

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

N° : R-3897-2014

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

---

## **ARGUMENTATION D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

### **Commentaires introductifs**

Le Distributeur a préparé sa proposition de mécanisme de réglementation incitative (« **MRI** ») sur la base des recommandations de ses experts Concentric Energy Advisers (« **Concentric** »). Cette proposition est compatible avec les constats des experts Elenchus Research and Associates (« **Elenchus** ») mandatés par la Régie pour effectuer une revue des mécanismes de réglementation incitative utilisés par d'autres régulateurs dans les domaines de la distribution et du transport de l'électricité.

Compte tenu qu'il s'agit d'un premier MRI, la proposition du Distributeur est axée sur la prudence, la simplicité et le caractère évolutif du MRI, dans un contexte où le régime réglementaire actuel est stable et sous contrôle par la Régie.

D'entrée de jeu, il importe de rappeler qu'un MRI a une portée limitée. Il s'agit d'un mécanisme d'établissement des tarifs qui intègre des incitatifs à l'efficience additionnels à ceux qui existent déjà. Or, plusieurs intervenants semblent utiliser ce mécanisme pour promouvoir leurs intérêts et pour remettre en cause des pans complets de l'environnement réglementaire dans lequel évolue présentement le Distributeur, ce qui déborde du cadre du présent dossier et va à l'encontre de l'objectif d'allègement réglementaire inscrit dans la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « **LRÉ** »).

## TABLE DES MATIÈRES

1. OBJET DE LA PHASE 1 .....	3
2. CONTEXTE DU DISTRIBUTEUR.....	4
3. PROPOSITION DE HQD ET CARACTÉRISTIQUES DU MRI .....	12
4. TÉMOIGNAGE DE L'EXPERT MARK LOWRY .....	18
5. FACTEUR D'INFLATION (FACTEUR « I »).....	23
6. LE FACTEUR DE PRODUCTIVITÉ (FACTEUR « X ») .....	26
7. LE FACTEUR DE CROISSANCE .....	31
8. EXCLUSIONS (FACTEUR « Y »).....	32
9. EXCLUSIONS (FACTEUR « Z ») .....	34
10. COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ .....	35
11. COÛTS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ .....	41
12. RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION : COÛT DU CAPITAL, AMORTISSEMENT ET BASE DE TARIFICATION .....	43
13. COÛT DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE .....	45
14. INDICATEURS ET MTÉR.....	47
15. FERMETURE RÉGLEMENTAIRE .....	49
16. CLAUSE DE SORTIE.....	50
17. INCLUSION DES COÛTS DES RÉSEAUX AUTONOMES .....	51
CONCLUSIONS.....	53

## **1. OBJET DE LA PHASE 1**

- 1.1 La Régie a décidé de traiter l'établissement d'un mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficacité pour le Distributeur et le Transporteur (« MRI ») en trois (3) phases :
- Phase 1 : Caractéristiques du MRI
  - Phase 2 : Étude de productivité multifactorielle (si requise, à l'issue de la phase 1)
  - Phase 3 : Étude de la proposition de MRI
- 1.2 Le traitement du dossier du MRI du Distributeur et du Transporteur a été scindé par décision de la Régie :
- D-2016-107[18]
- 1.3 En phase 1, les sujets à aborder sont :
- a) Le type de MRI;
  - b) Les caractéristiques du MRI répondant aux particularités du Distributeur;
  - c) L'identification des indicateurs de performance ainsi que la forme de prise en compte du partage des réductions de coûts;
  - d) La question du traitement, sous un angle conceptuel, des réseaux autonomes dans le MRI.
- 1.4 Dans le cadre de la présente phase 1, le Distributeur a présenté une preuve écrite et testimoniale à la fois d'experts indépendants et de ses représentants concernant les sujets mentionnés au paragraphe précédent et les caractéristiques du Distributeur.

## **2. CONTEXTE DU DISTRIBUTEUR**

### **Objectifs du MRI du Distributeur**

2.1 Les objectifs du MRI sont énoncés de façon exhaustive à l'article 48.1 de la LRÉ. Comme toute disposition de la LRÉ, l'article 48.1 doit être interprété à la lumière de l'article 5, des autres dispositions de la loi et du contexte réglementaire.

➤ Art. 48.1 LRE :

« ***Établissement du mécanisme de réglementation.*** La Régie établit un mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficacité par le distributeur d'électricité et le transporteur d'électricité.

***Objectifs.*** Ce mécanisme doit poursuivre les objectifs suivants :

1° l'amélioration continue de la performance et de la qualité du service ;

2° une réduction des coûts profitable à la fois aux consommateurs et, selon le cas au distributeur ou au transporteur ;

3° l'allègement du processus par lequel sont fixés ou modifiés les tarifs du transporteur d'électricité et les tarifs du distributeur d'électricité applicables à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs. »

➤ Décision de la Régie D-2015-169 :

[48] En l'espèce, la Régie constate que l'article 48.1 est rédigé en termes clairs, précis et qui ne sont pas ambigus : le mécanisme doit poursuivre les objectifs qui y sont énumérés. Le texte de loi ne comprend aucun terme qui pourrait laisser croire à l'existence d'une discrétion en faveur du régulateur afin d'ajouter des objectifs non prévus aux fins de l'application de cet article.

[...]

[57] En somme, la Régie est d'avis que les objectifs énumérés au deuxième alinéa de l'article 48.1 sont exhaustifs. Toutefois, elle doit les interpréter de façon large et libérale, en tenant compte, notamment, du contexte de réalisation de gains d'efficacité, de l'article 5 de la Loi et des dispositions du chapitre IV de la Loi, afin de permettre la réalisation de l'objet de l'article 48.1.

2.2 Le cadre réglementaire actuel contient plusieurs éléments fortement incitatifs en matière de réduction de coûts et d'amélioration de la performance et de la qualité du service. Comme l'indique la Régie dans la décision D-2015-169, elle doit tenir compte de ce contexte de réalisation de gains d'efficacité dans son interprétation de l'article 48.1 :

a) Suivi d'indicateurs de performance et de qualité du service :

Un ensemble d'indicateurs de qualité de service en lien direct avec les activités du Distributeur. Dans tous ses dossiers tarifaires, le Distributeur fait un suivi rigoureux d'une vingtaine d'indicateurs dans cinq champs<sup>1</sup> :

- ✓ Satisfaction de la clientèle ;
- ✓ Fiabilité du service;
- ✓ Alimentation électrique ;
- ✓ Services à la clientèle ;
- ✓ Sécurité.

Résultats de balisage alimentant les discussions et les réflexions relatives aux meilleures pratiques de l'industrie entourant les activités de distribution d'une part et celles des services à la clientèle d'autre part.

- b) Cible exigeante quant à l'évolution des indicateurs de coûts privilégiés par le Distributeur :

HQD vise à contenir la croissance annuelle moyenne de huit indicateurs sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans, tout en conservant, globalement, le même niveau de qualité de service.

- c) Formule paramétrique incluant la réalisation de gains importants d'efficience :

Depuis 2008, une formule paramétrique est utilisée pour la fixation de l'enveloppe des charges d'exploitation pour les activités de base. Cette formule, qui s'inspire de l'approche I-X de la réglementation incitative, comporte diverses modalités incitatives :

- ✓ Un facteur d'inflation reconnu par la Régie;
- ✓ Un facteur de productivité fixé à 1,5 % par la Régie;
- ✓ Un facteur de croissance basé sur la croissance des abonnements, principal inducteur de coût reconnu par la Régie.

- d) Mécanisme de partage des écarts de rendement :

Seuls les excédents de rendement sont partagés avec les clients, leur permettant ainsi de bénéficier des efforts de réduction des coûts.

Les modalités du MTÉR sont à revoir en phase 3 du présent dossier, comme recommandé par tous les experts.

- 2.3 Le rapport d'Elenchus établit comme principe de base qu'un MRI doit être adapté au contexte de chaque juridiction et que les pratiques utilisées dans d'autres juridictions doivent faire l'objet d'une analyse attentive avant d'y être transposées :

Rather it will be necessary to recognize the unique economic and infrastructure characteristics of each utility and each jurisdiction in order to determine how to implement

---

<sup>1</sup> En audience, il a été référé à cette pratique comme étant une approche de type « scorecard ».

the guiding principles to performance based, or incentive, regulation that will be effective in achieving the specific objectives that the regulator is pursuing<sup>2</sup>.

[...]

Ontario's experience suggest [sic] that best PBR practices are most appropriately defined in terms of the process used to design the regime, not in terms of particular design features. The "best practice" involves carefully examining approaches used successfully elsewhere and considering whether they should be adopted – or adapted – to local use<sup>3</sup>.

- 2.4 À la lumière du rapport d'Elenchus, force est de constater que ces éléments du régime réglementaire actuel du Distributeur constituent des incitatifs à la performance qui doivent être pris en compte dans l'établissement du MRI. Le Distributeur rappelle dans les paragraphes qui suivent certains de ces éléments, touchant les approvisionnements en électricité, les coûts de transport, les investissements et l'efficacité énergétique.

### Approvisionnement en électricité

#### Généralités

- 2.5 L'essentiel des approvisionnements du Distributeur est encadré par des contrats fermes (électricité patrimoniale, contrats de long terme), dont plusieurs découlent de blocs d'énergie déterminés par le gouvernement.
- 2.6 Le processus d'acquisition par appels d'offres favorise un approvisionnement à prix compétitif.
- 2.7 La Régie a un grand contrôle de toutes les étapes encadrant le processus d'acquisition (approbation du plan d'approvisionnement, des critères de sélection des offres et des contrats). Elle s'assure également de la conformité de l'application de la procédure d'appel d'offres.
- 2.8 La Régie assure un suivi rigoureux et régulier de tous les approvisionnements du Distributeur, tant des contrats de long terme que des approvisionnements de court terme acquis sous dispense.
- 2.9 Des modèles de prévision de la demande performants favorisent une planification optimale des approvisionnements. La Régie assure le suivi de cette performance.
- 2.10 Des efforts importants en matière d'efficacité énergétique de gestion de la demande permettent de réduire les besoins en approvisionnements.

#### Cadre réglementaire des approvisionnements en électricité

##### *Plan d'approvisionnement*

- 2.11 Le Distributeur soumet pour approbation à la Régie un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins du marché québécois. (LRÉ, art. 72)

---

<sup>2</sup> Pièce A-0004, page 15(4-8).

<sup>3</sup> Pièce A-0004, page 34(25-28).

- 2.12 Ce plan est soumis à tous les trois ans et des états d'avancement sont déposés annuellement au cours des première et seconde années. Sont présentés au plan le contexte économique et énergétique, les données relatives aux besoins, les caractéristiques des approvisionnements existants et la stratégie pour combler les besoins (*Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*).
- 2.13 Bien que l'article 25 de la LRÉ ne le requière pas, l'examen des plans d'approvisionnement du Distributeur fait toujours l'objet d'une audience publique.

### *Électricité patrimoniale*

- 2.14 Le volume maximum d'électricité patrimoniale disponible, de même que le profil des livraisons de cette électricité, est déterminé par décret (*Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*).
- 2.15 Le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale correspond au produit du volume et du coût alloué à chaque catégorie de consommateurs (LRÉ, art. 52.2). Ce coût est fixé annuellement par décret (*Décret concernant le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs requis pour établir le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale*).

### *Appels d'offres*

- 2.16 Toute électricité au-delà de l'électricité patrimoniale est acquise au moyen d'appels d'offres. (LRÉ, art. 74.1) La Régie dispose d'un pouvoir de surveillance sur l'application de la procédure d'appel d'offres. (LRÉ, art. 74.2)
- 2.17 Tous les paramètres encadrant la procédure d'appel d'offres ont été définis par la Régie (décision D-2001-191) et visent notamment à assurer un approvisionnement au prix le plus bas et un traitement équitable des fournisseurs (*Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité*).
- 2.18 Une procédure a également été définie par la Régie (décision D-2005-060) pour les approvisionnements de court terme, avec les mêmes objectifs (*Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et moins*).
- 2.19 Dans le cadre de ses activités en approvisionnement, le Distributeur est soumis à un code d'éthique (*Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres*) et un code de conduite (*Code de conduite du Distributeur*) rigoureux. Ceux-ci ont été entérinés par des décisions de la Régie (D-2001-191 et D-2006-046, respectivement).

### *Contrats d'approvisionnement*

- 2.20 Le Distributeur doit obtenir l'approbation de la Régie avant de conclure, notamment, tout contrat d'approvisionnement de plus d'un an. Il doit démontrer que le contrat ou la combinaison des contrats comportent le prix le plus bas, que ce prix soutient la comparaison avec les prix disponibles dans les marchés du nord-est de l'Amérique et que les contrats respectent les caractéristiques approuvées dans le plan d'approvisionnement. Ces démonstrations sont appuyées par des firmes externes et indépendantes (*Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie*).

### *Blocs d'énergie déterminés par le gouvernement*

- 2.21 Le gouvernement peut déterminer par règlement, pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, le bloc d'énergie et son prix maximal. Il peut limiter la participation à l'appel d'offres à certaines catégories de fournisseurs. (LRÉ, art. 112)
- 2.22 Le gouvernement peut assortir ces blocs de considérations économiques, sociales ou environnementales. (LRÉ, art. 72)
- 2.23 De nombreux règlements ont été édictés par le gouvernement afin de déterminer et d'encadrer des blocs d'énergie spécifiques.

### *Coûts de fourniture d'électricité*

- 2.24 Selon l'article 52.2, les coûts de fourniture de l'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le Distributeur.

## **Coûts de transport d'électricité**

### **Planification des investissements**

- 2.25 Le Distributeur fournit à TransÉnergie une prévision sur 10 ans de ses besoins. Cette prévision tient compte des moyens de gestion de la demande mis en place et prévus.
- 2.26 La prévision des besoins est présentée dans les plans d'approvisionnement, les suivis annuels de ces plans et les dossiers tarifaires. Le Distributeur présente un suivi de la performance de ses modèles de prévision dans ses dossiers tarifaires.

