

**Réponses du Transporteur et du Distributeur
à la demande de renseignements numéro 1
de l'Acef de Québec
(« ACEFQ »)**

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE ET DISTRIBUTION
DEMANDE D'APPROBATION DU TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES
ET DU MECANISME DE TRAITEMENT DES ECARTS DE RENDEMENT

INTRODUCTION

À la suite de la présentation de leur demande et des témoignages de leurs experts par H-QTD, la Régie a rapidement émis une demande élaborée de complément de preuve, dont nous avons pris connaissance, ainsi que des éléments de réponse et des compléments apportés par les demandeurs.

Nous avons également synthétisé nos premières observations, en réponse à la question de la Régie portant sur la conformité de cette demande avec l'article 48.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

L'ACEF de Québec présente dans ce document une première série de questions visant à parfaire sa compréhension de la documentation disponible, essentiellement en rapport avec l'évaluation du niveau de risque du Transporteur et du Distributeur.

PROFILS DE RISQUES

Référence pour les questions ci-dessous: R-3842-2013-8-0004-Demande-Piece-2013 04 26

Page 13: « Avec 33 639 km de lignes et 516 postes à la fin de 2012, le réseau du Transporteur se caractérise par son étendue, son degré d'automatisme et sa complexité. De fait, plusieurs particularités le distinguent des réseaux typiques du continent nord-américain. L'une d'elles consiste en la polarisation des charges et de la production aux extrémités sud et nord du réseau respectivement. La grande distance entre la production et les charges implique le recours à plusieurs paliers de conversion de tension, un plus grand nombre d'équipements et des conditions d'exploitation et de maintenance exigeantes. Ces caractéristiques exercent une pression élevée sur les probabilités de bris et de défaillances, dont les conséquences peuvent notamment être aggravées en raison d'autres particularités propres à l'utilisation du réseau, soit la pointe hivernale et le taux élevé d'utilisation du réseau.

De plus, le réseau du Transporteur traverse des zones aux conditions climatiques difficiles qui le rendent vulnérable à des événements liés au climat tels que les inondations, la neige, le verglas et les vents. Ces conditions peuvent aussi rendre plus difficile et onéreux l'accès au réseau afin d'accomplir les activités de dépannage et de maintenance. Son réseau est également exposé aux phénomènes géomagnétiques. Le Transporteur ne possède aucun mécanisme réglementaire de protection à l'égard de coûts exceptionnels imprévisibles qu'il pourrait encourir à la suite d'événements climatiques extrêmes, tel un verglas de l'envergure de celui de 1998 ou un autre phénomène naturel extrême de

même envergure, qui peuvent causer une hausse significative des coûts inscrits aux charges.

Page 15 : « Le Distributeur doit également composer avec les risques associés à l'étendue de son réseau. Celui-ci compte 113 525 km de lignes et cinq centres d'exploitation de distribution. Il a été mis en place pour desservir un territoire vaste et diversifié et répondre aux besoins de plus de quatre millions de clients qui se retrouvent principalement dans des régions à forte densité, mais également dans des régions rurales et des communautés éloignées. Ce réseau doit, de plus, être exploité et entretenu dans des conditions climatiques variées, changeantes et souvent extrêmes qui ont un impact sur la durabilité des équipements du réseau. Le cumul des risques associés à l'étendue du réseau du Distributeur fait en sorte que ce dernier se distingue de la majorité des entreprises de services publics d'électricité nord-américaines. Cette situation entraîne une variabilité de ses coûts d'exploitation, d'entretien et d'investissement.

Le Distributeur encourt aussi un risque important en raison de la hausse des comptes en souffrance et de la diminution des ententes de paiement avec sa clientèle résidentielle en période hivernale. L'incertitude économique qui perdure, l'obligation d'alimenter tous ses clients, la facturation émise après consommation et l'impossibilité d'interrompre le service électrique en période hivernale contribuent à la difficulté de rendre prioritaire le paiement de la facture d'électricité par certains clients résidentiels. Cette situation est exacerbée par la forte pénétration du chauffage électrique qui résulte en une facture moyenne élevée. »

et: R-3842-2013-B-0007-Demande-Piece-2013 04 26

Page 25: « Since HQD and HQT are divisions of a government-owned crown corporation, Concentric also selected a group of municipal and provincial government-owned Canadian electric distribution and transmission utilities for purposes of comparing the authorized ROE of HQD and HQT to those entities. That group consists of the following six companies:

*British Columbia Hydro
ENMAX Corp.
EPCOR Utilities, Inc.
Hydro One Networks
Manitoba Hydro
Saskatchewan Power»*

et R-3842-2013-B-0026-Demande-Piece-2013 08 28 «Attachment JMC-4 Schedule 7»

DI. Veuillez fournir les mêmes informations que dans l'annexe JMC-4/7 pour les six compagnies canadiennes formant le groupe ci-dessus.

