

# Mémoire

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

**R-3897-2014**



Préparé par  
Marc-Olivier Moisan-Plante  
et Viviane de Tilly

Analystes d'UC

9 novembre 2015

## Table des matières

TABLE DES MATIERES .....	2
UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RESEAU.....	4
1 CONTEXTE.....	5
2 COMMENTAIRES GENERAUX .....	5
3 MECANISMES DISTINCTS POUR HQT ET HQD .....	6
4 ANNEES DE DEPART DIFFERENTES POUR LE DISTRIBUTEUR ET LE TRANSPORTEUR.....	6
5 DUREE DES MECANISMES .....	6
6 DEPENSES APPELEES A DECROITRE.....	7
7 INCLUSION DES TAXES ET DES FRAIS CORPORATIFS DANS LES DEPENSES SOUS LE CONTROLE DU DISTRIBUTEUR .....	7
8 TRAITEMENT DES EVENEMENTS NON ANTICIPES.....	7
9 INCLUSION DES APPROVISIONNEMENTS DANS LES DEPENSES SOUS LE CONTROLE DU DISTRIBUTEUR.....	8
10 ÉTUDE DE PRODUCTIVITE .....	8
11 GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE .....	9
12 CIBLES ET INDICATEURS DE QUALITE DE SERVICE A LA CLIENTELE .....	9
13 INTERFINANCEMENT .....	10
14 FLEXIBILITE COMMERCIALE ( <i>MARKETING FLEXIBILITY</i> ) .....	10
15 MRI EN RESEAUX AUTONOMES.....	11
15.1 CARACTERISTIQUES DES RESEAUX AUTONOMES.....	11
15.1.1 <i>Territoire</i> .....	11
15.1.2 <i>Coûts de production</i> .....	11
15.1.3 <i>Tarification</i> .....	12
15.1.4 <i>Données de la demande tarifaire 2016-2017</i> .....	13
15.2 APPLICATION D'UN MIR GLOBAL INCLUANT LES RESEAUX AUTONOMES .....	15
15.2.1 <i>Opinions d'expert</i> .....	15
15.2.1.1 Expert de HQT D.....	15
15.2.1.2 Expert de l'AQCIE-CIFQ .....	16
15.2.2 <i>Principes de base d'un MRI et observations quant aux recommandations d'expert</i> .....	17
15.2.3 <i>Pistes de réflexion</i> .....	19
15.2.3.1 Inflation commune et facteurs de productivité spécifiques .....	20
15.2.3.2 Inflation et facteurs de productivité spécifiques .....	20
15.2.3.3 Indicateurs de qualité du service en RA .....	21
ANNEXE 1 : ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION PAR RÉSEAU (2012).....	22

**LISTE DES TABLEAUX**

TABLEAU 1 COUT DE REVIENT PAR RESEAU AUTONOME ANNEE 2012 .....12  
TABLEAU 2 RÉPARTITION PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS DE LA BASE DE TARIFICATION ET DU  
COÛT DE PRESTATION DES RÉSEAUX AUTONOMES (M\$)..... 14  
TABLEAU 3 ÉVOLUTION DU COUT DIRECTEMENT LIE A L'EXPLOITATION DES RESEAUX AUTONOMES  
2005-2010 ..... 14  
TABLEAU 4 AJUSTEMENT TARIFAIRES DIFFÉRENCIÉS ET INDICES D'INTERFINANCEMENT ..... 15  
TABLEAU 5 TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION 2008-2012..... 18

---

## **Union des consommateurs, la force d'un réseau**

---

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe neuf Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger. Elle est membre de l'*Organisation internationale des consommateurs* (CI), organisme reconnu notamment par les Nations Unies.