### **Cadre réglementaire**

- 2.27 Sur la base de la prévision des besoins du Distributeur, examinée par la Régie et les intervenants, de même que des autres besoins du réseau (maintien de la qualité, par exemple), le Transporteur conçoit un plan d'investissement.
- 2.28 Tous les investissements réalisés par le Transporteur sont au préalable examinés et approuvés par la Régie, soit individuellement pour les investissements supérieurs à 25 M\$ ou à travers les enveloppes.
- 2.29 Dans le cadre des dossiers d'investissements conjoints (postes), le Distributeur et le Transporteur proposent la solution optimale pour les deux divisions. Cette solution est avalisée par la Régie.
- 2.30 Le Distributeur ne fait que refléter dans ses coûts la facture du service de transport préalablement fixée par la Régie à la suite de leur examen dans le dossier tarifaire du Transporteur.



- 2.31 La Régie a autorisé un compte d'écart pour la charge locale de transport. De plus, le compte de nivellement pour aléas climatiques permet de niveler les excédents ou les déficits de revenus associés, notamment, à la composante de transport.

### Investissements du Distributeur

#### Généralités

- 2.32 Le cadre réglementaire actuel entourant les investissements comprend une autorisation préalable par la Régie. Cette autorisation est spécifique dans le cadre des projets dont la valeur est supérieure à 10 M\$ et sur la base d'enveloppes par catégories dans le cas des investissements de valeur inférieure.
- 2.33 Le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* prescrit les renseignements qui doivent accompagner les demandes d'investissement du Distributeur :

Dans le cas d'un projet d'un coût de 10 M\$ ou plus :

- ✓ Les objectifs visés par le projet;
- ✓ La description du projet;
- ✓ La justification du projet en relation avec les objectifs visés;
- ✓ Les coûts associés au projet;
- ✓ L'étude de faisabilité économique du projet
- ✓ L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité;
- ✓ L'impact sur la qualité de prestation de service de distribution d'électricité;
- ✓ Le cas échéant, les autres solutions envisagées;

Dans le cas d'une autorisation par catégories :

- ✓ La description synthétique des investissements et de leurs objectifs;
- ✓ Les coûts associés à chaque catégorie d'investissements;
- ✓ La justification des investissements en relation avec les objectifs visés;
- ✓ L'impact sur les tarifs;
- ✓ L'impact sur la qualité de prestation du service de distribution d'électricité.

- 2.34 Les dossiers d'autorisation d'investissements importants par le Distributeur font toujours l'objet d'une étude détaillée par la Régie et, parfois, des intervenants, dans le contexte d'audiences publiques, par exemple les projets Lecture à distance phases 1, 2 et 3, Système d'information clientèle ou encore Optimisation des systèmes clientèle. Même en l'absence d'un examen formel dans le cadre d'une audience publique, la Régie invite toujours, par l'entremise d'un avis public, les personnes intéressées à soumettre leurs commentaires sur les projets étudiés.
- 2.35 Les investissements de moins de 10 M\$ sont regroupés par catégories et sont établis selon, notamment, l'état des actifs existants (par exemple, lignes, postes et équipements) et l'évolution prévue des besoins du réseau, en fonction des priorités, compte tenu de la capacité de réalisation.

- 2.36 Cette réglementation des investissements par catégories réalisée par la Régie est un processus rigoureux et que l'on retrouve communément en Amérique du nord. Il s'agit essentiellement d'une analyse des processus décisionnels de l'entreprise réglementée dans le cadre d'un rendez-vous annuel. Les experts Concentric recommandent de conserver cette compétence de la Régie de procéder à une revue des projets investissements d'HQD et ultimement, de refuser certaines autorisations de projets<sup>4</sup>.
- 2.37 Une fois les enveloppes d'investissement déterminées et autorisées par la Régie, les gestionnaires du Distributeur établissent la liste des priorités quant aux travaux à réaliser dans chaque catégorie. En cours d'année, il est normal que certains travaux soient repoussés au profit d'autres projets devenus prioritaires depuis pour différentes raisons<sup>5</sup>. Ces ajustements sont inévitables et constituent un reflet d'une gestion dynamique et adaptative de ses travaux par le Distributeur. Le Distributeur rappelle qu'ultimement, seuls les investissements réels sont introduits à la base de tarification.
- 2.38 Les demandes d'autorisation présentées conjointement par HQD et HQT sont une illustration de l'optimisation effectuée en amont par les deux entités.
- 2.39 L'optimisation des investissements est un objectif qui est favorisé par un dialogue constant entre le régulateur, l'entreprise réglementée et les intervenants.
- 2.40 Il incombe à l'entreprise réglementée de se doter des outils et processus requis pour planifier adéquatement ses investissements et à la Régie de s'assurer que ces processus et outils sont en place<sup>6</sup>.

### **Efficacité énergétique**

- 2.46 Le Distributeur présente pour approbation par la Régie, à tous les trois ans, son plan d'approvisionnement pour satisfaire les besoins québécois, après application des mesures d'efficacité énergétique (art. 72 de la LRÉ).
- 2.47 Le plan d'approvisionnement en électricité identifie clairement la contribution des programmes d'efficacité énergétique.
- *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*
- 2.48 La Régie approuve les budgets annuels des mesures en efficacité énergétique, dans le cadre des dossiers tarifaires du Distributeur (art. 49 de la LRÉ) et les intervenants ont tout le loisir d'examiner et commenter les interventions proposées par le Distributeur.
- 2.49 La Régie précise les principales informations requises aux fins d'approbation des budgets annuels en matière d'efficacité énergétique, notamment, pour chaque programme, les objectifs et les budgets, un suivi des principaux ajustements et une analyse économique et financière.

---

<sup>4</sup> Témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016, pages 38(3) à 41(6).

<sup>5</sup> Témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016, page 34(8-21).

<sup>6</sup> Témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016, page 41(11-23).

- *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de Distribution, chapitre 5*

### **3. PROPOSITION DE HQD ET CARACTÉRISTIQUES DU MRI**

#### **Rapport d'Elenchus et constats**

- 3.1 Démarche de HQD repose sur les grands constats du rapport d'Elenchus :
- a) Prise en compte du contexte et des caractéristiques du Distributeur
  - b) Migration vers un MRI adapté au Distributeur en se basant sur le régime réglementaire actuel
  - c) Recherche de simplicité dans l'implantation d'un premier MRI et évolution, si nécessaire, vers une forme plus complexe dans le futur.
- 3.2 Elenchus mentionne dans son rapport que l'introduction des MRI vise à répondre à deux tendances observées dans l'industrie :
- a) Absence d'incitatif à la performance ;
  - b) Augmentation des profits par un surinvestissement.
- 3.3 Le Distributeur n'a pas attendu le MRI avant de mettre en place un plan d'efficience qui lui a permis de faire profiter, via une réduction de ses demandes tarifaires, ses clients d'importants gains d'efficience. Quant à l'absence d'incitatif à l'efficience, l'historique de performance du Distributeur permet de conclure qu'au contraire, vu les importants efforts des dernières années ayant permis des gains récurrents annuels de 400 M\$, ce facteur ne trouve aucune résonance dans le cas du Distributeur.
- 3.4 En ce qui concerne le surinvestissement, comme mentionné dans la section précédente, tous les investissements du Distributeur ont été approuvés par la Régie, que ce soit de façon spécifique pour les projets de 10 M\$ et plus ou de façon globale pour ceux en deçà de ce seuil, après une analyse approfondie. Ce facteur ne trouve également aucune résonance dans le cas du Distributeur.
- 3.5 Elenchus explique également que les divers MRI comportent certaines caractéristiques communes appelées à évoluer dans le temps. Parmi celles-ci, figurent entre autres:
- a) Durée pluriannuelle;
  - b) Facteur d'inflation;
  - c) Facteur de productivité;
  - d) Suivi d'indicateurs de performance;
  - e) Élargissement de la portée de ces indicateurs de performance;
  - f) Introduction d'une prime pour l'entreprise réglementée.
- 3.6 La proposition du Distributeur contient tous ces éléments et constitue une évolution importante et logique de la réglementation actuelle basée sur l'utilisation d'une formule paramétrique<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> Témoignage de Jim Coyne, n.s. 19 septembre 2016, page 68(12-18).

- 3.7 Cette proposition tient compte également des caractéristiques du Distributeur, comme le recommande Elenchus :

[...] Rather it will be necessary to recognize the unique economic and infrastructure characteristics of each utility and each jurisdiction in order to determine how to implement the guiding principles to performance based, or incentive, regulation that will be effective in achieving the specific objectives that the regulator is pursuing<sup>8</sup>.

- 3.8 Enfin, Elenchus mentionne qu'il n'existe aucune règle universelle en matière d'élaboration de MRI et que chacun doit être adapté spécifiquement aux objectifs qui sont poursuivis, ici ceux identifiés à l'article 48.1 LRÉ :

One observation that readily emerges from our review of the international experience with PBR is that there is no single "best practice" in terms of the mechanics that are used to provide the intended incentives<sup>9</sup>.

[...]

It is clear that neither the literature nor regulatory practice has identified a foolproof formula for designing an effective performance based regulation regime. On the contrary, experience to date suggests that there currently is not, and probably never will be, a clearly defined "best practice" for PBR<sup>10</sup>.

[...]

However, there is no universal best practice for selecting the specific features that need to be incorporated in a PBR regime within any specific jurisdiction<sup>11</sup>.

- 3.9 Le seul ajout d'une dimension multi annuelle répond aux exigences d'un MRI prévues à la LRÉ et donne une ampleur encore plus grande au mécanisme actuel.

### Bases de la proposition d'HQD

- 3.10 HQD propose une approche hybride de plafonnement des revenus requis selon une formule  $I - X$  et d'établissement des coûts de façon spécifique pour certains éléments, le tout basé sur les caractéristiques recommandées par les experts Concentric.

- Rapport de Concentric
- Réponses aux demandes de renseignements de la Régie et des intervenants
- Présentation
- Témoignage détaillé en audience des experts Jim Coyne et Robert Yardley.

---

<sup>8</sup> Pièce A-0004, page 15(4-8).

<sup>9</sup> Pièce A-0004, page 1(16-18).

<sup>10</sup> Pièce A-0004, page 15(1-4).

<sup>11</sup> Pièce A-0004, page 82(20-21).

- 3.11 Concentric et le Distributeur privilégient une approche prudente qui table sur (1) une réglementation actuelle performante et stable et (2) les éléments de réglementation incitative déjà présents dans le cadre réglementaire actuel, dans le cadre d'un MRI évolutif et par étapes<sup>12</sup>.
- 3.12 La proposition de MRI du Distributeur permet l'atteinte des trois objectifs de l'article 48.1 (LRÉ) :
- a) Amélioration de la performance et de la qualité du service:
    - ✓ Amélioration des façons de faire contribuant tant à la réduction des coûts qu'à l'amélioration de la qualité du service.
  - b) Réduction des coûts profitables aux consommateurs et au Distributeur :
    - ✓ Intégration de réductions de coûts découlant des mesures d'amélioration de la productivité à même les revenus requis;
    - ✓ Éléments additionnels importants couverts par la formule paramétrique (amortissement, frais corporatifs et taxes).
    - ✓ MTÉR lié à l'atteinte de certains indicateurs de qualité du service (à définir en Phase 3).
  - c) Allègement du processus réglementaire :
    - ✓ MRI de facture simple, en continuité avec le régime réglementaire actuel.
    - ✓ Terme de 3 ans avec un retour au coût de service l'année suivante (*rebasings*) :
    - ✓ Un seul examen approfondi des éléments couverts par la formule la première année;
    - ✓ Processus simplifié pour les années 2 et 3, limité aux données nécessaires à la révision des tarifs, en favorisant le plus possible un processus sur dossier;
    - ✓ Rendre compte dans les rapports annuels, en suivi administratif.
- 3.13 La proposition du Distributeur consiste à couvrir 60 % des coûts de distribution et services à la clientèle par la formule d'indexation. Ces coûts sont au cœur des activités d'un distributeur d'électricité. Cela représente une augmentation de près du double des coûts figurant dans la formule paramétrique actuelle du Distributeur<sup>13</sup>.
- 3.14 Les coûts d'approvisionnement et de transport ne peuvent être inclus dans le MRI mais doivent plutôt être identifiés à titre de facteurs Y.

---

<sup>12</sup> Témoignage de Jim Coyne, n.s. 19 septembre 2016, pages 95(1) à 96(1), mettant en garde contre l'adoption de caractéristiques trop complexes et indiquant notamment qu'il n'est pas approprié de « trying to do too much at the same time ».

<sup>13</sup> Témoignage de François G. Hébert, n.s. vol. 4, 19 septembre 2016, page 56.

3.15 Le MRI, étant donné les caractéristiques propres au Distributeur, doit permettre au Distributeur de demander l'exclusion d'éléments exogènes et d'autres éléments, de même que prévoir une clause de sortie automatique en cas d'écarts de trajectoire trop importants.

### Méthode de détermination des revenus requis

3.16 L'approche hybride de plafonnement des revenus proposée par le Distributeur est supérieure à celle de plafonnement des prix pour plusieurs raisons, ce qui a été abondamment discuté en audience :

- a) Le plafonnement des revenus protège mieux la clientèle et l'entreprise réglementée des variations des ventes. De plus, un plafonnement des tarifs constituerait un facteur désincitatif à la mise en place de mesures d'efficacité énergétique en amenant l'entreprise à porter une grande attention au volume de ses ventes<sup>14</sup>.
- b) Dans le domaine de la distribution du gaz naturel, un contexte de baisse de la consommation par client a amené les régulateurs à mettre de côté les MRI fondés sur un plafonnement des prix pour adopter une méthode de plafonnement des revenus<sup>15</sup>.
- c) Dans le domaine de l'électricité, l'on constate qu'un phénomène semblable émerge, y compris au Québec considérant les récentes prévisions de la demande déposées par le Distributeur<sup>16</sup>.
- d) La méthode de plafonnement des revenus est supérieure considérant qu'une grande partie des investissements sur le réseau de distribution vise à assurer la pérennité plutôt que la croissance, et ce, contrairement à la situation de forte croissance vécue dans les années 60 et 70<sup>17</sup>.

3.17 Il n'y a dans l'industrie aucun MRI qui couvre la totalité des coûts d'un distributeur, que ce soit une approche de plafonnement des revenus ou des prix, conformément au témoignage des experts Concentric, au contraire de ce que laisse croire l'expert Lowry.