Réponse:

Les Demandeurs s'objectent à la demande en ce qu'elle est non pertinente et requerrait d'effectuer plusieurs nouvelles recherches pour colliger l'information demandée. Concentric ajoute par ailleurs ce qui suit.

This request would require a significant amount of additional research. Concentric did not compile the same information for the six government owned Canadian companies since the purpose of the risk analysis was to compare the risk profiles of the publicly traded Canadian utility companies to those of the publicly traded electric utility companies in the U.S. proxy group, which was selected to be risk comparable to HQD and HQT. As explained on page 25 of Concentric's evidence, we selected the six government owned Canadian distribution and transmission companies for purposes of comparing the authorized ROE of HQD and HQT to those entities.

D2. Quelle est l'importance relative de chacun des risques présentés dans l'annexe JMC-4, dans les compagnies où cette information est disponible et pour chacun des Demandeurs?

Réponse :

All of the risk factors described in Exhibit JMC-4 are important to investors because they relate to the ability of the regulated utility to recover its costs in a timely manner and to have a reasonable opportunity to earn its allowed ROE. Exhibit JMC-4 evaluates whether each operating company in the Canadian and U.S. proxy group has been allowed to implement measures that serve to mitigate that particular risk. However, the first three risk factors (i.e., fuel and purchased power costs, volume/demand risk, and capital cost recovery risk) are of particular importance to investors in terms of the dollars at risk if the cost is not fully recovered.

Référence : R-3842-2013-B-0020-Demande-Piece-2013 08 27 page 17

R9.2 : « Concentric agrees that the Distributor has variance accounts that offer protection against risks associated with fuel supply, native load transmission, and changes in volume due to abnormal weather. For purposes of establishing a reasonable rate of return on equity, it is necessary to assess the relative business and financial risk of the Distributor (and the Transmission Provider) compared with the proxy groups of U.S. electric utility companies and Canadian utilities. As discussed on page 9 of Exhibit HQTD-2, document 1 (B-0007), both Canadian and U.S. regulators have provided the operating companies in the proxy groups with cost recovery and revenue stabilization mechanisms that mitigate many of the important business risks, such as fuel supply, fluctuations in volume/demand, capital investment costs, and operating costs that tend to fluctuate significantly from year to year. »

D3. Veuillez exposer pourquoi les Demandeurs ne comptent pas parmi les compagnies recourant à un compte d'écart pour se protéger, à titre d'exemple, contre les aléas climatiques dont une liste est fournie dans la description de leurs Profils de risques.

Réponse :

Tel que mentionné à la section 4.2 de la pièce HQTD-1, document 1 (B-0004), le Distributeur dispose d'un compte de nivellement des revenus de transport et de distribution pour aléas climatiques.

D3.1 Ces événements ne causent-ils pas des « fluctuations importantes d'éléments qui sont hors de son contrôle » ?

Réponse :

Les Demandeurs ne comprennent pas la question.

D3.2 Ou leurs pratiques de planification, d'ingénierie ou autres procurent-elles une protection jugée suffisante ?

Réponse:

Voir la réponse à la question D3.1.

D3.3 Pour d'autres raisons?

Réponse:

Voir la réponse à la question D3.1.

COMPTES D'ÉCARTS

Référence : R-3842-2013-B-0004-Demande-Piece-2013 04 26

Page 16 : « Enfin, il demeure que lors de l'établissement de ses tarifs, le Distributeur fait face au risque de ne pas se faire reconnaître l'ensemble de ses coûts, incluant un rendement raisonnable, et ce, malgré le fait qu'il bénéficie de comptes d'écart qui lui assurent une protection contre les fluctuations importantes d'éléments qui sont hors de son contrôle. »

Page 24 : « Par ailleurs, le Transporteur et le Distributeur maintiennent les comptes d'écart suivants mis en place dans le but d'assurer un traitement équitable des parties et afin de couvrir les éléments importants hors de leur contrôle. Ces comptes sont :

Transporteur

*compte d'écart des revenus des services de transport de point à point;
compte d'écart du coût de retraite ;*

Distributeur

*compte de « pass-on » pour l'achat d'électricité ;
compte d'écarts de la charge locale de transport ;
compte de nivellement des revenus de transport et de distribution pour
aléas climatiques ;
Li compte d'écarts du coût du combustible ;
compte d'écarts de tarif de maintien de la charge ;
compte d'écarts du coût de retraite ;
compte d'écarts pour les coûts des pannes majeures ;
compte d'écarts des coûts liés au Bureau de l'efficacité et de l'innovation
énergétiques. »*

- D4. Veuillez exposer, pour chacun de ces comptes d'écarts depuis sa création, l'historique des décisions de la Régie le concernant et les montants annuels ajoutés ou soustraits, ainsi que leur importance relative par rapport aux charges d'exploitation de chaque demandeur.

