

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

No: R-3897-2014

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Établissement d'un mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficacité par le distributeur et le transporteur d'électricité;

HYDRO-QUÉBEC

Mise en cause

- ET -

OPTION CONSOMMATEURS

Intervenante

ARGUMENTATION D'OPTION CONSOMMATEURS

I. INTRODUCTION

1. Le 14 juin 2013, l'Assemblée nationale a adopté le projet de loi 25 qui amendait la *Loi sur la régie de l'énergie* (la « **Loi** ») afin d'y ajouter l'article 48.1 et ainsi faire en sorte que la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») établisse un mécanisme de réglementation incitative (« **MRI** ») à l'égard des divisions de transport et de distribution d'Hydro-Québec (« **HQ** »). L'article 48.1 énonce que :

***48.1** 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.*

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'allégement 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.

2. Le 13 juin 2014, la Régie a initié le présent dossier afin d'établir un MRI à l'égard des deux divisions d'HQ¹.
3. En janvier 2015, la firme Elenchus Research Associates dépose son rapport intitulé « *Performance Based Regulation – A Review of Design Options as Background for the Review of PBR for Hydro Québec Distribution and Transmission Divisions* »².
4. Le 18 mars 2015, Option consommateurs (« **OC** ») dépose sa demande d'intervention³ (« **DI** ») dans laquelle elle annonce qu'elle entend s'assurer que l'établissement du MRI rencontre les objectifs de l'article 48.1. OC précise la portée de son intervention aux paragraphes 14 et 15 de la DI :

14. Plus précisément, OC souhaitera s'assurer que l'atteinte de ces objectifs tiendra compte des préoccupations de la clientèle résidentielle du Distributeur. À cet égard, OC cherchera à déterminer les éléments suivants:

- a. si et comment l'établissement du MRI permet l'amélioration de la performance des deux divisions en offrant notamment les incitations requises pour la réalisation de gains d'efficience tout en maintenant les objectifs fixés quant à la qualité du service à la clientèle résidentielle;*
- b. si et comment l'amélioration de la performance et la réalisation de gains d'efficience de la part du Distributeur et du Transporteur permet la réduction de coûts et comment ces gains sont partagés entre la clientèle résidentielle, le Distributeur et le Transporteur pour qu'éventuellement ces réductions de coûts soient reflétées dans les tarifs d'électricité de la clientèle résidentielle;*

¹ Décision D-2015-16, par. 4.

² A-0003.

³ C-OC-0002.

c. si et comment l'établissement du MRI permet l'allégement du processus réglementaire et que cet allégement se fasse au bénéfice de la clientèle résidentielle.

15. OC veillera également à identifier et analyser tous autres impacts potentiels que pourraient avoir l'établissement du MRI sur la clientèle résidentielle.

5. Par la décision procédurale D-2015-060 du 5 mai 2015, OC obtient le statut d'intervenant. Afin d'appuyer son intervention, OC a retenu les services de deux analystes externes, M. Jules Bélanger de l'Institut en recherche en économie contemporaine et le Dr Roger Higgin de Sustainable Planning Associates Inc.
6. Par la décision procédurale D-2015-103 du 30 juin 2015, la Régie confirme qu'elle traitera le présent dossier en trois (3) phases :⁴

Phase 1 : Caractéristiques du MRI;

Phase 2 : Étude de la productivité multifactorielle;

Phase 3 : Étude de la proposition de MRI.

7. Au paragraphe 23 de la décision procédurale D-2015-103, la Régie précise que la Phase 1 inclura, entre autres :

[...] les caractéristiques d'un MRI, ainsi que le nombre et le type de MRI répondant aux particularités du Distributeur et du Transporteur. L'identification des indicateurs de performance ainsi que la forme de prise en compte du partage des réductions de coûts font également partie des sujets de cette phase.

8. Le 26 octobre 2015, l'AQCIE dépose un rapport d'expertise⁵ préparé par la firme Pacific Economics Group Research LLC (« **PEG** »). Cette même date, HQ dépose un rapport d'expertise⁶ préparé par la firme Concentric Energy Advisors (« **CEA** »).

⁴ Décision D-2015-103, par. 17.

⁵ C-AQCIE-0025.

⁶ C-HQT-HQD-0023.

