

## **Caractéristiques des MRI du Distributeur et du Transporteur d'électricité**



**Table des matières**

**1 Introduction..... 5**

**2 Fondements des propositions..... 6**

**3 Propositions du Distributeur ..... 8**

**3.1 Contexte propre au Distributeur ..... 8**

3.1.1 Description du Distributeur ..... 8

3.1.2 Objectifs opérationnels du Distributeur..... 12

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

**3.2 Caractéristiques du MRI du Distributeur ..... 13**

**3.3 Suivi de la performance du Distributeur ..... 16**

3.3.1 Indicateurs de performance retenus ..... 16

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

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

**3.4 Traitement des réseaux autonomes ..... 18**

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

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

**3.5 Processus réglementaire ..... 19**

**4 Propositions du Transporteur ..... 20**

**4.1 Contexte propre au Transporteur ..... 20**

4.1.1 Description du Transporteur ..... 20

4.1.2 Objectifs opérationnels du Transporteur..... 23

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

**4.2 Caractéristiques du MRI du Transporteur ..... 25**

**4.3 Suivi de la performance du Transporteur ..... 27**

4.3.1 Indicateurs de performance retenus ..... 27

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

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

**4.4 Processus réglementaire ..... 28**

**5 Pertinence d’une étude de productivité multifactorielle ..... 29**

**6 Conclusions ..... 30**

**Annexe A Synthèse des principales caractéristiques des MRI du Distributeur et du Transporteur ..... 31**

**Liste des tableaux**

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

Tableau 2 Composantes des revenus requis 2016 - HQT ..... 21

**Liste des figures**

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

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



## 1 Introduction

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

5 Ce mécanisme doit poursuivre les objectifs suivants :

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

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

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

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

28 Le 8 septembre 2015, le Distributeur et le Transporteur ont déposé<sup>1</sup> leur argumentation  
29 écrite sur l'interprétation à donner à l'article 48.1 de la Loi. Ils ont alors fait valoir que les  
30 objectifs décrits à l'article 48.1, soit l'amélioration continue de la performance et de la qualité  
31 du service, la réduction des coûts profitable à la fois aux consommateurs et au Distributeur

---

<sup>1</sup> Pièce HQTD-1, Document 1

1 et au Transporteur ainsi que l'allégement du processus de fixation ou modification des tarifs,  
2 sont clairs et exclusifs. Dans la décision D-2015-169<sup>2</sup>, la Régie détermine que ces objectifs,  
3 aux fins de l'établissement d'un MRI, sont exhaustifs. Conséquemment, les caractéristiques  
4 et les futurs MRI à retenir par la Régie pour le Distributeur et le Transporteur devront  
5 correspondre aux trois objectifs fixés par l'article 48.1 de la Loi.

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

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

## 2 Fondements des propositions

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

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

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

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

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

---

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

26 Ce constat d'ERA est appuyé par CEA qui indique, dans son rapport, ne pas être au fait de  
27 transporteurs d'électricité réglementés sous la forme d'un MRI en Amérique du Nord<sup>8</sup>.

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

---

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

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

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

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

1 d'électricité<sup>9</sup>. Enfin, les MRI applicables aux transporteurs présentent des caractéristiques  
2 différentes de ceux applicables aux distributeurs d'électricité<sup>10</sup>.

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

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

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

17 Compte tenu des particularités de chaque division, le Distributeur et le Transporteur  
18 proposent des MRI distincts, comme le prévoyait d'ailleurs la Régie dans la décision  
19 D-2015-016<sup>12</sup>.

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

### 3 Propositions du Distributeur

#### 3.1 Contexte propre au Distributeur

##### 3.1.1 Description du Distributeur

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

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

---

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

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

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

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



1 Hydro-Québec Distribution est le principal distributeur d'électricité au Québec, à l'exception  
2 de la clientèle desservie par neuf réseaux de distribution municipaux<sup>13</sup> et par une  
3 coopérative électrique<sup>14</sup>. Le Distributeur est tenu d'alimenter et de distribuer l'électricité à  
4 tous les clients qui en font la demande. Son réseau de distribution compte 115 583 km de  
5 lignes et dessert un territoire vaste et diversifié afin de répondre aux besoins de près de  
6 4 millions de clients. Globalement, les clients à desservir se trouvent dans des régions à  
7 forte densité, mais également dans des régions rurales et des communautés éloignées.

