'arrimer au nouveau cadre réglementaire, notamment compte tenu de l'opinion d'Elenchus et des experts PEG et Concentric.
- 14.10 Les intervenants ont présenté individuellement diverses suggestions relativement à des indicateurs qu'ils souhaitent vouloir ajouter : respect de la réglementation municipale, énergie renouvelable en réseaux autonomes, gestion des approvisionnements de court terme, etc. Le Distributeur estime qu'il n'est pas approprié de lier l'application du MTÉR à de tels indicateurs et que l'approche actuelle de type *scorecard* est la plus appropriée pour ce genre de préoccupation des intervenants.
- 14.11 Enfin, le Distributeur s'oppose à l'implantation d'indicateurs de type « PIM », comme suggéré par M. Lowry. Ces éléments complexifieraient inutilement le MRI du Distributeur. Subsidiairement, le Distributeur suggère que de tels indicateurs ne pourraient que bonifier son rendement, et non le réduire.

Sommaire de la proposition du Distributeur

- 14.12 Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les éléments suivants pour le choix des indicateurs :
- a) Détermination, sur la base des indicateurs examinés dans le dossier R-3980-2016, d'indicateurs traitant des aspects suivants : satisfaction de la clientèle, qualité du service, continuité d'alimentation et sécurité du public et des employés.
 - b) Les caractéristiques de chaque indicateur sont d'être directement sous le contrôle d'HQD, d'être facilement mesurables et d'être en lien avec sa mission de base.
- 14.13 Le Distributeur demande à la Régie d'approuver le principe proposé d'établir les liens entre les indicateurs et le MTÉR sur la base d'un indicateur composite.
- 14.14 Le Distributeur demande à la Régie de revoir les modalités du MTÉR pour les adapter au MRI dont elle déterminera les caractéristiques.

15. FERMETURE RÉGLEMENTAIRE

- 15.1 Le Distributeur propose un processus réglementaire allégé qui contribue à rencontrer l'objectif 3 de l'article 48.1 et qui exclut une fermeture réglementaire des livres. Il est proposé de poursuivre le suivi des résultats dans le cadre actuel du dépôt des rapports annuels à la Régie sans la participation des intervenants.
- 15.2 Une fermeture réglementaire n'est pas requise puisque les intervenants auront amplement l'opportunité de se faire entendre :
- a) Lors de l'examen détaillé de l'ensemble des coûts inclus dans la formule paramétrique une année sur trois (premier examen aurait lieu lors des audiences pour la phase 3 du dossier MRI – année du *rebasement*);
 - b) Lors du dépôt du dossier annuel détaillé portant sur les éléments mis à jour (notamment : éléments exogènes et exclusions, prévision de la demande, demande d'autorisation des investissements inférieurs à 10 M\$, mais excluant la revue « ligne par ligne » des coûts couverts par la formule).
- 15.3 L'étape subséquente de revue des résultats réels (dépôt du Rapport annuel) est une procédure purement administrative qui ne devrait concerner que la Régie, cette dernière ayant déjà pu entendre les arguments des intervenants en lien avec l'année tarifaire en cause (suite au processus de consultation du dossier annuel).
- 15.4 Une fermeture réglementaire alourdirait indûment le processus réglementaire, comme le reconnaissent certains intervenants.

16. CLAUSE DE SORTIE

16.1 Le Distributeur demande que soient prévues des clauses générales de sortie par lesquelles l'entreprise réglementée, dans certaines circonstances, pourrait être relevée de son obligation de fonctionner à l'intérieur du MRI.

- Pièce HQTD-3, Document 1, page 6

une clause de sortie advenant un écart de rendement supérieur ou inférieur à un certain nombre de points de base est essentielle. Cette clause permet la révision ou l'interruption du MRI lorsque des problématiques en cours de MRI surviennent

- Pièce HQTD-3, Document 1, page 26

Cette caractéristique vise à protéger l'entreprise réglementée et sa clientèle de problématiques dans la conception ou l'exercice du MRI en permettant sa révision ou son interruption

16.2 Le clause de sortie pourrait être exprimée comme le soutiennent les experts Concentric en pourcentage d'écart par rapport au taux de rendement autorisé par la Régie. Toutefois, ils proposent que cette clause soit revue lors de la phase 3.

- Rapport de Concentric, Pièce HQTD-2, Document 1, pages 14 et 22
- Réponse de Concentric aux demandes de renseignements, pièce HQTD-4, Document 1

If the excess costs [difference between the allowed revenue cap and the actual costs] are of a magnitude to cause the "off-ramp" trigger to be reached, HQT has the option to request a re-evaluation of the plan. This would only, however, relieve this cost pressure on a forward basis if the plan was revised as a result.