9. Le 9 novembre 2015, OC a déposé un mémoire⁷ contenant ses commentaires et recommandations.
10. Le 10 février 2016, les intervenants et les experts déposent les réponses aux demandes de renseignement numéro 1.
11. Par décision procédurale D-2016-107 du 6 juillet 2016, la Régie décide de scinder le traitement des dossiers du Distributeur et du Transporteur⁸.
12. Dans son argumentation, OC traitera des enjeux suivants :
 - Caractéristiques principales du MRI.
 - Mécanismes de plafonnement du revenu et des prix.
 - Détermination de « x » et la phase 2.
 - Taux d'inflation.
 - Facteurs d'exclusion Y et Z.
 - Revenue decoupling.
 - Indicateurs de qualité de service.
 - Terme, processus réglementaire et transition avec le prochain MRI.

II. CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DU MRI

13. Tel qu'indiqué précédemment, la phase 1 du présent dossier doit permettre la sélection d'un ensemble de caractéristiques qui composeront le MRI du Distributeur. Pour répondre à cette question, les deux experts retenus ont dessiné dans leur rapport respectif les contours d'un MRI qu'ils estiment adapté au contexte du marché de l'électricité québécois et aux caractéristiques d'HQ, tout en étant conforme aux objectifs de l'article 48.1.

⁷ C-OC-0012.

⁸ Décision D-2016-107, par. 18.

14. Leurs recommandations se basent notamment sur la structure du marché de l'électricité, les déterminants et la répartition des coûts et des revenus ainsi que le cadre réglementaire avec et dans lesquels opère le Distributeur.
15. OC note que suite à cet examen, les experts en viennent à formuler des recommandations qui sont similaires à plusieurs niveaux.
16. À cet égard, OC recommande à la Régie l'adoption des caractéristiques suivantes puisqu'elles semblent faire consensus :
 - a) Le MRI du Distributeur devrait s'étaler sur plusieurs années.
 - b) Le MRI du Distributeur devrait s'articuler autour d'une formule « I-X » basée sur des index.
 - c) Le MRI du Distributeur devrait exclure certains éléments de coûts de la formule « I-X » et qui seraient incorporés au mécanisme à l'aide de facteurs Y ou Z.
 - d) Le MRI du Distributeur devrait contenir un ensemble d'indicateurs de qualité de service, dont des indicateurs liés à des incitatifs financiers.
 - e) Le MRI du Distributeur devrait contenir un mécanisme de traitement des écarts de rendement ainsi qu'une clause de sortie.
17. OC est d'avis que ces caractéristiques constituent les jalons d'un MRI qui permettra l'atteinte des trois objectifs de l'article 48.1.
18. OC estime qu'un MRI d'un terme de plusieurs années dont le cœur de la formule est basé sur des indices « I-X », en plus d'être commun à la plupart des MRI modernes, est nécessaire afin d'assurer les gains d'efficience et l'objectif d'allègement réglementaire. Tel qu'indiqué dans le rapport de PEG, « *The combination of a rate case moratorium and the ARM approach to rate escalation can strengthen cost containment incentives and permit an efficient utility to realize its target rate of return on equity ("ROE") despite a material*

reduction in regulatory cost. This constitutes a remarkable advance in the “technology” of regulation »⁹.

19. OC est également d'avis que la présence d'indicateurs de qualité de service, dont une partie serait liée à des incitatifs, pourra satisfaire l'objectif d'amélioration continue de la performance et de la qualité du service. Elenchus l'avait d'ailleurs souligné dans son rapport « *The resulting decline in reliability and other service standards was not always consistent with the goal of enhancing productivity. Consequently, a standard feature of the evolution of PBR regimes was the inclusion of quality of service standards »¹⁰.*
20. Finalement, OC croit qu'un mécanisme de traitement des écarts de rendement permettra de s'assurer que les gains d'efficience soient partagés entre le Distributeur et la clientèle, tout en limitant les risques que les revenus du Distributeur s'écartent substantiellement de ses coûts dans les années d'application du MRI, tel que souligné par PEG : « *On the one hand, an earnings sharing mechanism can reduce the risk that revenue will deviate significantly from cost. The reduction in risk can make it possible to extend the period between rate cases. Customers share in the benefits of the deferral of recurrent costs »¹¹.*
21. Au-delà de ces recommandations communes, les experts divergent d'opinion sur plusieurs aspects, dont le type de mécanisme de plafonnement ou encore la manière de fixer le paramètre « X ». De plus, les experts abordent certains sujets qui seront discutés lors de la phase 3.
22. Lors de ses contre-interrogatoires, OC s'est d'ailleurs attardé sur les raisons qui motivaient les experts à offrir des recommandations qui parfois se distinguaient peu d'autres fois de manière plus importante. OC revient dans les prochaines sections sur ces éléments et offre ses recommandations qui, selon elle, complètent les jalons décrits précédemment et permettent l'élaboration d'un MRI qui respecte pleinement les objectifs de l'article 48.1 de la Loi.

