

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

1 **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 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'efficacité réalisés, au profit des consommateurs (à l'exclusion de tout**
18 **mécanisme de report des gains d'efficacité 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	M\$	1 239,9	1 709,9
Besoins postpatrimoniaux	TWh	15,3	15,3
Coût moyen	\$/MWh	81,1	111,9
Achats de long terme			
Coûts des approvisionnements	M\$	761,2	1 151,6
Coût de la fermeture de TCE ⁽¹⁾	M\$	37,4	37,4
Coût total	M\$	798,5	1 189,0
Quantités acquises	TWh	12,5	12,5
Coût moyen	\$/MWh	63,6	94,8
Achats de court terme			
NYHQ_GEN_IMPORT ⁽²⁾⁽³⁾	\$/MWh	143,9	
+ Frais de sortie de NY ⁽²⁾⁽³⁾	\$/MWh	5,4	
+ Frais de courtage ⁽³⁾	\$/MWh	0,8	
+ Frais de GES ⁽⁴⁾	\$/MWh	3,0	
= Prix d'achat	\$/MWh	153,1	
Coût des achats bilatéraux et sur les marchés	M\$	409,6	495,4
Coût de l'entente cadre	M\$	0,1	0,1
Coût de l'énergie de l'électricité interruptible	M\$	13,3	7,1
Coût de la puissance (UCAP & Electricité int.)	M\$	18,4	18,4
Coût total	M\$	441,4	521,0
Quantités acquises	TWh	2,7	2,7
Coût moyen	\$/MWh	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.