Depuis plus de 40 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

## 1 Contexte

Dans sa décision D-2015-103, la Régie précise les enjeux devant être abordés en phase 1 du présent dossier portant sur un mécanisme de réglementation incitative (MRI)

*La Régie retient, à ce stade du dossier, les enjeux suivants pour l'examen de la phase 1 :*

- *l'interprétation de l'article 48.1 de la Loi;*
- *les caractéristiques ou objectifs opérationnels d'un MRI;*
- *le traitement des réseaux autonomes.<sup>1</sup>*

Elle indique de plus

*[25] La Régie précise que cette phase ne se situe pas au niveau des modalités d'application du MRI. Pour cette raison, elle considère que la question du traitement des réseaux autonomes devrait y être abordée sous un angle conceptuel, à savoir si le MRI doit prendre en considération la présence des réseaux autonomes. Une réponse à cette question devrait être accompagnée d'un exposé des motifs sous-tendant ce choix.<sup>2</sup>*

*[23] La Régie établit donc que les sujets à aborder lors de la phase 1 doivent inclure les caractéristiques d'un MRI, ainsi que le nombre et le type de MRI répondant aux particularités du Distributeur et du Transporteur. L'identification des indicateurs de performance ainsi que la forme de prise en compte du partage des réductions de coûts font également partie des sujets de cette phase.*

## 2 Commentaires généraux

UC a pris connaissance des deux rapports d'experts déposés au dossier respectivement par HQT<sup>3</sup> et par l'AQCIE/CIFQ<sup>4</sup>. De plus, UC a participé à trois rencontres avec les autres intervenants au dossier (à l'exception de HQT) afin de discuter des sujets qui seraient couverts dans le rapport de l'expert M. Lowry. Lors de ces rencontres, et par le biais d'échanges de courriels, UC a pu s'assurer que plusieurs de ses préoccupations étaient traitées dans le rapport de M. Lowry.

Cependant, l'expert demeurant maître de sa preuve, UC souligne dès à présent qu'elle ne peut adopter l'expertise du rapport Lowry dans sa totalité.

Il demeure selon UC que de manière générale la preuve d'expert déposée par l'AQCIE/CIFQ est davantage susceptible de mener à une amélioration continue de la performance et de la qualité de service tout en générant des réductions de coûts bénéfiques aux consommateurs que celle présentée par l'expert d'HQT, M. Coyne.

Selon UC le rapport soumis par l'expert Lowry respecte davantage l'esprit et le texte de l'article 48.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

<sup>1</sup> D-2015-103, page 5.

<sup>2</sup> *Ibid.*, page 8.

<sup>3</sup> C-HQT-HQD-0023. [En ligne] : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/272/DocPrj/R-3897-2014-C-HQT-HQD-0023-Preuve-RappExp-2015\\_10\\_26.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/272/DocPrj/R-3897-2014-C-HQT-HQD-0023-Preuve-RappExp-2015_10_26.pdf)

<sup>4</sup> C-AQCIE-CIFQ-0025. [En ligne] : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/272/DocPrj/R-3897-2014-C-AQCIE-CIFQ-0025-Preuve-RappExp-2015\\_10\\_26.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/272/DocPrj/R-3897-2014-C-AQCIE-CIFQ-0025-Preuve-RappExp-2015_10_26.pdf)

Dans les présents commentaires, UC soulignera les points forts et les points faibles des deux preuves présentées, et commentera également certains aspects qui ont pu être ignorés par les deux experts. De plus, UC argumentera de façon détaillée le traitement des réseaux autonomes. Finalement, UC fera ses recommandations à la Régie sur chacun des aspects qu'elle aura abordés.

Cependant puisque des demandes de renseignements seront sûrement soumises par les divers participants et les experts au dossier, UC se réserve le droit d'amender toute recommandation qu'elle fait présentement. UC pourra également bonifier ses propositions lors des audiences, en fonction des réponses données aux demandes de renseignements.

### 3 Mécanismes distincts pour HQT et HQD

---

Les deux preuves d'experts suggèrent l'adoption de mécanismes distincts pour HQD et HQT. UC appuie cette façon de procéder, car les différences de structures entre les deux divisions sont trop importantes pour que l'on puisse raisonnablement intégrer les deux divisions à l'intérieur d'un même mécanisme. **UC recommande à la Régie d'établir deux mécanismes distincts pour HQD et HQT.**

### 4 Années de départ différentes pour le Distributeur et le Transporteur

---

Les deux preuves d'expert proposent<sup>5</sup> que l'année de départ de chacun des mécanismes soit différente afin de ne pas surcharger la Régie, HQT et les intervenants. **UC appuie cette proposition. À cet égard, il semble logique de débiter la séquence avec le Transporteur puisque ses tarifs ont une incidence importante sur les tarifs de distribution.**

### 5 Durée des mécanismes

---

La durée du mécanisme, en dehors de la première année qui doit être en coût de service, est de deux ans dans le rapport de M. Coyne<sup>6</sup>, tandis que selon la compréhension d'UC elle serait de quatre ans<sup>7</sup> dans le rapport de l'AQCIE/CIFQ.