### Allègement réglementaire

3.18 L'allègement réglementaire revêt deux facettes importantes aux yeux du Distributeur : (1) alléger les processus réglementaires existants et (2) ne pas les alourdir par l'ajout de divers mécanismes ou étapes supplémentaires.

3.19 La proposition du Distributeur est la seule qui tient véritablement compte de la volonté d'allègement réglementaire exprimée par le législateur à l'article 48.1 de la LRÉ. Cet allègement réglementaire s'incarne en :

---

<sup>14</sup> Témoignage de l'expert Jim Coyne, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016, pages 189(2) à 190(16).

<sup>15</sup> Témoignage de l'expert Jim Coyne, n.s. vol. 6, pages 35(25) à 36(10).

<sup>16</sup> *Id.* pages 35(11) à 36(9).

<sup>17</sup> Témoignage de l'expert Robert Yardley, n.s. vol. 6, 21 septembre 2016, page 37(11 à 24).

- a) un dossier tarifaire complet de ligne par ligne non plus annuel, mais bien à tous les 3 ans;
  - b) pour les années 2 et 3, un dossier tarifaire allégé prenant la forme d'un processus d'audience publique principalement sur dossier pour faire reconnaître les éléments exclus de la formule et pour fournir les informations permettant d'appliquer la formule. Cette étape comprend la prévision de la demande, le facteur de croissance des abonnements, l'inflation et les exclusions (facteurs Y et Z)<sup>18</sup>;
  - c) maintien du test de prudence actuel relatif aux coûts et stratégies d'approvisionnement en électricité<sup>19</sup>;
  - d) aucun ajout d'étapes supplémentaires, de mécanismes complexes ni de délais ;
  - e) un rendre compte des résultats et des écarts, s'il y a lieu, dans les rapports annuels à la Régie soumis en vertu de l'article 75 de la LRÉ.
- 3.20 La recherche d'un MRI qui soit simple d'application et dont l'élaboration tend également vers l'allègement réglementaire exige, selon le Distributeur de mettre de côté plusieurs mesures inutilement complexes, lourdes, coûteuses à étudier ou à mettre en place, surtout dans le contexte d'un premier MRI, telles que proposées par certains intervenants et l'expert Lowry :
- a) Étude de productivité multifactorielle de l'industrie<sup>20</sup>;
  - b) Découplage applicable aux dépenses en efficacité énergétique;
  - c) Approche hybride comprenant un mécanisme de plafonnement des revenus pour certains segments de clients et un mécanisme de plafonnement des tarifs pour la clientèle industrielle seulement, sans avoir même examiné en surface comment une telle approche pourrait être mise en place;
  - d) l'introduction d'un concept non défini de réglementation allégée permettant d'offrir des rabais aux membres de l'AQCIE-CIFQ<sup>21</sup>;
  - e) Mécanisme de compensation pour perte de revenus (LRAM);
  - f) Ajout d'une quatrième étape d'examen des coûts et stratégies d'approvisionnement en électricité<sup>22</sup>.

---

<sup>18</sup> Témoignage de Mme Françoise Mettelet, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016, page 176(9) à 177(3).

<sup>19</sup> Une enquête a généralement lieu s'il y a indication d'imprudence et non de façon automatique à chaque année, ce qui alourdirait le processus réglementaire. Voir témoignage de Robert Yardley, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016, pages 17(2) à 20(1).

<sup>20</sup> Voir la section 6 de la présente argumentation.

<sup>21</sup> Témoignage de M. Lowry, n.s. vol. 7, page 154(13-23), notamment : « I can't say too much more as to how exactly that would work [...] ».

<sup>22</sup> Témoignage de M. François Hébert, n.s. vol. 5, 21 septembre 2016, pages 20(19) à 21(18) et 138(14) à 139(3).



- 3.21 Au mieux, de tels raffinements pourraient être envisagés lors de l'étude de futures générations de MRI. Comme l'indique Elenchus : « it is necessary to balance the costs and benefits of greater « perfection » in the methodology »<sup>23</sup>.
- 3.22 L'allègement réglementaire signifie également de ne pas ajouter d'éléments au MRI qui viennent réduire l'incitatif à l'efficience. La démarche d'enquête liée à une fermeture réglementaire est un exemple de telles mesures inappropriées<sup>24</sup>. Les experts Concentric indiquent d'ailleurs au sujet de la fermeture réglementaire que : « going into some investigation could potentially really contradict the purpose of an MRI »<sup>25</sup>.

### Durée

- 3.23 Pour le Distributeur, l'introduction d'une dimension pluriannuelle de 3 ans applicable à 60 % des coûts de distribution et services à la clientèle à sa proposition de MRI représente un changement important qui, à lui seul, distingue de façon significative cette proposition du mode de réglementation actuel, où le Distributeur doit se présenter annuellement pour l'examen de son cout de service.
- 3.24 Le témoignage des experts Concentric est complet et probant quant à la durée recommandée de 3 ans :
- a) Une durée de 3 ans est appropriée et raisonnable dans le contexte d'un premier MRI pour le Distributeur. En effet, le Distributeur doit se familiariser avec le mécanisme, les ajustements qui seront apportés au rapport annuel ainsi qu'avec les dossiers tarifaires allégés des années 2 et 3.<sup>26</sup>
  - b) De plus, une durée trop longue retarderait les ajustements que pourraient demander la Régie, le Distributeur et les intervenants à la fin du MRI<sup>27</sup>, ce qui ne serait à l'avantage de personne.
  - c) Pour un premier MRI, une période limitée de 3 ans constitue en quelque sorte une période test<sup>28</sup>.
- 3.25 Cette durée de 3 ans du MRI proposé représente également une augmentation du risque du Distributeur<sup>29</sup>.

---

<sup>23</sup> Pièce A-0004, page 15.

<sup>24</sup> Témoignage de Jim Coyne, n.s. 19 septembre 2016, pages 90(2) à 92(1).

<sup>25</sup> Témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 4, 19 septembre 2016, pages 90(25) à 91(2).

<sup>26</sup> Témoignage de Robert Yardley, n.s. vol. 4, 19 septembre 2016, pages 92(13) à 93(22) et pages 104(9) à 105(8).

<sup>27</sup> Témoignage de Robert Yardley, n.s. vol. 4, 19 septembre 2016, pages 105(10) à 106(2).

<sup>28</sup> *Id.*, notes 29 et 30.

<sup>29</sup> Témoignage de François G. Hébert, n.s. vol. 4, 19 septembre 2016, page 57(5-15).

#### **4. TÉMOIGNAGE DE L'EXPERT MARK LOWRY**

- 4.1 L'approche présentée par M. Lowry est de nature théorique et semble être basée sur sa propre conception des meilleures pratiques en matière de réglementation incitative. M. Lowry cherche à combler les trous qui pourraient exister dans les incitatifs applicables au Distributeur et estime que la connaissance précise des activités ou de sa performance passée n'est pas pertinente à l'analyse, comme le démontre l'extrait suivant de son contre-interrogatoire par le procureur du Distributeur :

Well, for starters, I mean, you know, an incentive analysis can be of a lot of use, irrespective of whether you look at what the company has actually done<sup>30</sup>.

- 4.2 Or, cette approche est diamétralement opposée à celle recommandée par Elenchus, qui mentionne dès le début de son rapport, non seulement que le contexte de chaque juridiction est un élément distinctif dans l'analyse, comme indiqué plus haut, mais également que la compréhension du comportement de l'entreprise réglementée est une première étape dans la fixation d'un MRI :

The first step in designing an effective PBR regime is to clearly define its objectives. Having done that, it is necessary to understand the behaviour, goals and shortcomings of the regulated utility or utilities as well as the structure of the industry<sup>31</sup>.

- 4.3 Dans ce contexte, le Distributeur attire l'attention de la Régie sur les éléments suivants qui ressortent du témoignage de M. Lowry qui affaiblissent sa crédibilité :
- a) Faible connaissance des activités du Distributeur, notamment en matière d'efficacité énergétique ou de promotion des véhicules électriques;
  - b) Faible connaissance des activités de la Régie, notamment en matière d'autorisation des investissements;
  - c) Présentation d'une étude à caractère théorique relative aux grands courants de la réglementation incitative selon sa propre appréciation;
  - d) Étude au demeurant peu utile, car le rapport d'Elenchus dresse déjà un portrait des différentes pratiques existantes.
- 4.4 Le Distributeur ajoute que la faible connaissance du régime réglementaire existant est également de nature à affaiblir la crédibilité du témoignage de M. Lowry, y compris sa remise en question, parfois même de façon candide, de plusieurs éléments du cadre législatif existant :
- a) aucune connaissance du régime d'autorisation préalable des investissements par la Régie et de son encadrement légal, notamment en n'ayant pas lu le Règlement d'application de l'article 73 de la LRÉ;

---

<sup>30</sup> Voir n.s. vol 7, 22 septembre 2016, page 146(21-24). Voir aussi page 148(11) à 149(1) et 158(6-12).

<sup>31</sup> Pièce A-0004, page 1(21-23).

- b) aucune connaissance du plan d'approvisionnement du Distributeur et du processus d'approbation par la Régie;
- c) remise en question de l'amortissement des investissements en efficacité énergétique sur 10 ans, bien que n'ayant que très peu de connaissances sur les activités couvertes;
- d) dénonciation du fait que le Distributeur n'ait pas justifié le projet LAD par l'introduction d'une tarification différenciée dans le temps<sup>32</sup>, ignorant l'existence même du projet Heure juste qui visait précisément à juger de l'opportunité d'introduire une telle forme de tarification;
- e) introduction d'un concept de *Marketing flexibility* et de réglementation allégée (*Light Handed Regulation*) permettant des rabais et promotions sur les tarifs, sans être en mesure d'élaborer sur l'application de ce concept, lorsque questionné à ce sujet par la Régie :

Okay, that's a good question, and I think that what you could say instead in your decision would be that you want to encourage prudent marketing flexibility by some practical means and leave for later exactly how that's done [...]<sup>33</sup>.

- 4.5 La proposition de modèle hybride, supportée presque exclusivement par l'AQCIE-CIFQ, jumelant un mécanisme de plafonnement des prix pour les clients industriels et un mécanisme de plafonnement des revenus pour les autres clients est peu répandu en Amérique du Nord.
- 4.6 Le mécanisme hybride proposé par M. Lowry, en termes de plafonnement des revenus ou des tarifs, selon les catégories de clients, pose quantité de questions irrésolues quant à son application et à ses impacts sur la méthode de répartition des coûts et l'interfinancement. Il laisse entendre que les coûts seront transférés aux autres catégories de clients et au Distributeur, comme dans le cas d'une fermeture imprévue d'usine survenant en cours d'année<sup>34</sup>.
- 4.7 Le menu réglementaire proposé par M. Lowry démontre que ses propositions s'appuient sur un cadre théorique et selon sa propre vision de ce que devrait être la réglementation. Plusieurs de ses propositions requerraient d'ailleurs des changements législatifs importants, notamment pour ce qui est des investissements.
- 4.8 Plus particulièrement, M. Lowry considère que les objectifs du MRI devraient être l'incitatif (1) à l'efficacité énergétique, (2) à la promotion de la production distribuée, (3) à l'attraction de nouvelles charges industrielles et (4) à la promotion des véhicules électriques. Le Distributeur soumet que ces objectifs ne tiennent pas compte du contexte québécois et de l'ensemble des décisions de la Régie rendues au cours des années. Ces sujets sont examinés un à un dans les paragraphes qui suivent.

---

<sup>32</sup> N.s. vol. 7, 22 septembre 2016, page 146(21) à 149(1).

<sup>33</sup> N.s. vol. 8, 23 septembre 2016, page 55(23) à 56(4).

<sup>34</sup> N. S. vol. 7, 22 septembre 2016, pages 168(5) à 171(1).

### Témoignage relatif à l'efficacité énergétique

- 4.9 Il importe de souligner qu'il est de connaissance de la Régie que la cible d'efficacité énergétique a été fixée par le gouvernement du Québec à 8 TWh et que le Distributeur a dépassé cette cible atteignant des économies de 8,8 TWh sur la période 2003-2015.
- 4.10 La nouvelle politique énergétique du gouvernement du Québec indique que de prochaines cibles seront fixées et qu'un nouvel organisme du nom de Transition énergétique Québec aura un rôle important à jouer en matière d'efficacité énergétique.
- 4.11 Pour atteindre sa cible, le Distributeur a présenté ses programmes année après année à la Régie, afin qu'ils soient examinés attentivement par la Régie et les intervenants. Ils doivent notamment respecter des critères économiques rigoureux.
- 4.12 Contrairement à l'affirmation très générale de M. Lowry, il n'y a aucun enjeu réel quant à la contribution d'Hydro-Québec à l'efficacité énergétique. Il admet d'ailleurs ne pas savoir quelle est la performance d'Hydro-Québec en cette matière<sup>35</sup>.
- 4.13 Le Distributeur aborde le sujet de l'efficacité énergétique de façon détaillée à la section 13.

### Témoignage relatif à la production distribuée

- 4.14 Il existe un tarif spécifique pour les autoproducteurs au Québec (l'option de mesurage net pour autoproducteur prévu aux articles 2.40 et suivants des Tarifs d'électricité). Ce tarif a été approuvé par la Régie après un débat public auquel ont participé les intervenants.
- 4.15 Depuis, aucun nouvel élément de contexte n'est venu modifier les orientations de la Régie en matière de production distribuée.
- 4.16. La suggestion de M. Lowry que la production distribuée devrait être utilisée pour réduire la demande à la pointe ne repose sur aucune analyse.

### Témoignage relatif à l'attraction de nouvelles charges industrielles

- 4.17. Comme l'indique un témoin de l'AQCIE-CIFQ, le Tarif de développement économique approuvé par la Régie découle d'une volonté gouvernementale d'attirer de nouvelles charges industrielles en lien avec l'existence de surplus pour le Distributeur.
- 4.18 Ce Tarif de développement économique s'applique à un client qui s'engage à « mettre en service une nouvelle installation ou à réaliser un projet d'expansion d'une installation existante dans un secteur d'activité porteur de développement économique »<sup>36</sup>. Ces secteurs porteurs sont identifiés par le gouvernement du Québec.