Réponse:

Pour le Transporteur, l'historique des décisions de la Régie est présenté à la pièce HQT-4, Document 2 du dossier R-3823-2012.

En ce qui concerne le détail de chacun des comptes d'écarts, il est présenté à la pièce HQT-10, Document 3 du dossier R-3669-2008, à la pièce HQT-10, Document 2, des dossiers R-3706-2009, R-3738-2010, R-3777-2011 et R-3823-2012 ainsi qu'à la pièce HQT-6, Document 1 du dossier R-3823-2012.

Pour le Distributeur, l'historique des décisions de la Régie est présenté à la pièce HQD-2, document 1 (B-0014) du dossier R-3854-2013.

Le détail de chacun des comptes d'écarts est, quant à lui, présenté à la pièce HQD-10, document 1 du dossier R-3579-2005, aux pièces HQD-9, document 1 des dossiers R-3610-2006, R-3644-2007 et R-3677-2008 et aux pièces HQD-8, document 7 des dossiers R-3708-2009, R-3740-2010, R-3776-2011, R-3814-2012 et R-3854-2013.

- D5. Dans une optique de non-prolifération des « comptes d'écarts », outre la création proposée de nouveaux « comptes d'écarts » relatifs aux « écarts de rendement », quelles modalités et périodicité de révision de cette liste seraient recommandées par les Demandeurs, en considérant le cas échéant les pratiques connues dans le marché?

Réponse :

Les Demandeurs ne recommandent pas de modalités particulières de révision de la liste des comptes d'écart existants. Ceux-ci ont été reconnus par la Régie au fil des dossiers tarifaires afin de couvrir les éléments dont les coûts sont volatiles, imprévisibles et importants et sur lesquels les Demandeurs n'exercent pas de contrôle. Une fois reconnus, les comptes d'écart sont utilisés selon les besoins en fonction de la réalisation d'écart sur les éléments couverts.

MÉCANISME DE TRAITEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT

Référence : R-3842-2013-8-0020-Demande-Piece-2013 08 27

Page 23 : 12.1 « Veuillez commenter la possibilité que le MTÉR soit conditionnel à l'atteinte de certains indices de performance. Si oui, lesquels.

R12.1 : « It is possible to condition the realization of the utility portion of earnings sharing on the achievement of minimally acceptable (in contrast to stretch goals) performance standards, particularly if there is a legitimate concern that pursuit of efficiency gains could have an impact on certain performance indicators.

*There is no evidence that it has been the case for both the Transmission Provider and the Distributor. Mr. Yardley has nevertheless identified several practical challenges that would need to be addressed before any formal linking of performance results to financial outcomes. Also, it is worth noting that only two of the companies among the Proxy Group explicitly tie the sharing under the ESM to the performance results. »
(nous soulignons)*

D6. Quelles sont les deux compagnies mentionnées par l'expert qui disposent de ce mécanisme?

Réponse:

The two companies are Gaz Métro and Mississippi Power.

D6.1 Ontelles des particularités expliquant cette situation?

Réponse :

Mr. Yardley's understanding, based on a review of the July 2013 Decision, is that certain elements of the Gaz Métro ESM are carried over from the ESM that concluded in 2012. This would include the tying of the ESM formula to performance. The prior mechanism was designed as part of a collaborative process. Mr. Yardley is not aware of any particular circumstances that apply to Mississippi Power, other than to observe that the ESM is part of a formula rate plan.

D6.2 Quelles sont les modalités adoptées dans ces cas?

Réponse:

Please see response to Request D6.2, Attachment 1 and Attachment 2. The Gaz Métro ESM adopted in the 2007 settlement is described in the attached excerpt from the Settlement. The Mississippi Power tariff is complex and the relevant pages are attached.

D6.3 Quel groupe de référence a-t-il été examiné : États-Unis? Canada. groupe 1 ou 2?

Réponse:

Both Gaz Métro and Mississippi Power are members of the proxy group (Table 10.1, Attachment 1).

D6.4 Veuillez compléter si nécessaire.

Réponse:

Not applicable.

Page 25 R12.2 : « .. Conséquemment, le Transporteur et le Distributeur estiment non souhaitable de complexifier l'application du MTÉR par une réévaluation à chaque année de ses paramètres en fonction des résultats des indicateurs de performance. »

D7. Quels seraient, selon les demandeurs, une fréquence appropriée ou les déclencheurs requis pour effectuer cette réévaluation ?