17. INCLUSION DES COÛTS DES RÉSEAUX AUTONOMES

- 17.1 HQD propose de traiter les coûts des réseaux autonomes à même le MRI qui sera mis en place.
- 17.2 Tant les experts Concentric que PEG appuient cette proposition. Le Distributeur rappelle que les Réseaux autonomes ne représentent que :
- a) 0,3 % des revenus des ventes ;
 - b) 2 % des revenus requis ;
 - c) 0,5 % des abonnements.
- 17.3 Un MRI distinct occasionnerait des coûts additionnels :
- Pièce HQT4-4, document 8 (Réponse à la question 6.1 de UC) :
- D'un point de vue purement conceptuel, comparé à la proposition du Distributeur, un MRI spécifique pour les réseaux autonomes occasionnerait certainement des coûts additionnels. Entre autres, les coûts additionnels d'un MRI spécifique pour les réseaux autonomes sont associés aux :
- Coûts de conception et d'élaboration du mécanisme, notamment les coûts des études additionnelles nécessaires pour établir les paramètres appropriés au contexte spécifique du Distributeur ;
 - Coûts d'implantation du mécanisme ;
 - Coûts de suivi sur une base distincte des résultats, incluant une réingénierie de traitement des coûts des réseaux autonomes.
- 17.4 Le but du MRI est intrinsèquement de générer de l'efficacité. Puisque les coûts relatifs aux réseaux autonomes sont inclus dans le MRI proposé par le Distributeur, ils bénéficieront des mêmes traitements que l'ensemble des clients du réseau intégré.
- 17.5 Un MRI distinct pour les réseaux autonomes serait contraire à l'objectif d'allègement réglementaire et engendrerait des coûts et des délais inutiles
- 17.6 Les mesures proposées par les intervenants qui militent pour un MRI spécifique aux réseaux autonomes sont longues et coûteuses à implanter, sans aucun gain apparent :
- a) embauche d'une firme pour explorer divers mécanismes spécifiques aux réseaux autonomes (RNCREQ);
 - b) comptabiliser et suivre distinctement les coûts des réseaux autonomes (SÉ-AQLPA);
 - c) analyser et pondérer le taux d'inflation et le facteur de productivité spécifiquement pour les réseaux autonomes (UC);
 - d) déterminer, mesurer et suivre des indices de performance spécifiques aux réseaux autonomes (UC)

- 17.7 De plus, le Distributeur prend les mesures appropriées pour étudier et implanter des technologies efficaces comme le jumelage éolien diesel. À cet effet, il est de connaissance de la Régie que :
- a) Des études techniques réalisées en 2013 ont démontré que la rentabilité d'un jumelage éolien-diésel était variable selon les réseaux et ne permettait pas toujours de justifier de tels projets;
 - b) Le Distributeur a lancé, le 23 octobre 2015, un appel de propositions pour de l'électricité produite à partir d'un parc éolien situé aux Îles-de-la-Madeleine. (A/P 2015-01);
 - c) Au cours des prochains mois, le Distributeur procédera également au lancement d'appels de propositions visant le remplacement du mazout pour la production d'électricité dans trois autres réseaux situés dans le nord du Québec. Des discussions avec les communautés locales ont été initiées;
 - d) Le rythme d'implantation de ces nouvelles technologies est étroitement lié à l'accueil et à la réceptivité des communautés locales face auxdites technologies. Dans plusieurs cas, des retards sont observés, ceux-ci étant dus tant à l'emplacement des nouvelles installations qu'à des freins liés au choix des technologies (par exemple aux îles-de-la-Madeleine).

Sommaire de la proposition du Distributeur

- 17.8 Le Distributeur propose que les coûts des réseaux autonomes soient couverts par le MRI. Cette proposition est simple, sans coûts additionnels et permettra d'atteindre les objectifs de la LRÉ.

CONCLUSIONS

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les caractéristiques suivantes pour son mécanisme de réglementation incitative (le « **MRI** ») :

1. APPROUVER une méthode de plafonnement des revenus pour l'ensemble de la clientèle selon la formule d'indexation énoncée à la pièce HQT-3, Document 1, page 14 (la « **Formule d'indexation** »);

2. APPROUVER une durée de 3 ans du MRI détaillée comme suit :

Année 1 : méthode actuelle basée sur le coût de service

Années 2 et 3 : application de la formule d'indexation aux coûts inclus dans la Formule d'indexation;

3. DÉTERMINER que tous les coûts d'approvisionnement en électricité, les frais découlant du tarif de transport supportés par le Distributeur, les coûts reconnus dans les comptes d'écart et de report, les coûts des interventions en efficacité énergétique, les éléments spécifiques des charges d'exploitation et les activités de base avec facteur d'indexation particulier, les coûts de combustible et le rendement sur la base de tarification sont exclus de la Formule d'indexation;

4. DÉTERMINER que le facteur d'inflation doit être composite et formé de l'IPC du Canada projeté et du taux de croissance des salaires du Distributeur;

5. DÉTERMINER que le facteur de productivité doit être établi selon la méthode du jugement éclairé de la Régie;

6. DÉTERMINER que le facteur de croissance des abonnements correspond à la totalité de l'augmentation du nombre d'abonnements des clients du Distributeur;

7. DÉTERMINER qu'une clause de sortie automatique du MRI doit être fixée;

8. PERMETTRE au Distributeur de demander à la Régie l'exclusion du MRI d'éléments exogènes de la Formule d'indexation;

9. DÉTERMINER les caractéristiques suivantes relatives aux indicateurs de performance et de qualité du service qui seront liés au mécanisme de traitement des écarts de rendement (« **MTÉR** ») :

Les indicateurs doivent couvrir les éléments suivants : satisfaction de la clientèle, qualité du service, continuité d'alimentation et sécurité du public et des employés;

Chaque indicateur doit être uniquement lié à la performance et la qualité du service, en excluant toute notion de coûts;

Chaque indicateur doit être directement sous le contrôle du Distributeur;

Chaque indicateur doit être facilement mesurable;

Chaque indicateur doit être en lien avec la mission de base du Distributeur;

10. RÉSERVER sa décision quant aux modalités par lesquelles les indicateurs seront liés au MTÉR et ce faisant, permettre de revoir le MTÉR en phase 3 du présent dossier;

11. ANNULER la phase 2 du présent dossier prévue pour la réalisation d'une étude multifactorielle de productivité totale de l'industrie;

12. DONNER les instructions appropriées pour le déroulement de la phase 3 du présent dossier.

MONTRÉAL, le 29 septembre 2016

(s) Affaires juridiques Hydro-Québec

AFFAIRES JURIDIQUES HYDRO-QUÉBEC
(Me Éric Fraser)
(Me Jean-Olivier Tremblay)