---

<sup>35</sup> N. s. vol. 7, page 144(17-25).

<sup>36</sup> Article 6.40 des Tarifs d'électricité.

- 4.19 En vertu du Tarif de développement économique, la réduction tarifaire initiale est de 20 %<sup>37</sup>.
- 4.20 Le Distributeur a présenté une demande à la Régie afin d'approuver ce nouveau tarif. L'étude a requis des discussions en audience publique ainsi que d'importantes demandes de renseignements de la Régie et des intervenants sur pratiquement tous les aspects de ce nouveau tarif. La Régie a effectué quelques modifications à la proposition du Distributeur.
- 4.21 L'attraction de nouvelles charges industrielles et non industrielles, tels les centres de données (d'au moins 1 000 kW) est ainsi déjà couverte par ce tarif de développement économique conforme à la volonté du gouvernement et qui requiert l'implication de celui-ci, notamment dans l'identification des secteurs porteurs de développement économique. Le Distributeur souligne également que l'attraction de nouvelles charges peut également se faire par la conclusion d'un contrat spécial dont les termes sont fixés par le gouvernement du Québec.
- 4.22 La suggestion de M. Lowry relative à une réglementation allégée (« *Light Handed Regulation* ») n'est pas expliquée, même lorsque le Dr. Lowry est questionné à ce sujet. Par ailleurs, le Dr. Lowry ne propose aucune étude ou analyse de la situation des charges industrielles au Québec au soutien de sa recommandation, se contentant de généralités. À titre d'exemple, le Dr. Lowry s'avère incapable d'élaborer sur sa proposition lorsqu'invité à le faire par la Régie<sup>38</sup>.

### Témoignage relatif à la promotion des véhicules électriques

- 4.23 Il est de connaissance d'office de la Régie qu'Hydro-Québec est très impliquée dans le domaine des véhicules électriques. D'une part, l'Institut de recherche d'Hydro-Québec est très actif en matière de développement des moteurs électriques de voitures et des matériaux de batteries. D'autre part, Hydro-Québec a mis sur pied le Circuit électrique, ainsi décrit par l'entreprise :

Le Circuit électrique est le plus important réseau de recharge public du Québec. Il demeure une initiative majeure dans le déploiement de l'infrastructure nécessaire pour soutenir l'arrivée des véhicules électriques rechargeables au Québec. Le réseau compte plus de 730 bornes de recharge publiques, dont 55 bornes rapides, déployées dans 16 régions du Québec. Depuis son inauguration en mars 2012, 155 partenaires privés et institutionnels se sont joints au Circuit électrique, et le réseau compte maintenant plus de 9 500 membres.<sup>39</sup>

- 4.24 De fait, on retrouve près de la moitié des véhicules électriques du Canada au Québec<sup>40</sup>.

---

<sup>37</sup> Article 6.45 des Tarifs d'électricité.

<sup>38</sup> N.s. vol. 8, 23 septembre 2016, page 56(15-23).

<sup>39</sup> <https://lecircuitelectrique.com/>

<sup>40</sup> <http://www.aveq.ca/actualiteacutes/category/statistiques>

- 4.25 Enfin, dans son dossier tarifaire récemment déposé, le Distributeur propose un tarif expérimental pour la recharge des véhicules électriques.
- 4.26 Encore une fois, M. Lowry ne propose aucune étude ou analyse de la situation des véhicules électriques au Québec au soutien de sa recommandation.

### Témoignage relatif au Découplage

- 4.27 Le découplage est un mécanisme réglementaire captant les écarts de revenus causés par les variations entre la prévision de ventes et les ventes réelles. Le découplage est associé à la création d'un compte d'écart et de report. De cette façon, l'entreprise réglementée peut continuer à investir en efficacité énergétique et, selon le Dr. Lowry, en matière de production distribuée, sans crainte d'être pénalisée. Les clients continuent également à bénéficier de programmes pour ces activités.
- 4.28 L'approche hybride proposée par le Distributeur comprend une révision annuelle des ventes rendant peu utile le mécanisme de découplage.
- 4.29 De plus, le Distributeur souligne qu'il a déposé dans son récent dossier tarifaire une demande de création d'un nouveau compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité présentée ainsi :

La création de ce compte d'écarts et le reflet des écarts dans les dossiers tarifaires subséquents auront pour effet de neutraliser, pour le Distributeur et ses clients, les impacts financiers à la hausse ou à la baisse associés à des variations hors de son contrôle des revenus nets des achats.

Par ailleurs, la création de ce compte pourrait même constituer un incitatif aux interventions en efficacité énergétique, les impacts sur les ventes du Distributeur étant eux aussi neutralisés à la hausse comme à la baisse par l'existence du compte<sup>41</sup>.

- 4.30 Cette proposition du Distributeur couvre donc une partie des préoccupations de M. Lowry. Seules les variations des ventes hors du contrôle du Distributeur sont ainsi visées.
- 4.31 Encore une fois, M. Lowry ne propose aucune étude ou analyse de la situation des écarts entre les ventes prévisionnelles et réelles au Québec au soutien de sa recommandation.

---

<sup>41</sup> Pièce HQD-3, document 3, page 10, dossier R-3980-2016.

## **5. FACTEUR D'INFLATION (FACTEUR « I »)**

5.1 Le facteur d'inflation doit être établi de façon à refléter le plus fidèlement possible la réalité économique et contractuelle de l'évolution des coûts couverts par la formule d'indexation;

- Pièce HQT4-4, Document 1.2 (réponse 3.1)
- Pièce HQT4-4, Document 1.2 (réponses 7.1 et 7.2)

5.2 Le facteur I proposé par le Distributeur consiste en un facteur d'indexation des charges composé d'un taux découlant de l'évolution des salaires (ajustement économique + facteur de projection) et d'un taux d'inflation (IPC).

5.3 L'utilisation d'un facteur d'inflation composite (IPC et croissance des salaires) est commune dans les MRI nord-américains. Au Canada, un tel facteur s'applique en Ontario, en Alberta et en Colombie-Britannique.

5.4 Le Distributeur propose l'utilisation de la prévision d'inflation canadienne pour les charges autres que les salaires. L'IPC canadien est le meilleur indicateur d'inflation et est reconnu comme tel :

- Pièce HQT4-4, Document 1.2 (réponse 7.1)

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

- Pièce HQT4-4, Document 1.2 (réponse 7.2)

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

[...]

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

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

5.5 Pour la masse salariale, le Distributeur propose d'utiliser le taux de croissance des salaires d'Hydro-Québec prévu dans les conventions collectives déjà signées. Les paramètres salariaux sont intégrés dans des conventions collectives négociées par Hydro-Québec et sont conformes à la politique de rémunération et de conditions de

travail approuvée au Conseil du trésor. D'ailleurs, les taux de croissance des salaires du Distributeur sont reconnus à chaque année par la Régie aux fins de fixation des tarifs dans la formule paramétrique actuelle. En ce sens, le Distributeur n'a pas de contrôle sur ces paramètres, comme l'explique l'expert Jim Coyne :

But in this case, as we've discussed, the government sets the parameters for those negotiations, and it's, it is a unique situation as being one subsidiary of a three-legged corporation, and it is the corporate entity, HQ, that actually negotiates those labour contracts<sup>42</sup>.

- 5.6 La pondération entre l'IPC et le taux de croissance des salaires est la meilleure manière de refléter la réalité de l'évolution future des coûts du Distributeur pour la durée du MRI.
- Pièce HQT-D-4, Document 1 (réponse 3.2)
  - Pièce HQT-D-15, document 9 (réponse 13.1) (dossier R-3905-2014), pour une illustration du calcul du facteur de pondération.
- 5.7 L'utilisation d'un taux d'inflation projeté est tout à fait cohérente avec le principe reconnu<sup>43</sup> de l'établissement des tarifs fondé sur une prévision des coûts et des revenus et avec le fait que le MRI est un outil prévisionnel utilisé pour la fixation des tarifs.
- 5.8 Toute considération liée à la productivité doit être exclue du facteur « I » et plutôt se retrouver dans le facteur « X », dont c'est précisément la fonction. Autrement, il y aurait double comptage quant à l'efficacité attendue du Distributeur. Puisque le taux de croissance des salaires pour la durée du MRI est déjà connu, l'utilisation d'un taux de l'industrie reviendrait à introduire une partie du facteur « X » dans le facteur « I », dont ce n'est pas le rôle.
- 5.9 Par ailleurs, le Distributeur rappelle que :
- a) les salaires se situent à toutes fins pratiques dans la zone de compétitivité des entreprises comparables, comme le démontre l'étude déposée à la Régie ;
  - b) HQ fait des efforts dans ses négociations pour contrôler l'évolution des salaires;
  - c) le Distributeur a déjà démontré une saine gestion en réduisant de façon importante son effectif depuis 2008 (-23 % entre 2008 et 2015).
- 5.10 À plus forte raison et en plus de ce qui précède, dans un contexte où les taux de croissance des salaires découlent de conventions collectives négociées avant l'entrée en vigueur d'un MRI et où leurs coûts ont été reconnus par la Régie dans le cadre de la fixation de tarifs selon la méthode paramétrique, les taux de croissance des salaires existants ne doivent pas être considérés sous le contrôle du Distributeur dans le MRI à l'étude dans le présent dossier.

---

<sup>42</sup> N.s. vol. 6, 21 septembre 2016, page 61(1-6). Voir aussi page 61(8-15).

<sup>43</sup> D-2003-93, page 13.



## **Sommaire de la proposition du Distributeur**

- 5.11 Le Distributeur propose l'utilisation d'un facteur d'inflation composé d'un indice d'inflation du Canada et du taux interne de croissance des salaires prévus aux fins d'une application pour les coûts d'une année projetée.

## **6. LE FACTEUR DE PRODUCTIVITÉ (FACTEUR « X »)**

6.1 Le facteur « X » ou facteur de productivité vise à tenir compte dans la formule du MRI du taux de productivité à long terme de l'industrie et de refléter ce taux de long terme dans la fixation des tarifs de l'entreprise réglementée sur la base des coûts.

- Rapport de Concentric
- AUC, décision D-2012-237, para 277 et 278.

6.2 Le Distributeur propose que le facteur de productivité soit fixé selon l'approche du jugement éclairé de la Régie, comme recommandé par les experts Concentric, c'est-à-dire en se basant sur l'historique d'efficacité du Distributeur, les études existantes de productivité en Amérique du Nord et sur différents exercices de balisage déjà produits.

6.3 Les avantages de l'approche du jugement éclairé sont les suivants :

- a) Permet d'alléger le processus en recourant aux études existantes, ce qui évite l'étape longue, coûteuse et sujette à controverse de procéder à une étude de productivité spécifique pour le Distributeur.
- b) Permet d'adapter le facteur X au contexte propre au Distributeur et de tenir compte des importants efforts d'efficacité réalisés par le passé.
  - HQT-4, Document 1 (réponse 4.2) :

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

6.4 Dans son témoignage, l'expert Jim Coyne explique clairement comment l'approche du jugement trouve application dans la réalité du régulateur<sup>44</sup>. Ainsi, une fois les caractéristiques du MRI déterminées, le régulateur recherchera un groupe d'entreprises comparables et tentera d'isoler les mêmes composantes que celles de l'entreprise à laquelle on appliquera le MRI. Toutefois, les données disponibles ne sont généralement pas adéquates pour effectuer une comparaison parfaite. C'est pourquoi le régulateur devrait établir un profil de coûts souhaité pour l'entreprise sur la base des données détaillées qu'elle devra fournir, puis exercer son jugement pour déterminer le facteur de productivité. Le témoin ajoute également que :

And at the end of the day, you [can't] avoid that judgment because your cost, the cost data that you have will never allow you to do precisely what you wanted to do because, on the one case, you have access to proprietary data for HQD, in this case, that you don't have for the sample of US companies and you definitely don't have it for sample of Canadian companies. So it's an imperfection that you're stuck with and judgment is the link that allows you to move forward if you still want to move forward with an I – X formula<sup>45</sup>.

---

<sup>44</sup> N.s. vol. 5, 20 septembre 2016, page 171(12) à 173(13).

<sup>45</sup> *Id.* page 173(3 à 13).

- 6.5 Le témoin précise que sa recommandation repose sur la nécessité d'établir le niveau de productivité du Distributeur au fil des ans, et qu'elle pourrait notamment comprendre un ou plusieurs des moyens suivants :
- a) Sommaire des plans d'actions en efficience, des actions mises en œuvre, des gains d'efficience passés et de la capacité du Distributeur de maintenir un même niveau de productivité dans le futur ;
  - b) Analyse des exercices de balisage effectués par le Distributeur depuis 2005 avec PA Consulting puis First Quartile sur les activités de services à la clientèle et ceux du réseau de distribution ;
  - c) Analyses et résumés des études de productivité multifactorielle dans les juridictions nord-américaines des dernières années ; et
  - d) Si nécessaire, une étude de productivité multifactorielle pour le Distributeur selon la portée des coûts couverts par la formule que la Régie décidera.
- 6.6 Bien que la réalisation d'une étude de productivité propre au Distributeur soit présentée comme l'un des moyens permettant à la Régie d'exercer un jugement éclairé, la réalisation d'une telle étude n'apparaît pas indispensable au Distributeur pour la fixation du facteur X. Toutefois, si la Régie juge nécessaire d'obtenir une telle étude de productivité, le Distributeur serait prêt à la réaliser.
- 6.7 Sur la base d'une évaluation sommaire par les experts Concentric du temps requis pour réaliser un tel exercice, le Distributeur évalue que le tout pourrait être rendu disponible en phase 3, afin de permettre à la Régie de décider dans cette phase du facteur X comme du facteur I appropriés pour le Distributeur. Cependant, il serait préférable que les travaux débutent une fois que la Régie aura statué sur la portée des éléments de coûts couverts par la formule permettant ainsi de déterminer si l'analyse pour le Distributeur est partielle ou totale.
- 6.8 Ces informations et les études déjà disponibles permettront à la Régie, comme l'indique l'expert Jim Coyne dans son témoignage, d'exercer valablement son jugement :
- A Well, I would suggest that the Régie has access to all of these productivity studies. They're a matter of public record, as well as one... an updated study that was just provided by the Brattle Group in Alberta, along with... there's a new and expending record in Alberta as well on updating that X factor. So, it's not necessary for the Régie to commission a study per se in order to have access to that work. It's expensive work and it's time consuming work. So, it doesn't necessarily have to recreate the wheel. And one should be mindful of the fact that these studies, for the most part are industry studies, so they're the same types of studies that one would see submitted here, in the sense that they are measuring performance of a broad group of electric utilities or electric and gas utilities. Of course I think electric utilities are more appropriate in this case. But those types of studies are out there.
- Q. Yes.
- A. And would it be beneficial to see a study that is specific to HQD? And I think the answer is yes. I would say in all probability, I would like to see... And when I say that, I would like to see an analysis, if I were the Régie, of the company's productivity over time, changes in that productivity over time, in order to help to form my basis for what

I think is the proper X factor, on a going forward basis. So, I think it would be reasonable to expect to see that type of information<sup>46</sup>.