8 Les ventes d'électricité du Distributeur ont atteint près de 175 TWh en 2014<sup>15</sup>. Les revenus  
9 du Distributeur sont influencés en grande partie par la croissance de sa clientèle mais  
10 également par les ventes, ces dernières étant sujettes à d'importantes variations en fonction  
11 des conditions climatiques et économiques.

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

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

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

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

---

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

<sup>14</sup> Celle de Saint-Jean-Baptiste de Rouville.

<sup>15</sup> Rapport annuel 2014 d'Hydro-Québec, page 98.

1 Vecteurs de coûts

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

5 Les coûts de distribution et de services à la clientèle (autres que ceux liés aux achats de  
6 combustible), qui représentent les 23 % des coûts restants du Distributeur, sont quant à eux  
7 en général sous son contrôle<sup>16</sup>.

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

**Tableau 1**  
**Composantes des revenus requis 2016 - HQD<sup>17</sup>**

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

9 Efficiences et performance

10 Depuis 2008-2009, le Distributeur s'est donné comme objectif de contenir sous l'inflation la  
11 croissance annuelle moyenne de ses indicateurs d'efficacité<sup>18</sup>, sur une période mobile de  
12 cinq ans, tout en conservant globalement le même niveau de qualité du service.

13 Par ses efforts d'efficacité, le Distributeur a généré des gains importants de gestion  
14 courante, lesquels représentent en moyenne 3,3 % des charges d'exploitation liées aux  
15 activités de base annuellement depuis 2008. Sur la période 2014-2016, ces gains comptent  
16 pour 4,9 % en moyenne annuellement<sup>19</sup>.

<sup>16</sup> Contrôle limité du Distributeur sur certains de ces coûts.

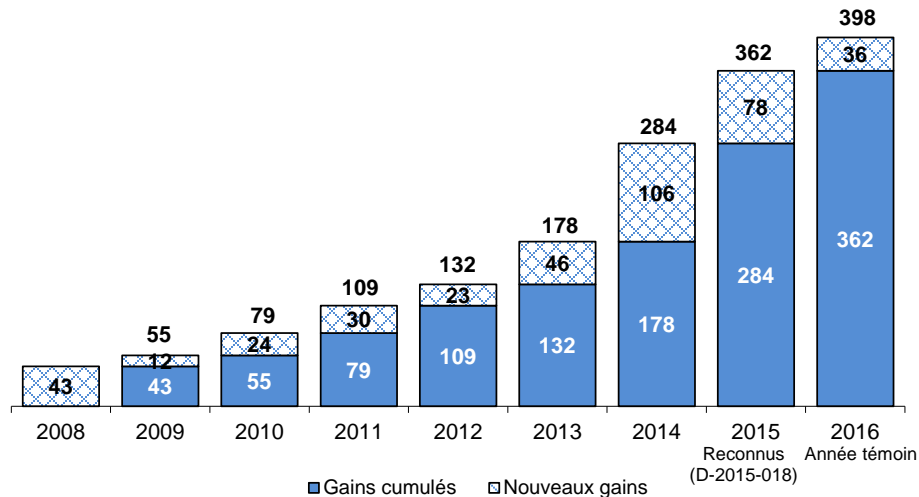
<sup>17</sup> Dossier R-3933-2015, pièce HQD-5, Document 1.

<sup>18</sup> R-3933-2015, HQD-2, Document 1, section 2.

<sup>19</sup> R-3933-2015, HQD-1, Document 1, page 8.