Selon UC, un terme de deux ans est trop court afin de générer des gains d'efficience importants. Les gestes d'efficience peuvent souvent prendre quelques années avant de prendre leur plein effet. De plus, un terme de deux ans pourrait permettre plus facilement de reporter certaines opérations afin de réduire les dépenses et ainsi provoquer un trop-perçu sans qu'il n'y ait de véritable efficience. Des reports de travaux ont déjà été constatés<sup>8</sup>, notamment dans le cas du Transporteur.

---

<sup>5</sup> C-HQT-HQD-0023, page 28 et C-AQCIE-CIFQ-0025, page 109.

<sup>6</sup> C-HQT-HQD-0023, page 30.

<sup>7</sup> C-AQCIE-CIFQ-0025, page 108.

<sup>8</sup> Voir R-3903-2014, C-UC-0008, pages 5 et 6. [En ligne] : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/280/DocPrj/R-3903-2014-C-UC-0008-Preuve-Memoire-2014\\_10\\_31.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/280/DocPrj/R-3903-2014-C-UC-0008-Preuve-Memoire-2014_10_31.pdf)

Le terme de quatre ans additionné d'un bilan de mi-parcours tel que suggéré par l'AQCIE/CIFQ<sup>9</sup> appert comme une solution beaucoup plus adéquate, et permettrait d'obtenir des incitatifs supérieurs à l'efficacité tout en rendant moins attrayant le report de travaux, car il pourrait devenir risqué d'en repousser la réalisation sur de trop longues périodes. De plus, le bilan de mi-parcours permettrait de s'assurer du bon déroulement du mécanisme, notamment en s'assurant du maintien ou de l'amélioration de la qualité du service, et pourrait à la rigueur permettre certains ajustements si nécessaires. **UC recommande donc à la Régie d'adopter un terme de quatre ans pour les mécanismes, applicables à HQT et à HQD et d'effectuer un bilan de mi-parcours tel que suggéré par l'AQCIE/CIFQ.**

## 6 Dépenses appelées à décroître

Lors du rééquilibrage (*rebasement*) des tarifs en coût de service, il sera important de demander au Distributeur et au Transporteur d'identifier a priori les dépenses qui devraient normalement décroître au cours des années subséquentes. Par exemple, s'il est anticipé que certaines exigences réglementaires deviennent caduques ou si certaines dépenses avec un budget spécifique sont limitées dans le temps, alors la Régie devrait en prendre compte lors de la fixation des tarifs. **UC recommande donc à la Régie d'exiger que le Distributeur et le Transporteur lui fournissent les informations nécessaires sur les dépenses appelées à décroître lors du rééquilibrage des tarifs.**

## 7 Inclusion des taxes et des frais corporatifs dans les dépenses sous le contrôle du Distributeur

Dans son rapport d'expertise, M. Coyne propose que soient incluses sous le contrôle du « *management* », et donc sujettes à bonification, les taxes et les frais corporatifs<sup>10</sup>. Cette proposition a de quoi surprendre, car d'un point de vue réglementaire, le gouvernement détermine les taxes et le corporatif est une entité complètement indépendante du Distributeur. Cependant, leur inclusion pourrait rendre moins attrayantes d'éventuelles hausses de taxes gouvernementales et favoriser la réduction des frais corporatifs. A priori, UC est donc favorable à cette proposition du Distributeur. UC souhaite cependant obtenir davantage d'information en audience à propos des motivations du Distributeur avant de donner un appui définitif à cette mesure.