### Étude de productivité multifactorielle

- 6.9 Certains intervenants, et notamment l'expert Lowry, suggèrent la réalisation d'une étude de productivité multifactorielle de l'industrie.
- 6.10 Le Distributeur est d'avis que la proposition de procéder à une étude de productivité multifactorielle de l'industrie ne devrait pas être retenue, les inconvénients étant nombreux :
- Difficulté de définir les études qui seraient utiles et de trouver de véritables entreprises comparables;
  - Difficulté de bien définir les paramètres des études : méthodologie, marché de comparaison, obtention des données et validité des résultats;
  - Contreproductif d'investir temps et argent dans des études complexes qui, ultimement, apporteraient peu d'éclairage sur les véritables questions auxquelles on est confronté : les coûts se compteraient en millions \$ pour la réalisation d'une étude et la conduite du processus réglementaire associé.
  - Le jugement éclairé du régulateur est de toute façon requis pour apprécier les conclusions des études.
- 6.11 Les experts Concentric et Elenchus sont d'avis que la réalisation d'une étude de productivité multifactorielle de l'industrie est de nature très technique et sujette à controverse<sup>47</sup>.
- 6.12 À titre d'exemple, ces études sont très sensibles à la période retenue aux fins de leur réalisation : une étude de la firme NERA portant sur les années 1972 à 2009 donne un facteur de productivité de 0,96 %, mais de 1,13 % lorsque les deux premières années sont retranchées de la période.
- 6.13 Un autre exemple : dans le dossier générique de l'AUC, deux études de productivité étaient déposées en preuve au dossier : la première concluait à un facteur de productivité de l'industrie de 0,96 % et l'autre entre 1,32 % et 1,69 %, soit une différence importante.
- 6.14 Ce dossier a amené l'AUC à poser un jugement sur une série de caractéristiques de l'étude de productivité, après débats extensifs sur chacun d'eux : années de référence de l'étude, taille et composition du groupe d'entreprises comparables au Canada et aux États-Unis, l'utilisation de données accessibles publiquement ou non et le type d'indicateur de productivité.

---

<sup>46</sup> N.s. vol. 5, 20 septembre 2016, pages 207(4) à 208(10).

<sup>47</sup> Rapport de ELENCHUS, page 41; Témoignage de Jim Coyne, n.s. 19 septembre 2016.

- AUC, décision D-2012-237, pages 59 à 87 (pour la partie sur l'étude de productivité seulement), incluant la participation de 6 experts, y compris M. Lowry, ayant proposé des facteurs X allant de -2 % à 1,3 %;
- 6.15 Il importe de mentionner que l'AUC indique dans sa décision qu'elle ne retient pas l'étude de productivité de M. Lowry considérant le manque de transparence et d'objectivité quant aux données utilisées :

364. In light of the above considerations, the Commission agrees with NERA, ATCO Gas and AltaGas that the lack of publicly available data and transparent methodology represent major drawbacks to the use of PEG's productivity analysis. In contrast, as noted earlier in this section, the Commission agrees with the companies that NERA's TFP study was transparent and objective.

[...]

412. In the Commission's view, NERA's study was more objective and transparent compared to PEG's analysis. First, as the Commission observed in Section 6.3.2 above, the choice of a sample period in PEG's study was primarily based on Dr. Lowry's personal judgment, not on objective criteria. Moreover, as set out in Section 6.3.4, PEG's lack of transparency in data processing did not allow either the other parties nor the independent consultant NERA, to fully test and verify its TFP recommendation. As such, while the Commission recognizes the value of a separate productivity study focusing on gas distributors, the drawbacks of PEG's TFP research do not allow the Commission to rely on it.

- Voir également le témoignage de CEA concernant les constats généraux relatifs à ce type de débat dans l'industrie<sup>48</sup>.
- 6.16 M. Lowry suggère ainsi à la Régie de procéder à une étude de productivité multifactorielle de l'industrie selon sa propre conception de la chose, laquelle s'oppose à la fois aux études de balisage existantes qu'à toute personne qui utiliserait une méthode différente de la sienne, afin de déterminer le facteur X de la formule du MRI.
- 6.17 Le Distributeur estime que cette suggestion est mal fondée et qu'elle conduirait aux mêmes critiques que celles formulées par l'AUC, à savoir que la démarche de M. Lowry s'appuie sur des données non publiques qui ne permettraient pas aux autres parties d'en faire un examen raisonnable. Tout comme l'AUC, la Régie pourrait également être amenée à conclure qu'une telle étude ne peut servir de base valable pour le MRI du Distributeur.
- 6.18 Une démarche semblable au Québec sera invariablement longue et très coûteuse. Le Distributeur estime également que sa proposition par laquelle la Régie exercerait son jugement éclairé est supérieure à l'utilisation d'une étude éventuelle de productivité multifactorielle qui serait sujette aux réserves et aux éléments de controverse mentionnés plus haut.

---

<sup>48</sup> N.s. vol. 5, 20 septembre 2016, pages 207(4) à 208(10).

- 6.19 De plus, la proposition de procéder à une étude de productivité multifactorielle est, de façon marquée, contraire à l'allègement réglementaire et à la volonté de simplification de la réglementation souhaitée par le législateur par l'article 48.1 LRÉ.
- 6.20 Le Distributeur estime qu'il ne sera pas approprié que la clientèle assume les coûts d'un débat d'experts qui produiraient des études de productivité, alors que la Régie est en mesure de poser un jugement sur le facteur de productivité applicable au Distributeur.

### **Sommaire de la proposition du Distributeur**

- 6.21 Le Distributeur propose l'utilisation d'un facteur de productivité déterminé selon l'approche du jugement, alimenté par une analyse de la productivité au fil des ans du Distributeur et des études existantes sur la productivité. Le Distributeur s'oppose à la réalisation d'une étude de productivité multifactorielle, une démarche longue, coûteuse et sujette à controverse qui n'est pas dans l'intérêt de la clientèle.
- 6.22 Accessoirement, si la Régie juge nécessaire d'obtenir une étude de productivité multifactorielle, le Distributeur suggère d'opter pour la recommandation de son expert de faire une étude pour le Distributeur seulement qui permettrait à la Régie d'exercer son jugement éclairé pour fixer le facteur X. Dans cette recommandation, des analyses des exercices de balisage du Distributeur, des gains d'efficacité du Distributeur et des études multifactorielles de l'industrie disponibles en Amérique du Nord viendraient compléter l'analyse de productivité multifactorielle du Distributeur.

## **7. LE FACTEUR DE CROISSANCE**

- 7.1 Le meilleur inducteur de coût du Distributeur est l'augmentation du nombre d'abonnements<sup>49</sup>.
- 7.2 Le nouvel abonnement est le déclencheur principal de coût pour le Distributeur, y compris l'appel téléphonique, le processus de raccordement et les coûts de distribution qui y sont associés<sup>50</sup>.
- 7.3 Le Distributeur a fourni une preuve suffisante qu'il est approprié de retenir la croissance des abonnements à titre de facteur de croissance dans la formule d'indexation<sup>51</sup>.

➤ Pièce HQT-D-4, Document 1 (réponse à la question 3.1) :

Le Distributeur privilégie l'évolution du nombre d'abonnements comme inducteur de croissance de ses coûts, soit une approche similaire à celle utilisée actuellement dans les dossiers tarifaires aux fins de l'établissement de l'enveloppe des charges d'exploitations.

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

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

---

<sup>49</sup> Il est à noter que l'expert Lowry ne conteste pas cette assertion.

<sup>50</sup> Témoignage de Mme Françoise Mettelet, n.s. vol. 6, 21 septembre 2016, page 96(8-19).

<sup>51</sup> *Id.* voir aussi page 97(1-7).

## 8. EXCLUSIONS (FACTEUR « Y »)

### Généralités

8.1 Tous les experts au présent dossier recommandent d'exclure certains coûts de la formule du MRI, dont ceux identifiés à titre de facteur « Y ». Il s'agit de coûts hors du contrôle raisonnable du Distributeur et qui sont souvent des « flow-through », c'est-à-dire des coûts qui sont directement intégrés dans la fixation des tarifs tels les coûts d'achat d'électricité, les frais de transport, tous les coûts faisant l'objet de comptes d'écart et de report ainsi que l'impact de leur disposition (« CER »), de même que certains éléments des charges d'exploitation.

8.2 Dans sa preuve, le Distributeur décrit ainsi les exclusions qu'il propose à la formule d'indexation :

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

- Éléments sur lesquels le Distributeur n'exerce pas de contrôle direct : les achats d'électricité, le service de transport et les achats de combustible ;
- Éléments dont les coûts peuvent être volatils, imprévisibles, importants, et pour lesquels la Régie a reconnu des CER afin de protéger le Distributeur et les clients à l'égard de la variabilité des coûts et des revenus qui leur sont associés. Tous les CER reconnus par la Régie figurent dans cette catégorie. Dans le contexte de la réglementation incitative, les motifs au soutien de la mise en place et au maintien de ces CER demeurent valables ;
- Charges d'exploitation : Éléments de coûts hors du contrôle du Distributeur ou découlant d'exigences externes nouvelles (lois, décrets, obligations de prise en charge des réseaux), de coûts extraordinaires ou liés à de nouvelles activités non prévues aux budgets des années antérieures, ou encore des coûts temporaires découlant de projets d'investissement et/ou générant des gains. Cette catégorie correspond aux « activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » et aux « éléments spécifiques » déjà reflétés dans la formule paramétrique actuelle ;
- Coûts liés aux activités, projets et programmes pour lesquels une réduction de coûts pourrait avoir des conséquences indésirables dans le contexte d'un MRI. Les interventions en efficacité énergétique (soit les coûts du PGEÉ et du BEIÉ) se classent dans cette catégorie.

➤ Pièce HQT-D-3, Document 1, pages 14 et 15

8.3 Les experts Concentric mentionnent également que la plupart des MRI en Amérique du nord contiennent un bon nombre d'éléments de coûts identifiés comme facteur Y et qu'il n'y a pas d'association à y faire avec l'allègement réglementaire. Au besoin, l'utilisation de certains indicateurs peut par ailleurs alléger l'étape de l'examen des coûts ainsi exclus<sup>52</sup>.

---

<sup>52</sup> Témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 6, 21 septembre 2016.



- 8.4 Le Distributeur propose d'exclure du MRI les coûts d'approvisionnement en électricité et les coûts de transport. Ces coûts sont généralement considérés comme des facteurs Y dans les MRI des distributeurs d'électricité en Amérique du Nord et doivent recevoir le traitement particulier prévu à la LRÉ. La présente argumentation traite de façon détaillée de ces deux types de coûts dans les sections suivantes :
- Coûts d'approvisionnement en électricité : section 10;
  - Coûts de transport : section 11.

### **Comptes d'écart et de report existants**

- 8.5 Le Distributeur propose le maintien des coûts faisant l'objet des CER actuels à titre de facteurs « Y ».
- HQT-3, Document 1, page 15 :  
Éléments dont les coûts peuvent être volatils, imprévisibles, importants, et pour lesquels la Régie a reconnu des CER afin de protéger le Distributeur et les clients à l'égard de la variabilité des coûts et des revenus qui leur sont associés. Tous les CER reconnus par la Régie figurent dans cette catégorie. Dans le contexte de la réglementation incitative, les motifs au soutien de la mise en place et au maintien de ces CER demeurent valables.
  - Liste des CER : pièce HQD-9, Document 7, page 6 (dossier R-3980-2016);
  - Demande d'un nouveau compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité au dossier R-3980-2016;
- 8.6 Les CER ont été reconnus par la Régie après un examen exhaustif des avantages et inconvénients de chacun afin de couvrir les éléments dont les coûts peuvent être volatils, imprévisibles, importants ou sur lesquels le Distributeur n'exerce pas de contrôle.
- 8.7 Les CER respectent les grands principes retenus par la Régie, à savoir notamment les principes d'équité intergénérationnelle et de stabilité tarifaire.
- 8.8 Par ses comptes d'écarts et de reports, le Distributeur reflète ni plus ni moins que les coûts réels.
- 8.9 Les critères sur la base desquels les CER ont été approuvés ont déjà été pris en compte dans la décision de la Régie (éléments importants, hors du contrôle, dans certains cas imprévisibles et non couverts par le risque d'affaires du Distributeur).
- 8.10 Le retrait d'éléments exclus par la proposition du Distributeur est de nature à augmenter le risque du Distributeur.
- 8.11 L'exclusion du rendement sur la base de tarification à titre de facteur Y est pleinement justifiée (voir section 12 traitant du coût du capital).

### **Sommaire de la proposition du Distributeur**

- 8.12 Le Distributeur propose d'exclure les éléments identifiés aux pages 14 et 15 de la pièce HQT-3, Document 1 de la formule d'indexation du MRI.