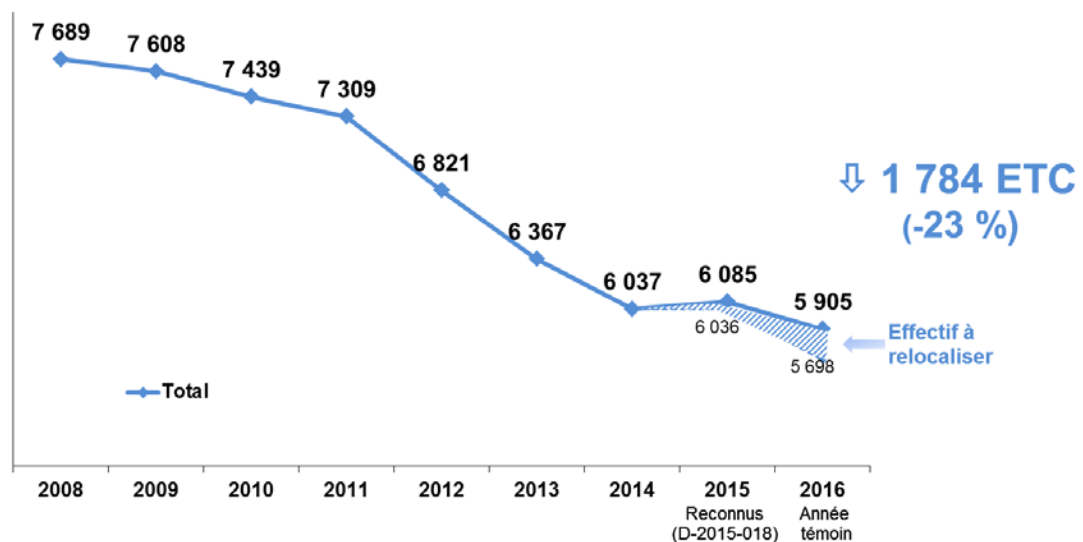
- 1 La figure 1 illustre que, depuis 2008, les gains d'efficience récurrents liés aux améliorations
- 2 des façons de faire du Distributeur (actions de gestion courante et structurantes) s'élèvent à
- 3 398 M\$ (dont 71 M\$ en lien avec le projet LAD). Ces gains sont intégrés dans les tarifs et
- 4 remis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

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



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

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



### **3.1.2 Objectifs opérationnels du Distributeur**

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

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

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

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

### **3.1.3 Cadre réglementaire actuel et MRI**

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

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

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

---

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

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

18 Le développement d’un MRI en continuité avec les éléments du cadre réglementaire actuel  
19 est ainsi privilégié par le Distributeur, à l’instar de la recommandation de CEA<sup>21</sup>.

### **3.2 Caractéristiques du MRI du Distributeur**

20 Pour le Distributeur, le MRI choisi doit être :

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

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

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

---

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

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

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

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

4 Durée

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

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

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

16 Éléments couverts

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

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

25 Exclusions

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

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

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

- 1 • Éléments dont les coûts peuvent être volatils, imprévisibles, importants, et pour  
2 lesquels la Régie a reconnu des CER afin de protéger le Distributeur et les clients à  
3 l'égard de la variabilité des coûts et des revenus qui leur sont associés. Tous les  
4 CER reconnus par la Régie figurent dans cette catégorie<sup>23</sup>. Dans le contexte de la  
5 réglementation incitative, les motifs au soutien de la mise en place et au maintien de  
6 ces CER demeurent valables ;
- 7 • Charges d'exploitation : Éléments de coûts hors du contrôle du Distributeur ou  
8 découlant d'exigences externes nouvelles (lois, décrets, obligations de prise en  
9 charge des réseaux), de coûts extraordinaires ou liés à de nouvelles activités non  
10 prévues aux budgets des années antérieures, ou encore des coûts temporaires  
11 découlant de projets d'investissement et/ou générant des gains. Cette catégorie  
12 correspond aux « activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » et aux  
13 « éléments spécifiques »<sup>24</sup> déjà reflétés dans la formule paramétrique actuelle ;
- 14 • Coûts liés aux activités, projets et programmes pour lesquels une réduction de coûts  
15 pourrait avoir des conséquences indésirables dans le contexte d'un MRI. Les  
16 interventions en efficacité énergétique (soit les coûts du PGEÉ<sup>25</sup> et du BEIÉ<sup>26</sup>) se  
17 classent dans cette catégorie.

#### 18 Facteur d'inflation

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

#### 22 Facteur de productivité

23 Tel qu'en témoigne le Distributeur dans la demande tarifaire R-3933-2015<sup>27</sup>, le rythme  
24 soutenu des gains d'efficience réalisés par le passé ne peut être maintenu à l'avenir.