## 8 Traitement des événements non anticipés

La preuve de HQD indique que les « événements non anticipés ou exogènes » ne soient pas soumis à la bonification – le risque étant alors transféré à la clientèle. Selon UC, il importe de faire la différence entre des événements non anticipés, et des événements hors du contrôle du Distributeur. À titre d'exemple, le récent déversement majeur aux Îles-de-la-Madeleine en 2014 peut être qualifié de non anticipé tout en étant sous le contrôle du Distributeur, car c'est le Distributeur qui est responsable de manœuvrer l'équipement et le combustible ou d'investir dans une infrastructure plus fiable<sup>11</sup>. Dans cet exemple, la Régie a statué<sup>12</sup> que le risque

<sup>9</sup> Voir C-AQCIE-CIFQ-0025, page 108.

<sup>10</sup> C-HQT-HQD-0023, page 13.

<sup>11</sup> Voir la section 15.2.3.3 à ce sujet.

d'affaires du Distributeur pour lequel il est rémunéré dans son taux de rendement incluait ce type de risque.

Il y a donc une distinction à faire entre les deux concepts, alors que la preuve du Distributeur dans le présent dossier n'en fait pas. Selon l'approche choisie, la décision sur ce qui sera inclus dans la bonification potentielle aura alors un impact sur le risque encouru, et donc sur le rendement à octroyer.

**UC recommande donc à la Régie de définir et d'approuver à l'avance en phase trois du dossier, le type d'éléments qui seraient hors du contrôle du Distributeur, et donc à exclure du mécanisme advenant leur réalisation. UC recommande à la Régie de ne pas retenir la proposition du Distributeur, à l'effet de mettre hors du mécanisme les éléments non anticipés (mais qui peuvent également être sous son contrôle).**

## 9 Inclusion des approvisionnements dans les dépenses sous le contrôle du Distributeur

Selon la preuve du Distributeur<sup>13</sup>, les dépenses effectuées pour l'achat d'électricité ne sont pas sous son contrôle. UC ne partage pas ce point de vue, car l'inclusion de celles-ci dans les dépenses sujettes à bonification augmenterait le rapport de force du Distributeur lorsqu'il négocie avec le Producteur, notamment lors des achats de court terme effectués sous la dispense ou lors d'appels d'offres en puissance. La clientèle pourrait donc en bénéficier. De plus, UC note que la preuve de l'expert de l'AQCIE/CIFQ propose également<sup>14</sup> que ces dépenses puissent être bonifiées. **UC recommande donc à la Régie d'inclure les achats d'électricité dans les dépenses sujettes à la bonification.**

## 10 Étude de productivité

Essentiellement, l'expert du Distributeur recommande à la Régie d'exercer son jugement afin d'établir le « facteur X » après avoir entendu les suggestions des experts et des intervenants<sup>15</sup>. UC s'oppose fermement à une telle approche. L'asymétrie de l'information qui existe entre le Distributeur ou le Transporteur et la Régie et les intervenants rend l'évaluation de l'efficacité à venir par ces derniers pratiquement impossible. C'est pourquoi la Régie avait modulé l'actuel mécanisme de partage pour tenir compte de ce fait :

*[358] Selon la Régie, le contrôle que les Demandeurs exercent sur leur gestion, ainsi que sur leurs outils de prévision leur procure une marge de manœuvre leur permettant de moduler les activités en cours d'année afin d'atteindre les objectifs financiers prévus. La Régie est d'avis que les écarts de rendement observés au cours des dernières années découlent entre autres du contrôle des Demandeurs sur leurs décisions de gestion. Dans ce contexte, et tenant compte de l'historique des écarts de rendement depuis 2009, elle considère peu probable que les Demandeurs réalisent des écarts de rendement négatifs au cours de prochaines années.*

<sup>12</sup> D-2015-150. [En ligne] : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/282/DocPrj/R-3905-2014-A-0098-Dec-Dec-2015\\_09\\_10.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/282/DocPrj/R-3905-2014-A-0098-Dec-Dec-2015_09_10.pdf)

<sup>13</sup> C-HQT-HQD-0023, page 14.

<sup>14</sup> Voir C-AQCIE-CIFQ-0025, pages 101 et 102.