Réponse:

Les Demandeurs ne proposent ni de fréquence, ni de déclencheurs particuliers pour procéder à la réévaluation des paramètres du MTER. Le mécanisme répond selon eux aux préoccupations des intervenants et de la Régie quant aux écarts de rendement réalisés au cours des dernières années. Les Demandeurs ont proposé de le mettre en application aussitôt que la Régie aura rendu sa décision.

Page 29 R13.2 : « Les écarts relatifs aux charges d'exploitation proviennent dans tous les cas d'écarts entre les prévisions et les coûts réels constatés pour une année donnée. Toutefois, certains de ces écarts proviennent de gains d'efficacité non anticipés, mais sont difficiles, voire impossibles dans certains cas, à distinguer des écarts de prévision. »

D8. Please define the meaning of "projection variance" and justify the use of these words in this context.

Response:

The answer to this request can be found in the excerpt cited in the preamble.

Projection variances are the variances between the projections and actual costs recorded for a given year, but can also result from strategy adjustments and the redeployment of resources owing, for example, to events that were fortuitous or unforeseeable at the time the rate request was presented. Some of these variances may also attributable to unanticipated efficiency gains.

R13.3 : "Amortisation variances are mainly attributable to the following elements:

Value of investments commissioned;

Commissioning delays;

Revision of useful life;

Net value of costs associated with the retirement of fixed and intangible assets."

Variances in the value of investments commissioned can be explained by efficiency gains and projection variances. However, it would take more than a reasonable effort for the Transmission Provider and Distributor to distinguish between the two types of variances.

The variances resulting from commissioning delays, review of useful life, and the value of the net costs associated with the retirement of fixed and intangible assets are attributable to projection variances."

D9. Les termes « écarts de prévision » ne peuvent-ils pas dénoter ici des pertes d'efficacité ou présager une réduction de la qualité du service, notamment dans le cas des « écarts » concernant la « Valeur des investissements mis en service » et les « Délais de mise en service »?

Réponse :

Les Demandeurs établissent leurs prévisions d'investissement et de mises en service en s'assurant du maintien de la qualité de service. Cet objectif ne les empêche toutefois pas de devoir reporter certains travaux initialement prévus ainsi que de revoir les processus et d'optimiser les coûts et les façons de faire.

En effet, il arrive que certains travaux soient reportés afin de coordonner ceux-ci avec d'autres travaux à venir, et ce dans une optique d'optimisation des ressources et, par conséquent, de diminution des coûts.

De plus, les Demandeurs revoient leurs processus d'affaires dans un souci constant d'amélioration de l'efficacité opérationnelle. Ces révisions peuvent ainsi les amener à revoir la priorisation de certaines interventions sur le terrain et par conséquent, de leurs projets d'investissement.

Par ailleurs, certains facteurs externes, tels que par exemple, la variation du nombre de nouveaux abonnements pour le Distributeur et des demandes de tiers, entraînent des écarts de prévision au niveau des investissements et des délais de mise en service, sans toutefois affecter ni la qualité de service des Demandeurs, ni leur efficacité.

Page 37 : 16.2 « Pour les autres entreprises réglementées des groupes de référence canadien et américain, veuillez discuter du traitement qui leur est accordé par leurs autorités de réglementation respectives en regard des écarts de prévisions observés dans le cadre de leur MTER respectifs.

R16.2: Mr. Yardley has reviewed the relevant orders and did not see any discussion of the impact of forecast differences on the design of an ESM. Thus, the impact of forecast differences is not distinguished from the impact of efficiency gains for purposes of designing the ESM. However, it is apparent from the recent Gaz Métro rate decision that this is an area of particular concern to the Régie. »

D10. Le Transporteur et le Distributeur peuvent-ils envisager un modèle simple, applicable à chacune de leurs fonctions, permettant d'estimer les grandes causes d'écarts entre le réel et les prévisions approuvées.

Réponse :

Les rapports annuels des Demandeurs présentent déjà cette information sans toutefois faire la distinction entre les écarts de prévision et les gains d'efficacité.

Page 44 19.2: « Veuillez indiquer quels indicateurs de performance existants ou nouveaux, le Transporteur et le Distributeur pourraient retenir dans le cadre d'un MTÉR.

R19.2: Without commenting on the specific measures to be included, a question which Mr. Yardley has not studied, Mr. Yardley believes ... »

D11. Les Demandeurs pourraient-ils répondre à cette question ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 32.1 de la Régie à la pièce HQT D-5, document 1.