## **9. EXCLUSIONS (FACTEUR « Z »)**

- 9.1 Les exclusions identifiées comme facteurs Z correspondent à des événements exogènes et ayant un impact financier important. Ces éléments devraient être exclus de l'application de la formule d'indexation I – X.
- 9.2 Le Distributeur a la responsabilité de préparer une demande d'exclusion à la Régie et de déposer une preuve à son soutien. Ce n'est qu'une fois que la Régie se serait prononcée sur une telle demande du Distributeur que le MRI serait ajusté afin de tenir compte de l'élément exogène.
- 9.3 Les experts Concentric indiquent que la reconnaissance d'éléments exogènes à titre de facteur Z est avant tout une question de jugement du régulateur et qu'il n'est pas aisé d'en donner une définition précise.
- 9.4 L'utilisation d'exemples réels et hypothétiques permet de saisir la portée du concept :
- a) Déversement aux Îles-de-la-Madeleine (CER reconnu par la Régie);
  - b) Changement de normes comptables;
  - c) Changement de loi, de règlement ou de taxes (dépend de l'intervention d'un législateur ou du gouvernement).
- 9.5 Sur la base du témoignage des experts Concentric et de certains critères utilisés par l'AUC dans la décision de principe D-2012-237, le Distributeur estime que les critères non exhaustifs suivants pourraient être utiles pour déterminer l'admissibilité d'un élément à titre de facteur Z, le tout étant sujet à discussion dans le cadre de la phase 3 du présent dossier<sup>53</sup> :
- a) Événement hors du contrôle de la direction du Distributeur;
  - b) Impact financier important pouvant être assujéti à un seuil exprimé en \$ ou en pourcentage du taux de rendement sur l'avoir propre;
  - c) Dépenses encourues de façon prudente;
  - d) Impact d'un événement non prévu.
- 9.6 Le témoignage de l'expert Jim Coyne résume bien la situation, en ajoutant que la fixation d'un seuil est un élément de nature à rendre moins controversée la qualification d'un événement à titre de facteur exogène<sup>54</sup>, donc exclu de la formule d'indexation.

---

<sup>53</sup> Témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 6, 21 septembre 2016

<sup>54</sup> N.s. vol. 6, 21 septembre 2016, pages 31(19) à 32(4).

## **10. COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ**

### **L'application du MRI aux approvisionnements en électricité du Distributeur**

10.1 Le Distributeur comprend que l'exercice de détermination des principales caractéristiques du MRI ne vise pas à remettre en question le cadre législatif et réglementaire applicable, notamment celui relatif à la détermination des coûts d'approvisionnement, dont l'obligation pour le Distributeur de refléter les coûts réels de ses approvisionnements tant patrimoniaux que postpatrimoniaux.

10.2 Cette compréhension est confirmée par la décision D-2015-169 :

[38] Cette disposition a été insérée dans le chapitre IV relatif à la tarification, sans toutefois abroger ou modifier les dispositions qui prévoient la manière dont les tarifs de transport et de distribution d'électricité doivent être établis.

10.3 Le compte de *pass-on* est le mécanisme par lequel le Distributeur reflète pleinement l'effet de l'article 52.2 de la LRÉ. Les distributeurs gaziers ont des mécanismes similaires qui ont toujours été exclus des MRI en place (Gazifère et Gaz Métro).

10.4 En effet, le *pass-on* n'est pas seulement opportun d'un point de vue réglementaire, mais il constitue aussi une obligation juridique en vertu de l'article 52.2 de la LRÉ, comme il fut confirmé par la Régie dans la décision D-2005-132. Or, certaines propositions des intervenants heurtent de plein fouet le cadre législatif et réglementaire applicable aux approvisionnements en électricité.

10.5 Cette décision interprétant notamment les articles 52.1 et 52.2 de la LRÉ confirme les règles suivantes :

- a) Toute procédure d'établissement des tarifs d'électricité doit reposer sur l'utilisation des coûts réels de fourniture d'électricité;
- b) La notion de coût réel s'oppose à celle de coût prévisionnel;
- c) Pour déterminer les coûts de fourniture d'électricité, la Régie n'a pas de discrétion ou de flexibilité pour appliquer une méthode autre que celle de l'utilisation des coûts réels.

10.6 La décision D-2005-132 révisait la décision D-2005-34 qui tentait d'introduire une entorse à l'utilisation des coûts réels d'approvisionnement en électricité post-patrimoniaux. La Régie y avait en effet décidé de ne pas reconnaître les écarts de coûts qui excédaient un écart-type, ce n'était pas conforme à l'article 52.2 de la LRÉ :

La méthodologie à suivre pour fixer le tarif, quant à elle, est explicite. L'article 52.2 de la Loi prévoit en effet que les coûts de fourniture d'électricité visés par l'article 52.1 de la Loi sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le Distributeur pour satisfaire les besoins qui excèdent l'électricité patrimoniale.

La notion de « coût réel » réfère aux coûts réellement engagés par opposition aux coûts établis sur une base prévisionnelle. L'utilisation dans le libellé de l'article 52.2 d'un terme

aussi précis laisse peu de place à l'interprétation. Pour être conforme à la Loi, la procédure d'établissement des coûts de fourniture d'électricité aux fins de la fixation du tarif de distribution d'électricité doit reposer sur l'utilisation des coûts réellement engagés par le Distributeur.

En faisant supporter par le Distributeur les écarts de coûts réels se situant à l'intérieur d'un écart-type, la Décision a pour conséquence de priver l'article 52.2 de son effet utile, tout au moins pour l'année tarifaire 2005, c'est-à-dire que les coûts d'approvisionnement ne seront pas établis par l'addition des coûts de l'électricité patrimoniale et des coûts réellement engagés pour les contrats qui excèdent l'électricité patrimoniale. Une telle approche n'est pas conforme aux dispositions de l'article 52.2 de la Loi.

Enfin, lorsque la Régie est appelée à fixer ou modifier un tarif de transport ou à établir un revenu requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, elle peut, suivant les dispositions du dernier alinéa de l'article 49 de la Loi, « également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée ». Il y a lieu de souligner que la Régie n'a pas cette flexibilité lorsqu'elle établit la composante « coûts de fourniture d'électricité » du tarif de distribution d'électricité. En effet, le premier alinéa de l'article 52.1 ne prévoit pas que la Régie puisse utiliser, lorsqu'elle fixe un tarif de distribution, une méthode autre que celle prescrite à ce même article, soit tenir compte des coûts de fourniture d'électricité établis suivant les prescriptions de l'article 52.2, contrairement à ce qui prévaut à l'article 49 lorsque la Régie fixe un tarif de transport ou à l'article 52.3 lorsqu'elle fixe le revenu requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution. Dans ces deux derniers cas, le dernier alinéa de l'article 49 est applicable si nécessaire.

- 10.7 Le témoignage des experts Concentric est probant quant au fait que le cadre réglementaire relatif aux approvisionnements est robuste<sup>55</sup> et constitue le meilleur incitatif pour le Distributeur à s'assurer que les coûts sont les plus bas possibles :

In summary, through its various interventions, HQD currently has a direct impact on supply needs and a limited ability to influence supply costs. The Régie will continue to review the performance of the supply plan and approve HQD's supply management and the related supply costs on an annual basis. This annual review of supply costs is the best incentive to ensure that these costs are the lowest they can possibly be for customers<sup>56</sup>.

### **Demande de rejet de parties de preuve de l'AHQ-ARQ et de l'AQCIE-CIFQ**

- 10.8 La recommandation de l'AHQ-ARQ d'appliquer un plafonnement du prix du service d'intégration éolienne (p.12 Mémoire C-AHQ-ARQ-0014) déborde du cadre du présent dossier dans la mesure où le prix du service d'intégration éolienne est déterminé au terme d'un processus réglementaire exhaustif (approbation des caractéristiques, appel d'offres et approbation du contrat) et que le Distributeur doit refléter l'ensemble de ses coûts. Le MRI ne peut donc se superposer ni se substituer à ce processus réglementaire. Le Distributeur s'oppose à cette preuve et demande la radiation du troisième paragraphe de la page 12 du mémoire de l'AHQ-ARQ.

---

<sup>55</sup> N.s. vol. 4, pages 188(3) à 190(23).

<sup>56</sup> Pièce HQT-D-4, document 1, page 5. Voir aussi le témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016, page 166(3-23).

10.9 La proposition de l'expert de l'AQCIE-CIFQ d'appliquer un plafonnement des prix dont la portée s'étendrait à l'ensemble des coûts alloués aux clients industriels, comme précisé par la réponse à la question 1 de la demande de renseignements de la FCEI (C-AQCIE-CIFQ-0039), s'oppose à la LRÉ en empêchant le Distributeur de refléter ses coûts réels d'approvisionnement aux clients du tarif L. Le caractère illégal de la proposition de l'expert à la réponse 1.3.1 est sans équivoque :

- C-AQCIE-CIFQ-0039 Réponse à la question 1.3.1, page 2;

The costs of electricity and transmission would be treated as exclusions from the attrition relief mechanism for all service classes. The difference is that recovery of excluded costs allocated to the decoupled services would be guaranteed, whereas recovery of excluded costs allocated to price cap services would not be.  
(...)

(Nos soulignés)

10.10 Le Distributeur s'objecte à cette preuve et demande la radiation de cette réponse et de la section du mémoire de l'AQCIE-CIFQ portant sur l'application d'un MRI de type plafonnement des prix pour les clients industriels (Tableau 4 « revised ») et les sections en support à ce tableau, soit les sections 5.2.2, page 51, 5.4.2 et 5.4.3 pages 64 à 66 et 6.2.2 aux pages 97 et 98 du Mémoire d'expertise C-AQCIE-CIFQ-0046).

10.11 Par ailleurs, le Distributeur s'objecte à toute preuve ou précision à la preuve, notamment en ce qui concerne la mise en place d'indicateurs de performance, dont la finalité pourrait entraver l'application du cadre réglementaire en matière d'approvisionnement, notamment de l'article 52.2 de la LRÉ.

### Indicateur lié aux coûts d'approvisionnement en électricité

10.12 Le Distributeur s'oppose à la détermination d'indicateurs couvrant le coût d'approvisionnement post-patrimonial, un élément virtuellement absent de la réglementation nord-américaine<sup>57</sup>, tel que ceux proposés par PEG (sur les coûts d'approvisionnement du Distributeur et sur la gestion de la puissance à la pointe) par la FCEI (indicateur de la capacité du Distributeur à contrôler la charge de ses clients) ou par l'AHQ-ARQ (indicateur mettant en relation le coût des achats de court terme en hiver et la puissance et l'énergie patrimoniale inutilisées).

10.13 Tant Concentric que PEG reconnaissent que les coûts d'approvisionnement en électricité sont généralement exclus des MRI des distributeurs d'électricité en Amérique du nord.

- Pièce HQT4-4, Document 1.2 (réponse 5.2);

---

<sup>57</sup> Témoignage de Jim Coyne, n.s. 19 septembre 2016.

10.14 L'introduction de tels indicateurs, si tant est que l'on puisse les déterminer, aurait des conséquences négatives sur l'évaluation de la stabilité financière du Distributeur et serait mal reçu par le marché. Cela créerait un « tremendous increase in risk »<sup>58</sup>.

10.15 D'une part, l'introduction de tels indicateurs aurait pour effet de faire revivre la situation non conforme à la LRÉ, en réintroduisant indirectement une méthode de fixation des tarifs qui n'utilise pas le coût réel des approvisionnements (voir plus haut).

10.16 D'autre part, le Distributeur rappelle les éléments suivants du cadre réglementaire relatif aux approvisionnements en électricité :

➤ Pièce HQT-D-4, Document 1.2, (réponse 5.1)

L'énergie post-patrimoniale ne représente qu'environ 9 % des sources d'approvisionnement (en 2015) et les achats prévus d'approvisionnement de court terme selon le dernier état d'avancement du plan n'en représente que 0,5 % ;

Les contrats d'approvisionnement post-patrimonial sont soit :

- Pour l'horizon de court terme ou d'urgence, des approvisionnements sous dispense octroyée par la Régie, ce qui représente environ 1 TWh à température normale avant 2022 ;
- Pour l'horizon de long terme, des contrats approuvés par la Régie découlant d'appels d'offres supervisés par la Régie et des contrats conclus avec le Producteur faisant suite à de nombreux dossiers réglementaires;

En vertu des contrats, le prix est fixé à l'avance et le Distributeur a l'obligation de prendre livraison de l'électricité ;

Pour les achats de court terme, le Distributeur adresse ses besoins à plus d'un fournisseur et opte pour les achats qui sont les moins coûteux ou le prix du marché.

10.17 Les experts Concentric ont démontré qu'ils comprenaient bien le cadre réglementaire actuel et ont offert un témoignage crédible et probant relativement aux incitatifs existants :

- a) L'examen *ex ante* du plan d'approvisionnement et *ex post* des résultats obtenus en application des stratégies d'approvisionnement qui y sont prévues est le standard de l'industrie. Ce processus est robuste;
- b) L'obligation pour le Distributeur d'avoir à justifier tout écart entre les stratégies identifiées au plan d'approvisionnement et les résultats réels représente en soi un incitatif important à la performance;
- c) Les pratiques de l'industrie sont basées sur des critères de fiabilité qui s'incarnent en divers produits d'approvisionnement comme de la réserve;
- d) La fiabilité des approvisionnements doit représenter un équilibre avec les coûts qui y sont associés, ce qui constitue un débat de politique publique qui se fait typiquement dans les dossiers de plan d'approvisionnement en électricité;

---

<sup>58</sup> Témoignage de Jim Coyne, n.s. 19 septembre 2016.

- e) Le fait que la Régie ait déjà refusé des quantités de puissance demandées par le Distributeur dans le cadre de l'étude du plan d'approvisionnement est une preuve tangible et éloquente que le cadre réglementaire actuelle fonctionne bien;
- f) Il n'est pas possible de mettre en place un indicateur des coûts des approvisionnements de court terme en l'absence d'un marché organisé et liquide, comme c'est généralement le cas pour le gaz naturel. Contrairement aux prétentions du témoin Lowry, l'utilisation d'indices tirés des prix de marché hors Québec ne reflète aucunement le coût des approvisionnements du Distributeur provenant du Québec.
- g) Les coûts d'approvisionnement en électricité sont généralement considérés comme étant hors du contrôle direct de la direction des distributeurs<sup>59</sup>.