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

#### 28 Facteur de croissance des activités

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

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

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

<sup>25</sup> Plan global en efficacité énergétique.

<sup>26</sup> Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques.

<sup>27</sup> Dossier R-3933-2015, pièce HQD-8, Document 1, page 9,

1 Clause de sortie

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

6 Finalement, comme le souligne CEA<sup>28</sup>, un mécanisme de report de gains d'efficacité, ainsi  
7 que d'autres caractéristiques, pourraient éventuellement être ajoutés dans un prochain MRI.

### 3.3 Suivi de la performance du Distributeur

#### 3.3.1 Indicateurs de performance retenus

8 Dans ses décisions D-2014-034<sup>29</sup> et D-2015-103<sup>30</sup>, la Régie demande au Distributeur de  
9 proposer des indicateurs de performance en lien avec le MTÉR. L'objectif de lier des  
10 indicateurs au MTÉR, et par conséquent au MRI, est de s'assurer que les gains d'efficacité  
11 sont arrimés à la mission de base du Distributeur, soit de fournir à la clientèle québécoise,  
12 une alimentation en électricité fiable et un service de qualité.

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

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

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

---

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

<sup>29</sup> D-2014-034 (dossier R-3842-2013), paragraphe 401.

<sup>30</sup> D-2015-103, paragraphe 23.

<sup>31</sup> D-2015-103, paragraphe 21.



1 En ce qui concerne le nombre d'indicateurs choisis, la Régie, dans sa décision D-2008-019<sup>32</sup>  
2 portant sur la demande tarifaire 2008 du Transporteur, mentionne :

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

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

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

### 13 **3.3.2 Intégration des indicateurs au MRI<sup>33</sup>**

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

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

25 Ce mécanisme d'intégration des indicateurs au MRI s'apparente à celui approuvé pour  
26 Gazifère<sup>34</sup>.

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

### 29 **3.3.3 Mécanisme de partage des écarts de rendement<sup>35</sup>**

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

---

<sup>32</sup> D-2008-019 (dossier R-3640-2007), page 10.

<sup>33</sup> Voir Tableau A1-1 en annexe A

<sup>34</sup> D-2010-112 (dossier R-3754-2010), page 58

<sup>35</sup> Voir tableau A1-1 de l'annexe A.

- 1 recommande CEA<sup>36</sup>. Ceci permettra d'éviter que le MTÉR ne vienne réduire les incitatifs à  
2 l'efficacité suite à la mise en place d'un MRI. Cette révision sera abordée en phase 3.

### **3.4 Traitement des réseaux autonomes**

- 3 Dans sa décision D-2015-103, la Régie demande aux participants d'aborder la question du  
4 traitement des réseaux autonomes sous un angle conceptuel, à savoir si le MRI doit prendre  
5 en considération la présence des réseaux autonomes<sup>37</sup>.

#### **3.4.1 Portrait des réseaux autonomes du Distributeur**

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

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

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

22 Des efforts importants sont faits par le Distributeur en vue de contrôler l'évolution des coûts  
23 en réseaux autonomes<sup>39</sup>. Parmi les éléments contribuant à contenir l'évolution de ces coûts,  
24 figurent la tarification dissuasive au nord du 53e parallèle pour les usages de chauffage de  
25 l'espace et de l'eau à partir de l'électricité produite par les centrales thermiques, les  
26 programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes<sup>40</sup>, les interventions en  
27 efficacité énergétique, des mesures d'efficacité dans les opérations d'entretien et de

---

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

<sup>37</sup> D-2015-103, paragraphe 25.

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

<sup>39</sup> Voir les pages 94 à 98 de la présentation suivante : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/40/DocPri/R-3776-2011-B-0061-SEANCETRAV-DOC-2011\\_10\\_07.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/40/DocPri/R-3776-2011-B-0061-SEANCETRAV-DOC-2011_10_07.pdf)

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

1 maintenance des centrales et l'introduction de sources d'alimentation moins coûteuses, plus  
2 efficaces et moins polluantes (les projets d'éoliennes aux Îles-de-la-Madeleine). Il est à  
3 noter que lors du remplacement des centrales thermiques, un souci particulier est accordé à  
4 l'utilisation de moteurs plus efficaces<sup>41</sup>.