<sup>15</sup> C-HQT-HQD-0023, page 14.



*[359] Pour ces motifs, la Régie retient l'implantation d'un MTÉR asymétrique dans lequel les écarts de rendements négatifs seront à la charge des Demandeurs.<sup>16</sup>*

De plus, l'accumulation de gigantesques trop-perçus au cours des sept dernières années témoigne de la facilité avec laquelle le Distributeur et le Transporteur peuvent dépasser leurs prévisions d'efficience.

Finalement rappelons que selon l'article 48.1.2° le mécanisme doit poursuivre l'objectif de réduction des coûts. Or sans une évaluation objective et impartiale de ces coûts et de la réduction qui peut être escomptée, cet objectif clairement énoncé à la *Loi* ne pourra être respecté.

Selon UC, sans une étude de productivité, il devient illusoire de penser que la Régie et les intervenants puissent réussir à circonscrire l'efficience à venir du Distributeur et du Transporteur. **UC s'oppose donc fermement à ce que la cible d'efficience soit déterminée sur la base des propositions de HQD et HQT, et recommande à la Régie de procéder à une étude de productivité en bonne et due forme.**

**Pour UC une telle étude devrait également se pencher sur les sources d'efficience possibles que le Distributeur et le Transporteur devraient cibler.**

## 11 Gestion de la demande en puissance

L'expert de l'AQCIE/CIFQ propose<sup>17</sup> que le Distributeur reçoive des incitatifs afin de mieux gérer la demande en puissance (« peak-load management »). **UC appuie cette proposition.** En particulier, UC croit qu'il serait pertinent de chercher à maintenir et augmenter le parc de biénergie dans le secteur résidentiel.

## 12 Cibles et indicateurs de qualité de service à la clientèle

UC s'interroge sur l'engagement du Distributeur<sup>18</sup> à maintenir ou améliorer la qualité du service, en particulier sur ce qui pourrait être relatif à la qualité du service à la clientèle. Pour ne prendre qu'un seul exemple, malgré les promesses répétées du Distributeur à l'effet de réduire les délais d'attente téléphonique, les clients attendent toujours aussi longtemps pour parler à un représentant<sup>19</sup>. UC s'attend donc à voir des indicateurs de qualité de service concret et effectifs en phase trois du dossier.

Un autre aspect sensible pour la clientèle résidentielle concerne les mesures destinées aux ménages à faible ou modeste revenu. UC cherche à comprendre comment pourront être assurés la préservation de ces mesures et la qualité de prestation de ces services sans un indicateur et un suivi particulier à cet effet. En effet, puisque les incitatifs seront de réduire les coûts, UC craint que l'on cherche à réduire le temps nécessaire afin de trouver une entente adaptée pour

<sup>16</sup> D-2014-034. [En ligne] : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/190/DocPrj/R-3842-2013-A-0051-Dec-Dec-2014\\_03\\_05.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/190/DocPrj/R-3842-2013-A-0051-Dec-Dec-2014_03_05.pdf)

<sup>17</sup> Voir C-AQCIE-CIFQ-0025, page 100.

<sup>18</sup> C-HQT-HQD-0023, page 27.

<sup>19</sup> Voir R-3933-2015, C-UC-0008, page 34 et suivantes. [En ligne] : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/317/DocPrj/R-3933-2015-C-UC-0008-Preuve-Memoire-2015\\_11\\_05.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/317/DocPrj/R-3933-2015-C-UC-0008-Preuve-Memoire-2015_11_05.pdf)

chaque client ou simplement utiliser l'interruption de service sans prendre le temps de négocier préalablement une entente avec le client.

**UC recommande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur de produire une preuve détaillée sur les aspects de suivi, d'indicateurs, de maintien des services et d'évaluation de la qualité de prestation de service concernant les mesures de recouvrement et le traitement des ménages « pauvres » en phase trois du dossier.**

### 13 Interfinancement

---

Dans les deux preuves d'expert, il n'est pas indiqué de qu'elle façon l'interfinancement serait pris en compte. Considérant que les tarifs puissent être fixés à l'avance (ou en fonction d'une formule) pour un certain temps, UC juge qu'il serait important que le Distributeur aborde cette question en audience. Il pourrait être pertinent par exemple, de prévoir un mécanisme d'ajustements fins sur les tarifs entre les classes tarifaires chaque année (ou lors du bilan de mi-parcours suggéré par l'expert de l'AQCIE/CIFQ), afin que l'évolution de l'interfinancement ne soit pas laissée à l'abandon pendant une longue période de temps.