⁹ C-AQCIE-CIFQ-0025, p. 7.

¹⁰ A-0003, p. 6.

¹¹ C-AQCIE-CIFQ-0025, p. 104.

III. MÉCANISMES DE PLAFONNEMENT DU REVENU ET DES PRIX

23. Les deux experts proposent un mécanisme de plafonnement des revenus qui couvrirait la majorité de la clientèle du Distributeur. CEA résume de la manière suivante pourquoi ils suggèrent un plafonnement des revenus plutôt qu'un plafonnement des prix :

« The reason we've proposed a Revenue Cap, or there are several, one is, it is a logical extension of what's in place today. Secondly, it has incentive properties that we think suits HQD's circumstances. The company, as we have seen and heard from several stakeholders here over the last several days, the company is being encouraged to encourage efficiency from its customers, and a Revenue Cap holds the company neutral as to whether or not a customer is increasing their consumption or decreasing.

And that's a pretty important attribute. Whereas with a price cap, and one of the reasons regulators have turned away from price cap proposals is that they're concerned that it provides the company with an incentive that it doesn't want to encourage, and that is to promote greater consumption as a way to increase the company's revenues, and therefore increase its profitability »¹².

24. Toutefois, PEG estime que certains clients du Distributeur, dont les grands consommateurs industriels, sont généralement plus sensibles aux variations de prix. À cet égard, PEG croit qu'il est préférable de couvrir ces services sous un mécanisme de plafonnement des prix puisque ce type de mécanisme incite les entreprises réglementées d'augmenter le volume des ventes en offrant, par exemple, des rabais sur les tarifs d'électricité.
25. Cependant, comme les deux experts l'ont souligné, l'ajout d'un mécanisme de plafonnement des prix pour certains clients du Distributeur amène plusieurs questionnements, dont l'impact potentiel sur l'allocation des coûts.
26. PEG en discute brièvement en réponse à la demande de renseignement numéro 1 de la FCEI: « [...] *recovery of excluded costs allocated to the decoupled services would be guaranteed, whereas recovery of excluded costs allocated to price cap services would not*

¹² A-0108, notes sténographiques du 21 septembre 2016, vol. 6, p. 33-34.

be. This would give HQD some incentive to allocate costs to the revenue cap services. The Regie would be required to be vigilant to this tendency. Sensible rules for cost allocation such as those currently used in rate cases would be required »¹³.

27. Dans sa présentation, CEA suggère que l'adoption du plafonnement par les prix pour certains consommateurs aurait l'une des deux conséquences suivantes :

« 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 »¹⁴.

28. OC est particulièrement préoccupée par la première conséquence potentielle.

29. PEG a précisé lors des audiences qu'aucun changement n'est proposé à la méthode d'allocation des coûts actuelle¹⁵ ou encore à l'interfinancement entre la clientèle du Distributeur¹⁶.

30. OC et d'autres intervenants ont souligné dans leur témoignage que la proposition actuelle n'était pas suffisamment détaillée pour analyser précisément quelles seraient les répercussions de l'introduction d'un mécanisme de plafonnement des prix sur l'allocation des coûts durant l'application du MRI et sur ce dernier de manière générale. De plus, OC souligne que si la Régie devait accepter la proposition de PEG, l'enjeu de l'allocation des coûts risque de devenir un sujet récurrent des causes tarifaires annuelles, si celles-ci sont maintenues.

31. Néanmoins, OC est en accord avec les principes qui sous-tendent la proposition de PEG. La croissance des ventes d'une classe de consommateurs qui contribuent à l'interfinancement peut être à l'avantage de l'ensemble de la clientèle. Toutefois, en

¹³ C-AQCIE-CIFQ-0039, p. 2.

¹⁴ C-HQDT-0081, p. 11.