### 3.4.2 Proposition de traitement des réseaux autonomes<sup>42</sup>

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

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

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

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

### 3.5 Processus réglementaire

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

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

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

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

- 1           ◦ La réduction du temps, à la fois, de l'examen des Dossiers annuels ainsi que du  
2           processus de traitement allégé à être adopté par la Régie. En plus du gain de  
3           temps associé aux dossiers annuels moins lourds, ceux-ci pourraient être  
4           examinés selon la procédure de consultation. Tel que suggéré par CEA<sup>43</sup>, ces  
5           dossiers n'exigeraient pas d'audiences orales, un examen de la demande par  
6           écrit selon la procédure de consultation s'avérant suffisant.
- 7           • Alternance de l'année de départ des MRI du Distributeur et du Transporteur: Le  
8           décalage d'un an entre le début du MRI du Distributeur et celui du Transporteur  
9           donnerait l'opportunité de mieux répartir dans le temps la charge de travail des  
10          intervenants et de la Régie ayant pour effet d'alléger le processus.

#### **4 Propositions du Transporteur**

##### **4.1 Contexte propre au Transporteur**

###### **4.1.1 Description du Transporteur**

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

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

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

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

---

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

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

**Tableau 2**  
**Composantes des revenus requis 2016 - HQT<sup>44</sup>**

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

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

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

13 Le Transporteur présente à la pièce HQT-9, Document 1 des demandes tarifaires, les  
 14 investissements projetés sur un horizon de 10 ans par catégorie. Au cours des  
 15 10 prochaines années, des investissements totaux de 1,7 G\$ sont prévus en moyenne  
 16 chaque année<sup>45</sup>. Ces investissements visent notamment à assurer la pérennité du réseau  
 17 de transport et à répondre à la croissance des besoins de la clientèle.

<sup>44</sup> Dossier R-3934-2015, pièce HQT-5, Document 1.

<sup>45</sup> Dossier R-3934-2015, pièce HQT-9, Document 1, Tableau 9.

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

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

17 Le Transporteur évolue, depuis plusieurs années, dans un contexte opérationnel exigeant,  
18 marqué par une forte sollicitation et par le vieillissement du réseau de transport. Face à ce  
19 contexte, le Transporteur a adopté un modèle de gestion des actifs (« MGA »)<sup>46</sup>, arrimant  
20 ainsi la stratégie de maintenance et de pérennité et introduisant la maintenance  
21 conditionnelle ciblée. Ce modèle vise à assurer la fiabilité du service au moindre coût par la  
22 gestion à court, moyen et long termes du risque en permettant une évolution contrôlée de  
23 l'âge moyen des actifs et des risques de défaillance. Au cours des prochaines années, le  
24 Transporteur poursuivra l'augmentation graduelle de la cadence de remplacement de ses  
25 actifs et, en parallèle, devra accroître ses activités de maintenance afin d'optimiser  
26 l'utilisation de ses actifs sur leur durée de vie utile tout en maintenant la fiabilité attendue par  
27 une gestion adaptée de l'évolution du risque de défaillance. Le Transporteur souligne qu'il  
28 poursuivra l'amélioration continue de son modèle grâce au retour d'expérience provenant du  
29 suivi de l'état et de la performance de ses actifs et du réseau, à ses activités sur ce dernier  
30 ainsi qu'à l'implantation de pratiques gagnantes. L'ajout d'outils informatiques à des fins de  
31 simulation, de planification et de gestion d'inventaire, l'harmonisation des différentes  
32 approches de planification des besoins, l'amélioration des façons de faire en maintenance  
33 et en projets, incluant leur planification, gestion et réalisation<sup>47</sup> sont également des moyens  
34 utilisés par le Transporteur pour bonifier ce modèle.

---

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

<sup>47</sup> Dossier R-3934-2015, pièce HQT-3, Document 1.

1 La formule paramétrique du Transporteur, en particulier son facteur de croissance, jusqu'ici  
2 utilisée pour déterminer le niveau annuel de CNE ne permet plus de rencontrer les besoins  
3 de maintenance du réseau de transport autrement qu'en intégrant des ajustements  
4 particuliers à cet effet<sup>48</sup>. Comme mentionné dans la demande tarifaire pour l'année 2016, le  
5 MGA constitue l'outil de base utilisé dans la détermination du niveau optimal des CNE.