10.18 Le Distributeur s'oppose donc à l'utilisation de tels indicateurs :

➤ Pièce HQT-D-4, Document 1.2 (réponse 5.1)

En conclusion, le Distributeur soumet respectueusement qu'un indicateur relatif au coût global d'achat d'énergie post-patrimoniale aurait peu d'utilité.

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

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

10.19 Les allégations de certains intervenants à l'effet que le Distributeur favoriserait son affiliée HQP sont mal fondées et ne reposent sur aucune preuve. Toutes les revues effectuées par la Régie ont conduit au rejet des critiques et à la conclusion que le Distributeur a payé un prix conforme à celui du marché pour ses approvisionnements de court terme.

10.20 L'exemple de l'examen des transactions des 4 et 5 décembre 2014 par la Régie et les intervenants est une illustration éloquente du bon fonctionnement du processus existant. La Régie a conclu, après la preuve et les représentations du Distributeur et

---

<sup>59</sup> Témoignage de Robert Yardey et Jim Coyne, n.s. 19 septembre 2016.

d'intervenants par sa décision D-2016-033 (paragr. 312 à 346), que tous les approvisionnements pour ces journées respectaient le cadre réglementaire :

[344] Par ailleurs, considérant les faits exposés et la situation de force majeure qui prévalait sur le réseau de transport au moment des événements survenus les 4 et 5 décembre 2014, la Régie se déclare satisfaite de la preuve fournie par le Distributeur relativement aux transactions d'urgence associées à cet événement.

10.21 Le Distributeur attire l'attention de la Régie sur les paragraphes 312 à 320 de cette décision D-2016-033 dans lesquels la Régie résume la preuve détaillée fournie par le Distributeur.

### **Sommaire de la proposition du Distributeur**

10.22 Le Distributeur estime que les coûts des approvisionnements en électricité doivent être exclus de la formule d'indexation à titre de facteur Y, considérant les dispositions claires de la LRE à l'effet que seuls les coûts réels doivent être utilisés dans la fixation des tarifs.

10.23 Le Distributeur s'oppose à la fixation d'un indicateur lié au coût des approvisionnements en électricité, considérant l'ensemble des interventions de la Régie en termes d'approbation des plans d'approvisionnement, de programmes et de contrats.



## **11. COÛTS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ**

### **Exclusion des coûts de transport du MRI**

11.7 Les coûts liés au service de transport sont exclus de la formule d'indexation, puisque le Distributeur n'exerce pas de contrôle direct sur ces coûts.

- HQT-3, Document 1, page 14;

11.8 Le Distributeur a peu d'influence sur les coûts de transport, notamment à court terme. Le Distributeur ne fait qu'informer le Transporteur de ses besoins. À long terme, le Distributeur peut, grâce à ses efforts en matière d'efficacité énergétique et en gestion de la demande et si ces efforts sont significatifs, réduire dans une certaine mesure les besoins en équipements de transport et de distribution.

- HQT-4, Document 2 (réponse 1.2);
- HQT-4, Document 3, (réponse 7.1);
- HQT-4, Document 1.2, (réponse 6.2).

11.9 Les experts Concentric indiquent que le Distributeur n'a aucun moyen d'agir sur les coûts de transport à court terme. À long terme, les seuls moyens dont il dispose sont la mise en place de programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la demande, comme l'exercice de l'option d'électricité interruptible, pour lesquels il ne contrôle pas l'adhésion de la clientèle. Ces moyens ont une portée limitée. Concentric conclut que l'inclusion des coûts de transport dans le MRI du Distributeur serait inappropriée considérant le faible contrôle d'HQD sur la pointe à chaque année et que les coûts seront couverts par le MRI du Transporteur.

- HQT-4, Document 1.2, (réponse 6.2);

11.10 En audience, plusieurs ont abordé la question de la contribution de l'efficacité énergétique et de la gestion de la demande en réduction des coûts de transport. Or, les activités d'efficacité énergétique sont essentiellement tributaires des budgets qui y sont consacrés. Il s'agit d'une question de politique publique. Du reste, ces mesures ont un impact à long terme, mais pas nécessairement sur la durée d'un MRI. En outre, l'efficacité de tels programmes est tributaire de la réaction des clients, sur laquelle le Distributeur a peu de contrôle.

11.11 Le transfert des coûts de transport de la charge locale est pleinement justifié à titre de facteur Y dans la proposition du Distributeur :

- a) Cette facture est transférée dans les revenus requis du Distributeur suite à une décision dans le dossier tarifaire du transport;
- b) Dans le MRI, la facture de la charge locale est définie à l'issue de l'examen par la Régie du mécanisme du Transporteur;

- c) Il est difficile de concevoir que la facture de transport soit à la fois les résultats du MRI du Transporteur et qu'elle entre dans la formule du MRI du Distributeur, ce qui occasionnerait une double analyse réglementaire.

11.12 Les coûts du Transporteur seront revus dans le dossier du MRI du Transporteur ;

11.13 Par ailleurs, les coûts de transport sont généralement exclus des formules d'indexation des MRI à titre de facteur Y, pour les raisons exprimées plus haut.

### **Sommaire de la proposition du Distributeur**

11.14 Le Distributeur propose d'exclure les coûts de transport de la formule d'indexation, considérant l'absence de contrôle de sa part sur ces coûts et considérant que c'est la Régie qui fixe les tarifs et les conditions des services de transport du transporteur.

## **12. RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION : COÛT DU CAPITAL, AMORTISSEMENT ET BASE DE TARIFICATION**

12.1 Il y a lieu de distinguer, dans le traitement du rendement sur la base de tarification, le coût du capital, la base de tarification et l'amortissement.

### **Traitement du coût du capital**

12.2 Le coût du capital pour le Distributeur est établi pour la portion dette, sur la base du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec, aucune dette n'étant émise par le Distributeur. Le coût présumé de la dette a été reconnu par la Régie pour déterminer le coût de la dette du Distributeur.

12.3 Le Distributeur n'exerce pas de contrôle sur le coût de la dette qui est fixé par Hydro-Québec, ni sur le coût des capitaux propres qui est fixé par la Régie.

12.4 Pour la portion rendement, le taux a été établi à 8,2 % par la Régie à l'issue de l'examen effectué dans le dossier R-3842-2013 pour le Transporteur et le Distributeur.

12.5 Par ailleurs, les variations des taux d'intérêts induiraient des coûts ne seraient qu'artificiellement attribués à l'entreprise réglementée ou à la clientèle<sup>60</sup>. L'inclusion dans la formule du MRI du rendement sur la base de tarification depuis les 10 dernières années aurait ainsi empêché la clientèle de bénéficier des baisses de taux d'intérêts vécues année après année.

12.6 Il est reconnu que le traitement des coûts du capital constitue un enjeu fréquent dans l'établissement de MRI. Cependant, aucun MRI adopté récemment ne couvre tous les éléments des coûts du capital.

### **Traitement de la base de tarification**

12.7 La Régie autorise les investissements du Distributeur en vertu de l'article 73 LRE. Les investissements de plus ou de moins de 10 M\$ préalablement autorisés n'affectent la base de tarification que lors de leurs mises en service. Il y a donc lieu de mettre à jour la base de tarification pour tenir compte des mises en service relatives aux projets autorisés par la Régie.

12.8 Ainsi, selon la proposition du Distributeur, la base de tarification n'évoluerait pas avec la formule I-X mais serait déterminée de la même manière que selon la méthode du coût de service et évoluerait selon les retraits et les mises en service prévues.

### **Traitement de l'amortissement**

12.10 Le MRI proposé par HQD prévoit l'inclusion de l'amortissement dans la formule I-X<sup>61</sup>.

---

<sup>60</sup> Témoignage de Jim Coyne, n.s. vol. 5, 20 septembre 2016.

<sup>61</sup> Exception faite de l'amortissement lié aux éléments exclus de la formule I-X

Cette inclusion résulte du constat fait par le Distributeur de l'évolution de l'amortissement dans le temps cohérente avec une croissance selon I-X et que cette évolution est relativement prévisible.

Amortization is the direct result of capital projects but nonetheless appears to be manageable under the formula for HQD so it's included in the I-X coverage. So while the return on rate base is treated as cost to service and beyond its direct control, the division has accepted the challenge of including amortization under the revenue cap. And it's almost as large as the return on rate base<sup>62</sup>.

[...] In the case of amortization, considerably so. But the thing with taxes and with amortization is that they are somewhat predictable, even though they're out of the company's direct control. And when I say outside of the company's direct control, it assumes that there's an ongoing approval process for capital project before the Régie, over which the company does not exercise its direct control<sup>63</sup>.

12.11 Cependant, s'il devait y avoir des investissements découlant d'événements majeurs imprévus ou exceptionnels, il serait possible pour le Distributeur de demander à traiter l'amortissement qui y est associé en tant qu'exclusion de type Y ou Z.

### Sommaire de la proposition du Distributeur

12.12 Le Distributeur propose d'inclure la charge d'amortissement dans la formule d'indexation, mais d'exclure le rendement sur la base de tarification (coûts du capital et base de tarification), considérant qu'il n'a pas de contrôle sur le coût de la dette ni sur le taux de rendement des capitaux propres et que le rendement sur la base de tarification ne fluctue pas en fonction d'une formule d'indexation de type I-X.

---

<sup>62</sup> Voir n.s. vol. 4, 19 septembre 2016, pages 79 et 80.

<sup>63</sup> Voir n.s. vol. 4, 19 septembre 2016, pages 118 et 119.

### **13. COÛT DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

- 13.1 Le Distributeur propose que les coûts relatifs aux mesures d'efficacité énergétique et de réduction de la pointe soient exclus de toute formule d'indexation.
- HQD-3, Document 1, page 15.
- 13.2 Le traitement des interventions en efficacité énergétique comme un facteur Y permet de s'assurer que les budgets ne soient pas restreints par l'application d'une formule, ce qui irait à l'encontre de l'objectif de favoriser les économies d'énergie et la gestion de la demande en puissance. Le budget des interventions en efficacité énergétique n'évolue pas en fonction de l'inflation, mais des interventions mises de l'avant et de l'objectif d'économie d'énergie. De plus, il n'est pas souhaitable d'appliquer un facteur de productivité qui aurait pour effet de contraindre les efforts à ce chapitre.
- HQT4-4, Document 1, réponse 5.1.
- 13.3 Les dépenses en efficacité énergétique, qui se font sous forme d'investissements et de charges en application de notions comptables, sont indissociables. Selon la proposition du Distributeur, ces dépenses sont exclues de la formule d'indexation.
- 13.4 Dans une approche de plafonnement des revenus (*revenue-cap*), les revenus de l'entreprise réglementée ne sont pas directement liés au volume des ventes. Celle-ci est donc libre de mettre en place des mesures de réduction de la demande (énergie et puissance), mais uniquement si ces mesures sont peu coûteuses (rentables pour elle). Des mesures qui ne respectent pas ce critère risquent donc d'être mises de côté, même si elles sont socialement rentables. Le Distributeur rappelle que le test de neutralité tarifaire de la plupart des programmes actuels est négatif.
- 13.5 Dans une approche de plafonnement des tarifs (*price-cap*), l'entreprise a tout intérêt à accroître son volume de ventes puisque ses revenus y sont directement liés et, de ce fait, son rendement. Dans ce contexte, l'entreprise n'a aucun intérêt à promouvoir des mesures d'efficacité énergétiques qui viendraient réduire ses revenus.
- 13.6 Le Distributeur s'oppose à l'introduction de mécanismes de découplage et de compensation pour perte de revenus (LRAM), qui serait aussi complexes qu'inutiles. En effet, ces mécanismes complexifieraient indûment le MRI et requerraient, dans le cas du LRAM, de suivre et identifier les pertes de volume et de revenu.
- 13.7 Jumelés au MRI de nature hybride, ces mécanismes vont à l'encontre de l'allègement réglementaire exprimé à l'article 48.1 de la LRE et devraient à tout le moins dans la première génération de MRI être exclus.
- 13.8 Ces mécanismes n'auraient de plus aucune utilité si la Régie retient la proposition du Distributeur d'exclure les programmes du PGEE de la formule d'indexation.
- 13.9 Chaque programme est analysé selon les tests économiques reconnus : coût total en ressources, test du participant et test de neutralité tarifaire.
- 13.10 Par ailleurs, l'introduction de tels mécanismes a déjà été jugée inutile par la Régie :

➤ D-2005-79, dossier R-3552-2004

La Régie considère que l'introduction de mécanismes règlementaires, visant à inciter le Distributeur à réaliser ses objectifs en matière d'efficacité énergétique et à protéger les consommateurs contre la surestimation des budgets et la sous-atteinte des résultats, n'est pas requise présentement. Pour la Régie, les mécanismes de suivi déjà exigés et mis en place et l'approbation annuelle des budgets permettent d'apprécier les efforts du Distributeur à cet égard.

13.11 Le Distributeur rappelle que c'est le gouvernement du Québec qui établit les cibles d'efficacité énergétique et que le Distributeur a dépassé sa cible pour la période 2003-2015 (résultat de 8,8 TWh par rapport à une cible de 8 TWh).

13.12 Dans le contexte de la mise en place prochaine d'un nouvel organisme Transition énergétique Québec venant modifier de façon majeure la gestion des programmes d'efficacité énergétique et face à l'instabilité créée par ces changements importants, le Distributeur milite pour que la Régie retienne la proposition de traiter l'efficacité énergétique comme une exclusion.

### **Sommaire de la proposition du Distributeur**

13.13 Le Distributeur propose d'exclure le coût des interventions en efficacité énergétique et en gestion de la pointe de la formule d'indexation.

13.14 Cette exclusion rend inutile l'introduction de mécanismes complexes comme le découplage et la compensation pour pertes de revenus. Enfin, l'historique du Distributeur en matière d'efficacité énergétique et le cadre législatif et réglementaire en place ne permettent aucunement de conclure à l'absence ou à l'insuffisance d'incitatifs.

## **14. INDICATEURS ET MTÉR**

- 14.1 Dans sa décision D-2014-034, la Régie exprime clairement que le besoin recherché en liant les indicateurs au MTÉR est d'éviter que l'efficience (en termes de coûts) ne porte atteinte à la qualité du service (la performance du réseau) :

[398] Bien que l'inclusion d'indicateurs de performance dans un MTÉR demeure une exception dans l'industrie selon la preuve déposée par les Demandeurs, la Régie souligne que sous sa juridiction, le partage des écarts de rendement (trop-perçus) en fin d'année est lié à l'atteinte d'un pourcentage global de réalisation de qualité de service pour Gaz Métro et pour Gazifère.