¹⁵ C-AQCIE-CIFQ-0084, p. 1.

¹⁶ *Ibid.*

l'absence d'un éclairage adéquat sur la manière dont seraient alloués les coûts sous un mécanisme hybride de plafonnement de revenu et de prix, OC attendra la fin de la phase 3 pour formuler sa recommandation à la Régie.

32. Subsidiairement, si la Régie juge qu'il est nécessaire de décider de l'opportunité d'instaurer un mécanisme de plafonnement du revenu et/ou des prix dès la phase 1 et en l'absence d'éclairage additionnel concernant l'allocation des coûts sous un mécanisme hybride, OC est d'avis qu'il serait préférable d'instaurer un mécanisme de plafonnement de revenu pour l'ensemble de la clientèle.

IV. DÉTERMINATION DE « X » ET LA PHASE 2

33. À la fin de la phase 1, la Régie déterminera si une étude de productivité multifactorielle est requise pour calibrer le facteur « X » de la formule du MRI et si celle-ci doit faire l'objet d'une phase 2.
34. Les deux experts se sont prononcés sur la question, soulignant à la fois les avantages de mener des études statistiques qui soient adaptés au contexte du Distributeur et les controverses qui peuvent être associées aux choix méthodologiques sur lesquels sont fondés ces études.
35. PEG et CEA s'entendent pour dire que des études de productivités et de benchmarking sont utiles dans la détermination du facteur « X ». Toutefois, CEA estime que la réalisation de ces études dans le cadre d'une phase 2 n'est pas essentielle puisque plusieurs études similaires se retrouvent dans le domaine public et que la Régie utilisera son « *jugement informé* » pour rendre sa décision finale quant au niveau du facteur « X ».
36. Dans son mémoire, OC recommande, comme la plupart des intervenants, la tenue d'une phase 2 jugeant celle-ci nécessaire pour déterminer de manière indépendante et objective le facteur de productivité qui sera utilisé dans le cadre du MRI.
37. OC note que la position de CEA et du Distributeur a légèrement évolué depuis le début des audiences. En réponse à une question de la Régie dans l'engagement numéro 5, le Distributeur précise ce qui suit :

« Toutefois, si la Régie juge nécessaire d'obtenir une telle étude de productivité, ce dernier serait prêt à la réaliser. En plus de répondre au souci d'allègement réglementaire, cette seule étude éviterait les limites importantes et les difficultés énoncées par Concentric dans sa preuve à la page 24 de la pièce HQT- 2, document 1, tout comme les débats controversés qu'occasionneraient une ou plusieurs études de productivité multifactorielle de l'industrie.

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 »¹⁷.

38. OC est d'avis qu'il serait préférable que l'étude de productivité soit commandée par la Régie elle-même plutôt que par le Distributeur.

V. TAUX D'INFLATION

39. Le ou les indices qui seront utilisés pour fixer la valeur du facteur « I » feront l'objet de débats lors de la phase 3.
40. Toutefois, le Distributeur propose dans la présente phase l'utilisation de deux sous-indices, soit l'indice des prix à la consommation du Canada ainsi qu'un indicateur interne, soit le taux de croissance des salaires d'Hydro-Québec.
41. Lors des audiences, à la fois CEA et PEG ont souligné que l'utilisation d'indicateurs internes pour fixer le facteur « I » dans le cadre de MRI était une pratique inhabituelle.
42. Par exemple, CEA l'indique dans ce passage :

« And for PBRs that you've seen elsewhere in Canada, have you seen inflation factors that do include such internal labour inflation index as part of their inflation index?

A. No, it's typically a provincial labour cost indicator »¹⁸.

¹⁷ C-HQT-HQD-0087, p. 3.

¹⁸ A-0102, notes sténographiques du 19 septembre 2016, vol. 4, p. 123-124.

43. PEG ajoute qu'à sa connaissance, aucun MRI pour les distributeurs d'électricité au Canada n'inclue un facteur interne pour déterminer le facteur « I » :

« In your opinion, is an index-based I-X, in an index-based I-X formula, is it common to use internal labour index?