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

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

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

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

#### **4.1.2 Objectifs opérationnels du Transporteur**

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

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

<sup>48</sup> Dossier R-3934-2015, pièce HQT-6, Document 2, page 7.

<sup>49</sup> Dossier R-3934-2015, pièce HQT-6, Document 2, page 15.

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

#### **4.1.3 Cadre réglementaire actuel et MRI**

18 Dans le cadre de sa juridiction, la Régie a déterminé les méthodes comptables et  
19 financières ainsi que les principes qui sont applicables au transporteur d'électricité<sup>50</sup>. Ces  
20 principes réglementaires reconnus par la Régie ont servi à la préparation de la preuve du  
21 Transporteur dans le dossier R-3401-98, la première demande tarifaire entendue par la  
22 Régie, et sont encore appliqués aujourd'hui.

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

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

---

<sup>50</sup> Article 32 de la Loi et décision D-99-120.



1 Les incitatifs à l'efficiencce que comporte le cadre réglementaire actuel ont permis d'intégrer  
2 aux tarifs d'importants gains d'efficiencce au cours de la période 2008 à 2015. Ces gains  
3 cumulatifs sont de l'ordre de 127 M\$ aux CNE auxquels s'ajoutent ceux attribuables aux  
4 investissements pris en compte dans la base de tarification, les charges d'amortissement et  
5 celles liées à la taxe sur les services publics. Il est à noter qu'à l'intérieur de ce cadre  
6 réglementaire, le tarif annuel de transport a connu une diminution de 24,2 % en dollars  
7 constants sur la période allant de 2001 à 2016, selon le tarif proposé pour l'année 2016<sup>51</sup>.

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

#### 4.2 Caractéristiques du MRI du Transporteur

13 À partir des particularités et du contexte propres au Transporteur, CEA a identifié des  
14 caractéristiques d'un MRI qui lui sont adaptées<sup>52</sup>.

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

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

<sup>51</sup> Dossier R-3934-2015, pièce HQT-12, Document 1, tableau 4.

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

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

10 Le terme de trois ans, pour ce premier MRI, est, selon CEA, un terme suffisamment long  
11 pour identifier, mettre en place et profiter de mesures d'efficacité sans augmenter indûment  
12 le risque que les coûts réels diffèrent substantiellement des prévisions. Par ailleurs, en ce  
13 qui a trait aux projections de mises en service notamment, ce terme concorde avec l'horizon  
14 de projection de trois ans des contributions du Distributeur pour les besoins de croissance  
15 de la charge locale. Ce terme de trois ans est également conforme à celui des deux  
16 premières générations de MRI en Ontario<sup>53</sup> et à celui de Con Edison pour six des sept  
17 générations de MRI couvrant les années 1992 à 2015<sup>54</sup>.

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

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

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

---

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

<sup>54</sup> Ibid, page A-37.

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

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

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

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

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

### 4.3 Suivi de la performance du Transporteur

#### 4.3.1 Indicateurs de performance retenus

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

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

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

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

---

<sup>55</sup> Extrait du témoignage d'ERA, Notes sténographiques, 27 mai 2015, pages 126-127.

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

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

#### **4.3.2 Intégration des indicateurs au MRI**

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

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

14 Enfin, le partage des écarts de rendement sera conditionnel à l'atteinte d'un certain  
15 pourcentage global de réalisation des indicateurs de performance. La Régie a approuvé un  
16 tel mécanisme d'attribution pour Gazifère<sup>56</sup>.

#### **4.3.3 Mécanisme de partage des écarts de rendement**

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

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

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

#### **4.4 Processus réglementaire**

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

---

<sup>56</sup> D-2010-112 (dossier R-3754-2010), page 58.

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

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

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

## 5 Pertinence d'une étude de productivité multifactorielle

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

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

---

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

## 6 Conclusions

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

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

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

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

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

## **Annexe A**

# **Synthèse des principales caractéristiques des MRI du Distributeur et du Transporteur**





Tableau A1-1  
Principales caractéristiques proposées du MRI du Distributeur

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

Tableau A1-2  
Principales caractéristiques proposées du MRI du Transporteur

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