[399] La Régie veut s'assurer que le trop-perçu n'est pas réalisé au détriment de la sécurité du réseau ou du service à la clientèle.

**[401] Pour ces motifs, la Régie demande au Transporteur et au Distributeur de présenter, lors d'un prochain dossier tarifaire une proposition sur les indicateurs de performance liés au MTÉR.**

- 14.2 Le Distributeur propose de retenir des indicateurs de qualité du service en lien avec la satisfaction de la clientèle, la qualité du service, la continuité de l'alimentation et la sécurité (du public et des employés) selon les critères de choix suivants :
- a) être sous son contrôle (HQD doit pouvoir agir sur les activités mesurées) ;
  - b) être facilement mesurables (HQD doit pouvoir évaluer quantitativement les résultats) ;
  - c) être en lien direct avec sa mission de base.
- 14.3 Il y a nécessité de limiter le nombre d'indicateurs à ceux requis pour assurer une juste mesure de la qualité du service rendu.
- 14.4 Dans un contexte où les indicateurs sont examinés dans le dossier tarifaire du Distributeur, celui-ci préconise de déterminer les indicateurs de façon précise en phase 3 du présent dossier.
- 14.5 Dans la mesure où le Distributeur livre directement l'efficience via le facteur X, il lui apparaît que lier des indicateurs de coûts au MTÉR ferait double emploi et constituerait un désincitatif allant à l'encontre même du MRI.
- 14.6 Elenchus reconnaît d'ailleurs que le facteur de productivité et le MTÉR visent le même objectif et doivent être examinés conjointement
- 14.7 Dans un contexte où le MTÉR peut constituer un désincitatif à l'efficience, Elenchus suggère le besoin de disposer d'une large zone sans partage.
- Rapport d'Elenchus, pièce A-0002, page 26.
- 14.8 Le Distributeur propose de lier les indicateurs au MTÉR par une approche s'apparentant à celle de Gazifère :
- a) Définition d'une cible pour chaque indicateur basée, notamment, sur l'historique des résultats de cet indicateur. Ces cibles devront tenir compte de l'arbitrage nécessaire entre les résultats de chaque indicateur et les coûts requis pour les atteindre;

- b) Pondération attribuée à chaque indicateur;
  - c) Calcul d'un indice composite de performance global (reflétant la moyenne pondérée des résultats de l'ensemble des indicateurs);
  - d) Partage des écarts de rendement selon l'atteinte d'un certain pourcentage de réalisation de cet indice composite;
  - e) Partage des écarts de rendement seulement; aucune pénalité prévue pour un manquement à l'atteinte de cibles.
- 14.9 Les modalités du MTÉR sont à revoir en phase 3 afin de l'arrimer au nouveau cadre réglementaire, notamment compte tenu de l'opinion d'Elenchus et des experts PEG et Concentric.
- 14.10 Les intervenants ont présenté individuellement diverses suggestions relativement à des indicateurs qu'ils souhaitent vouloir ajouter : respect de la réglementation municipale, énergie renouvelable en réseaux autonomes, gestion des approvisionnements de court terme, etc. Le Distributeur estime qu'il n'est pas approprié de lier l'application du MTÉR à de tels indicateurs et que l'approche actuelle de type *scorecard* est la plus appropriée pour ce genre de préoccupation des intervenants.
- 14.11 Enfin, le Distributeur s'oppose à l'implantation d'indicateurs de type « PIM », comme suggéré par M. Lowry. Ces éléments complexifieraient inutilement le MRI du Distributeur. Subsidiairement, le Distributeur suggère que de tels indicateurs ne pourraient que bonifier son rendement, et non le réduire.

### Sommaire de la proposition du Distributeur

- 14.12 Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les éléments suivants pour le choix des indicateurs :
- a) Détermination, sur la base des indicateurs examinés dans le dossier R-3980-2016, d'indicateurs traitant des aspects suivants : satisfaction de la clientèle, qualité du service, continuité d'alimentation et sécurité du public et des employés.
  - b) Les caractéristiques de chaque indicateur sont d'être directement sous le contrôle d'HQD, d'être facilement mesurables et d'être en lien avec sa mission de base.
- 14.13 Le Distributeur demande à la Régie d'approuver le principe proposé d'établir les liens entre les indicateurs et le MTÉR sur la base d'un indicateur composite.
- 14.14 Le Distributeur demande à la Régie de revoir les modalités du MTÉR pour les adapter au MRI dont elle déterminera les caractéristiques.



## **15. FERMETURE RÉGLEMENTAIRE**

- 15.1 Le Distributeur propose un processus réglementaire allégé qui contribue à rencontrer l'objectif 3 de l'article 48.1 et qui exclut une fermeture réglementaire des livres. Il est proposé de poursuivre le suivi des résultats dans le cadre actuel du dépôt des rapports annuels à la Régie sans la participation des intervenants.
- 15.2 Une fermeture réglementaire n'est pas requise puisque les intervenants auront amplement l'opportunité de se faire entendre :
- a) Lors de l'examen détaillé de l'ensemble des coûts inclus dans la formule paramétrique une année sur trois (premier examen aurait lieu lors des audiences pour la phase 3 du dossier MRI – année du *rebasement*);
  - b) Lors du dépôt du dossier annuel détaillé portant sur les éléments mis à jour (notamment : éléments exogènes et exclusions, prévision de la demande, demande d'autorisation des investissements inférieurs à 10 M\$, mais excluant la revue « ligne par ligne » des coûts couverts par la formule).
- 15.3 L'étape subséquente de revue des résultats réels (dépôt du Rapport annuel) est une procédure purement administrative qui ne devrait concerner que la Régie, cette dernière ayant déjà pu entendre les arguments des intervenants en lien avec l'année tarifaire en cause (suite au processus de consultation du dossier annuel).
- 15.4 Une fermeture réglementaire alourdirait indûment le processus réglementaire, comme le reconnaissent certains intervenants.

## 16. CLAUSE DE SORTIE

16.1 Le Distributeur demande que soient prévues des clauses générales de sortie par lesquelles l'entreprise réglementée, dans certaines circonstances, pourrait être relevée de son obligation de fonctionner à l'intérieur du MRI.

- Pièce HQTD-3, Document 1, page 6

une clause de sortie advenant un écart de rendement supérieur ou inférieur à un certain nombre de points de base est essentielle. Cette clause permet la révision ou l'interruption du MRI lorsque des problématiques en cours de MRI surviennent

- Pièce HQTD-3, Document 1, page 26

Cette caractéristique vise à protéger l'entreprise réglementée et sa clientèle de problématiques dans la conception ou l'exercice du MRI en permettant sa révision ou son interruption

16.2 La clause de sortie pourrait être exprimée comme le soutiennent les experts Concentric en pourcentage d'écart par rapport au taux de rendement autorisé par la Régie. Toutefois, ils proposent que cette clause soit revue lors de la phase 3.

- Rapport de Concentric, Pièce HQTD-2, Document 1, pages 14 et 22
- Réponse de Concentric aux demandes de renseignements, pièce HQTD-4, Document 1

If the excess costs [difference between the allowed revenue cap and the actual costs] are of a magnitude to cause the "off-ramp" trigger to be reached, HQT has the option to request a re-evaluation of the plan. This would only, however, relieve this cost pressure on a forward basis if the plan was revised as a result.

## **17. INCLUSION DES COÛTS DES RÉSEAUX AUTONOMES**

- 17.1 HQD propose de traiter les coûts des réseaux autonomes à même le MRI qui sera mis en place.
- 17.2 Tant les experts Concentric que PEG appuient cette proposition. Le Distributeur rappelle que les Réseaux autonomes ne représentent que :
- a) 0,3 % des revenus des ventes ;
  - b) 2 % des revenus requis ;
  - c) 0,5 % des abonnements.
- 17.3 Un MRI distinct occasionnerait des coûts additionnels :
- Pièce HQTD-4, document 8 (Réponse à la question 6.1 de UC) :
- D'un point de vue purement conceptuel, comparé à la proposition du Distributeur, un MRI spécifique pour les réseaux autonomes occasionnerait certainement des coûts additionnels. Entre autres, les coûts additionnels d'un MRI spécifique pour les réseaux autonomes sont associés aux :
- Coûts de conception et d'élaboration du mécanisme, notamment les coûts des études additionnelles nécessaires pour établir les paramètres appropriés au contexte spécifique du Distributeur ;
  - Coûts d'implantation du mécanisme ;
  - Coûts de suivi sur une base distincte des résultats, incluant une réingénierie de traitement des coûts des réseaux autonomes.
- 17.4 Le but du MRI est intrinsèquement de générer de l'efficacité. Puisque les coûts relatifs aux réseaux autonomes sont inclus dans le MRI proposé par le Distributeur, ils bénéficieront des mêmes traitements que l'ensemble des clients du réseau intégré.
- 17.5 Un MRI distinct pour les réseaux autonomes serait contraire à l'objectif d'allègement réglementaire et engendrerait des coûts et des délais inutiles
- 17.6 Les mesures proposées par les intervenants qui militent pour un MRI spécifique aux réseaux autonomes sont longues et coûteuses à implanter, sans aucun gain apparent :
- a) embauche d'une firme pour explorer divers mécanismes spécifiques aux réseaux autonomes (RNCREQ);
  - b) comptabiliser et suivre distinctement les coûts des réseaux autonomes (SÉ-AQLPA);
  - c) analyser et pondérer le taux d'inflation et le facteur de productivité spécifiquement pour les réseaux autonomes (UC);
  - d) déterminer, mesurer et suivre des indices de performance spécifiques aux réseaux autonomes (UC)

- 17.7 De plus, le Distributeur prend les mesures appropriées pour étudier et implanter des technologies efficaces comme le jumelage éolien diesel. À cet effet, il est de connaissance de la Régie que :
- a) Des études techniques réalisées en 2013 ont démontré que la rentabilité d'un jumelage éolien-diésel était variable selon les réseaux et ne permettait pas toujours de justifier de tels projets;
  - b) Le Distributeur a lancé, le 23 octobre 2015, un appel de propositions pour de l'électricité produite à partir d'un parc éolien situé aux Îles-de-la-Madeleine. (A/P 2015-01);
  - c) Au cours des prochains mois, le Distributeur procédera également au lancement d'appels de propositions visant le remplacement du mazout pour la production d'électricité dans trois autres réseaux situés dans le nord du Québec. Des discussions avec les communautés locales ont été initiées;
  - d) Le rythme d'implantation de ces nouvelles technologies est étroitement lié à l'accueil et à la réceptivité des communautés locales face auxdites technologies. Dans plusieurs cas, des retards sont observés, ceux-ci étant dus tant à l'emplacement des nouvelles installations qu'à des freins liés au choix des technologies (par exemple aux îles-de-la-Madeleine).

### **Sommaire de la proposition du Distributeur**

- 17.8 Le Distributeur propose que les coûts des réseaux autonomes soient couverts par le MRI. Cette proposition est simple, sans coûts additionnels et permettra d'atteindre les objectifs de la LRÉ.

## CONCLUSIONS

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les caractéristiques suivantes pour son mécanisme de réglementation incitative (le « **MRI** ») :

**1. APPROUVER** une méthode de plafonnement des revenus pour l'ensemble de la clientèle selon la formule d'indexation énoncée à la pièce HQT-D-3, Document 1, page 14 (la « **Formule d'indexation** »);

**2. APPROUVER** une durée de 3 ans du MRI détaillée comme suit :

Année 1 : méthode actuelle basée sur le coût de service

Années 2 et 3 : application de la formule d'indexation aux coûts inclus dans la Formule d'indexation;

**3. DÉTERMINER** que tous les coûts d'approvisionnement en électricité, les frais découlant du tarif de transport supportés par le Distributeur, les coûts reconnus dans les comptes d'écart et de report, les coûts des interventions en efficacité énergétique, les éléments spécifiques des charges d'exploitation et les activités de base avec facteur d'indexation particulier, les coûts de combustible et le rendement sur la base de tarification sont exclus de la Formule d'indexation;

**4. DÉTERMINER** que le facteur d'inflation doit être composite et formé de l'IPC du Canada projeté et du taux de croissance des salaires du Distributeur;

**5. DÉTERMINER** que le facteur de productivité doit être établi selon la méthode du jugement éclairé de la Régie;

**6. DÉTERMINER** que le facteur de croissance des abonnements correspond à la totalité de l'augmentation du nombre d'abonnements des clients du Distributeur;

**7. DÉTERMINER** qu'une clause de sortie automatique du MRI doit être fixée;

**8. PERMETTRE** au Distributeur de demander à la Régie l'exclusion du MRI d'éléments exogènes de la Formule d'indexation;

**9. DÉTERMINER** les caractéristiques suivantes relatives aux indicateurs de performance et de qualité du service qui seront liés au mécanisme de traitement des écarts de rendement (« **MTÉR** ») :

Les indicateurs doivent couvrir les éléments suivants : satisfaction de la clientèle, qualité du service, continuité d'alimentation et sécurité du public et des employés;

Chaque indicateur doit être uniquement lié à la performance et la qualité du service, en excluant toute notion de coûts;

Chaque indicateur doit être directement sous le contrôle du Distributeur;

Chaque indicateur doit être facilement mesurable;

Chaque indicateur doit être en lien avec la mission de base du Distributeur;

**10. RÉSERVER** sa décision quant aux modalités par lesquelles les indicateurs seront liés au MTÉR et ce faisant, permettre de revoir le MTÉR en phase 3 du présent dossier;

**11. ANNULER** la phase 2 du présent dossier prévue pour la réalisation d'une étude multifactorielle de productivité totale de l'industrie;

**12. DONNER** les instructions appropriées pour le déroulement de la phase 3 du présent dossier.

**MONTRÉAL**, le 29 septembre 2016

*(s) Affaires juridiques Hydro-Québec*

---

**AFFAIRES JURIDIQUES HYDRO-QUÉBEC**  
(Me Éric Fraser)  
(Me Jean-Olivier Tremblay)