A. Not at all.

Q. Do you know of any MRI plans for an electricity distributor in Canada which uses an internal labour index?

A. No, I do not »¹⁹.

44. OC s'oppose à l'utilisation d'un indicateur interne pour la détermination du facteur « I ». OC est d'avis qu'il faut éviter que le Distributeur, ou son actionnaire puissent avoir une influence sur le facteur « I » et donc sur la détermination du plafonnement des revenus. En conséquence, OC recommande à la Régie l'utilisation d'indicateurs externes seulement pour fixer la valeur de l'inflation dont les détails seront discutés lors de la phase 3.

VI. FACTEURS D'EXCLUSION Y ET Z

45. De manière générale, les deux experts s'entendent sur les coûts qui doivent être exclus de la formule « I-X » et être catégorisés comme facteur Y ou Z.
46. Pour qu'on qualifie un coût comme facteur Y, ce coût doit être jugé suffisamment hors du contrôle du Distributeur : *« Y factor exclusions are typically for known expense categories, but deemed beyond management's direct control [...] »²⁰.*
47. Sur la base de ce critère, les deux experts s'entendent que des candidats raisonnables pour le facteur Y sont les coûts de transport et d'approvisionnement du Distributeur.
48. Un deuxième critère est également suggéré pour définir les facteurs Y, soit la prévisibilité ou la trajectoire lisse des coûts. CEA suggère que les taxes sont comprises dans ce deuxième critère et qu'elles soient couvertes par la formule « I-X » :

¹⁹ A-0110, notes sténographiques du 22 septembre 2016, vol. 7, p. 59.

²⁰ A-0102, notes sténographiques du 19 septembre 2016, vol. 4, p. 75.

« In taxes, the company has no control but it is counting on the fact that it's predictable for it in order to be able to include it in the I-X formula. So, I would say near zero percent control, if not zero, but entirely predictable, short of a change in law in which case that would then resort to a Z factor »²¹.

49. Finalement, une troisième raison est évoquée par les deux experts : dans certains cas on pourrait souhaiter que les coûts ne soient pas assujettis à la pression exercée par la formule « I-X » puisqu'ils revêtent d'une importance particulière et qu'on souhaite garder le contrôle sur ces sommes. Sur cette base, les deux experts proposent d'inclure comme facteur Y les dépenses en efficacité énergétique. Lors des audiences, un des témoins du Distributeur a résumé la proposition ainsi :

« La raison pour laquelle on voulait exclure l'efficacité, puis toute l'efficacité, investissement et charge de la formule, c'est pour continuer à inciter le Distributeur à investir dans ses programmes d'efficacité énergétique. Si on le met dans la formule, bien entendu, il va être limité à l'évolution de la formule. Donc, ça va être un désincitatif pour le Distributeur à faire de l'efficacité énergétique »²².

50. OC soumet qu'un autre exemple pourrait être les charges relatives à la stratégie pour les ménages à faible revenu qui sont présentement exclus de la formule paramétrique.
51. OC suggère à la Régie que ces critères sont légitimes pour la détermination du facteur Y. De plus, OC a souligné dans son mémoire que les critères retenus par la Alberta Utility Commission pourraient également servir de lignes directrices.
52. Dans son rapport et lors de sa présentation en audiences, CEA s'est avancé davantage que PEG sur les éléments couverts, les exclusions et les exogènes. Comme ils l'indiquent :

« It's our anticipation that in phase these would be defined in this level of detail - exactly what's in Y and exactly what's in Z - but we wanted to give a, because this is phase 1, we're trying to determine the characteristics of the programme,

²¹ A-0104, notes sténographiques du 20 septembre 2016, vol. 5, p. 167-168.

²² A-0108, notes sténographiques du 21 septembre 2016, vol. 6, p. 121.

we felt it sufficient in our initial report to say "There should be a Y for these types of items and a Z for these types of items." Here, we're just trying to give a little bit more flavour as to what would typically be included. »

53. Parmi les exclusions suggérées par PEG, celle concernant le rendement de la base de tarification a soulevé le plus de questions de la part des intervenants et de la Régie.
54. D'un côté, CEA estime que les dépenses en capital du Distributeur suivent un « *relatively smooth path* » et propose que les amortissements soient assujettis à la formule « I-X ». Par contre, CEA estime que les variations des taux d'intérêts, et donc du coût du capital, sont à l'extérieur du contrôle du Distributeur. En conséquence, ils recommandent d'exclure le rendement sur la base de tarification.
55. OC s'oppose à l'exclusion du rendement sur la base de tarification.
56. Tel que souligné par PEG lors des audiences, exclure de la formule « I-X » le rendement sur la base de tarification est une pratique inhabituelle, à la fois au Canada et aux États-Unis :

«Q. I see that under Concentric's proposal, return on rate base would be Y-factored. Is it common for electricity distributors to do so in the United States?»

A. Not at all.

Q. And is it common for electricity distributors to do so in Canada?»

A. Not at all. »²³

57. OC soumet qu'il n'a pas été mis en preuve qu'une augmentation prochaine de la volatilité des taux d'intérêt était prévue. Par ailleurs, si la volatilité des taux d'intérêt est une préoccupation du Distributeur, OC suggère qu'il serait plus approprié de traiter de cette volatilité à l'intérieur d'un compte d'écart, et non d'exclure l'ensemble de la base de tarification. Le mécanisme de Gaz Métro comportait une exclusion similaire.

²³ A-0110, notes sténographiques du 22 septembre 2016, p. 56-57.

58. Finalement, en regard aux autres exclusions proposées par CEA, OC appuie la recommandation formulée par PEG dans son rapport « *HQD will likely press for the tracking several other costs, including costs that it currently tracks. We recommend that the Régie should err on the side of rejecting these requests* »²⁴.

VII. REVENUE DECOUPLING

59. Dans son rapport, PEG recommande à la Régie d'intégrer au MRI du Distributeur des dispositifs de « *revenue decoupling* ». Ces dispositifs ont pour fonction de diminuer ou même d'éliminer le lien entre les ventes de la clientèle du Distributeur et les revenus de celui-ci.

60. PEG estime que le « *revenue decoupling* » permettrait de (i) diminuer la controverse autour des prévisions annuelles de la demande du Distributeur, (ii) diminuer les risques de fluctuations de la demande et (iii) améliorer les incitations pour le Distributeur à développer et gérer les programmes en efficacité énergétique.

61. Bien qu'il n'aborde pas la question dans son mémoire, CEA a indiqué en réponse aux demandes de renseignements ainsi qu'en audience qu'il est favorable, de manière générale, à l'idée du « *revenue decoupling* » qu'il estime être un « *worthwhile item in the regulatory toolbox* ». Toutefois, CEA croit que l'enjeu est trop complexe pour faire partie du cadre d'analyse des trois phases du présent dossier.

62. OC est favorable au « *revenue decoupling* » car elle estime qu'il est important dans le cadre du MRI de donner des incitations suffisantes au Distributeur pour qu'il développe des programmes en efficacité énergétique. CEA a d'ailleurs reconnu lors de l'audience que la perspective d'une faible croissance de la demande du Distributeur pour le terme du premier MRI favorisait une telle approche :

« So, my question: in your view, which of the price cap or revenue cap proposals is better suited to a low growth environment? »

²⁴ C-AQCIE-CIFQ-0025, p. 102.

A. I would say the revenue cap and that is again consistent with the discussion we had around decoupling. That's an issue that gas distributors have faced in North America for the past decade, where the revenues or revenue per customer numbers are declining. And in order to hold the company neutral to that impact from an earning standpoint, and also to continue to encourage the utility to promote and implement conservation efforts, revenue I caps have been deemed to be a superior tool for that reason, because it encourages the right behaviour by the utility. So, those circumstances exist here. We're seeing those circumstances in other electric jurisdictions as well. And I think, again, those clearly favour revenue cap over price cap »²⁵.

63. De plus, OC estime que le « *revenue decoupling* » favorise l'allègement réglementaire demandé par l'article 48.1 de la Loi.

64. OC ne juge pas que la complexité est une barrière contraignante à l'introduction du concept dans le MRI du Distributeur. Elle note à cet égard que le Distributeur propose dans le cadre du dossier tarifaire présentement en cours (R-3980-2016) un compte d'écart pour les revenus nets des achats qui s'apparente à plusieurs niveaux au « *revenue decoupling* », tel que confirmé par CEA lors de l'audience :

« I am aware that the distributor has proposed in its current rate filing, one of the goals of decoupling is to true-up for actual sales, to hold the company neutral from a revenue standpoint in terms of any difference between projected and actual sales. And my understanding is that the company has proposed such a mechanism in its current rate case, and... it's proposed, it's not yet implemented, but if it were accepted, then I think that would certainly serve part of the function of what a revenue decoupling mechanism is designed to achieve »²⁶.

65. Pour l'ensemble de ces raisons, OC recommande que le « *revenue decoupling* » soit analysé en phase 3 du présent dossier.

²⁵ A-0104, notes sténographiques du 20 septembre 2016, vol. 5, p. 91.

²⁶ A-0104, notes sténographiques du 20 septembre 2016, vol. 5, p. 75-76.

VIII. INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE

66. Tel qu'indiqué précédemment, les indicateurs de qualité de service font maintenant partie intégrante des MRI.
67. Pour le MRI du Distributeur, OC priorise les indicateurs portant sur la satisfaction de la clientèle, la fiabilité et la qualité du service. Pour ces catégories, certains indicateurs utilisés actuellement dans le cadre des dossiers tarifaires pourraient être utilisés. Le Distributeur a précisé qu'il préférerait aborder cette question plus en détail lors de la phase 3, notamment parce que de nouveaux indicateurs sont proposés dans le cadre de l'actuel dossier tarifaire (R-3980-2016).
68. OC estime que les autres catégories d'indicateurs proposés par PEG sont intéressantes, notamment les indicateurs relatifs à la performance du Distributeur en matière d'efficacité énergétique et elle recommande qu'elles soient aussi étudiées dans la phase 3.
69. De manière générale, OC a souligné dans son mémoire et son témoignage l'intérêt de l'approche adoptée par la Commission de l'énergie ontarienne et déposée comme annexe 2 de son mémoire : « *Performance Measurement for Electricity Distributors : A Scorecard Approach* ».
70. OC est d'avis que la Régie pourrait s'inspirer de cette approche pour établir les lignes directrices des indicateurs de qualité de service qui seront développés lors de la phase 3, notamment en :
- a) Définissant les résultats (« outcomes ») que doivent rechercher les indicateurs;
 - b) Définissant les catégories des indicateurs à la lumière des résultats recherchés;
 - c) Demandant à ce que les indicateurs soient rendus disponibles sur le site de la Régie et mis à jour sur une base régulière.

IX. TERME, PROCESSUS RÉGLEMENTAIRE ET TRANSITION AVEC LE PROCHAIN MRI

71. En ce qui concerne la durée du MRI, OC recommande à la Régie de retenir la proposition de PEG qui est un terme de 4 ans avec une révision lors de la troisième année.

72. OC estime qu'une durée de 4 ans pour le MRI est nécessaire afin d'améliorer les incitations pour le Distributeur à produire des gains d'efficience. De plus, une durée de quatre ans est dans la moyenne des MRI adoptée ailleurs au Canada. Finalement, la présence d'une révision lors de la troisième année, ainsi que la présence d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement, limitent les risques pour les consommateurs et pour le Distributeur d'un écart trop grand entre les revenus et les coûts.
73. Par ailleurs, OC recommande à la Régie d'étudier lors de la phase 3 la possibilité de mettre en place un « *efficiency carryover mechanism* ». PEG a souligné qu'il a été largement documenté que les incitatifs à mener des projets d'efficience diminuent lors de la dernière année du terme du MRI et qu'il était important de s'assurer que les gains d'efficience soient partagés avec les consommateurs lors du MRI subséquent, notamment en limitant les « *reports stratégiques* ».
74. Finalement, OC est favorable à une présentation des résultats financiers résultants du MRI dans le cadre des rapports annuels. OC recommande toutefois à la Régie de permettre la participation écrite des participants. De plus, OC est favorable à maintenir les causes annuelles tarifaires. Celles-ci seraient fortement allégées, entre autres parce que la révision des coûts ligne par ligne ne serait plus requise. Cependant, les causes annuelles demeureraient nécessaires pour que les intervenants, la Régie et le Distributeur discutent de certains enjeux comme l'efficacité énergétique et la stratégie relative aux ménages à faible revenu.

X. CONCLUSION

75. Nouveau MRI mais on peut apprendre des autres juridictions :
- a) *Comprehensive approach to SQI;*
 - b) *Setting the X factor;*
 - c) *Take care of CAPEX;*
 - d) *ECM for others.*

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Montréal, le 29 septembre 2016

(s) Belleau Lapointe, s.e.n.c.r.l.

BELLEAU LAPOINTE, s.e.n.c.r.l.
Procureurs d'Option consommateurs