**UC recommande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur de présenter une proposition afin de suivre l'évolution de l'interfinancement et l'ajuster au cours du mécanisme en cas de besoin à cet effet.**

Par ailleurs, l'expert de l'AQCIE/CIFQ évoque dans sa preuve<sup>20</sup> la possibilité d'introduire un découplage entre les ventes du Distributeur et ses revenus. De manière générale, UC s'attend à ce que de telles propositions respectent la réglementation actuelle sur l'interfinancement.

### 14 Flexibilité commerciale ( *marketing flexibility* )

---

L'expert de l'AQCIE/CIFQ propose<sup>21</sup> de laisser mains libres au Distributeur et au Transporteur afin que ceux-ci puissent modifier les tarifs en cours de mécanismes afin d'atteindre les objectifs qui leur auront été désignés. En ce qui concerne les tarifs résidentiels du Distributeur, **UC s'oppose à cette proposition.** Les modifications à la stratégie tarifaire ont des impacts redistributifs importants et sont un aspect sensible pour la clientèle résidentielle. UC préfère le maintien de la démarche actuelle, dans laquelle la Régie approuve la stratégie tarifaire du Distributeur.

L'expert de l'AQCIE/CIFQ propose un *price cap* pour la clientèle industrielle, bien qu'une telle proposition puisse avoir pour effet de hausser les ventes à ce secteur, UC se questionne sur les conséquences qu'une telle mesure pourrait avoir sur la clientèle résidentielle. En conséquence, elle ne peut à ce stade-ci du dossier endosser une telle proposition.

---

<sup>20</sup> Voir C-AQCIE-CIFQ-0025, pages 95 et 96.

<sup>21</sup> *Ibid.*, page 108.

## 15 MRI en réseaux autonomes

### 15.1 Caractéristiques des réseaux autonomes

#### 15.1.1 TERRITOIRE

Le territoire couvert par les réseaux autonomes est vaste :

*Il couvre 30 communautés, réparties en six territoires : les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik (au nord du 53<sup>e</sup> parallèle), la Basse-Côte-Nord, l'île d'Anticosti, la Haute-Mauricie et la région de Schefferville. La population totale de ces communautés compte à peine un peu plus de 34 000 habitants. Les Îles-de-la-Madeleine représentent 38 % de la population totale mais autour de 45 % des ventes d'électricité en réseaux autonomes.*

*Après les Îles-de-la-Madeleine vient le territoire du Nunavik (14 communautés inuites, une communauté crie) avec 37 % de la population mais seulement 20 % des ventes d'électricité, du fait que la clientèle n'utilise pas l'électricité pour les fins de chauffage*

*La Basse-Côte-Nord comprend sept villages le long de la rive Nord du golfe du Saint-Laurent, de La Romaine jusqu'à Blanc-Sablon.*

*La centrale diesel installée à l'île d'Anticosti, dans le golfe du Saint Laurent, dessert la communauté de Port-Menier.*

*Deux communautés de la Haute-Mauricie font partie des réseaux autonomes : la réserve attikamek d'Opitciwan et Clova.*

*La desserte de la région de Schefferville (trois communautés : Schefferville, Matimekush – Lac John et Kawawachikamach) a été prise en charge par le Distributeur en décembre 2005.<sup>22</sup>*

#### 15.1.2 COÛTS DE PRODUCTION

Hormis Schefferville et le Lac-Robertson, les réseaux autonomes sont alimentés principalement à partir d'équipements thermiques<sup>23</sup>. Comme l'indique le Tableau 1, le coût de revient total par réseau dépasse 1 \$/kWh à certains endroits.

<sup>22</sup> R-3776–2011, HQD-13, document 1, page 5.

<sup>23</sup> Voir la description des équipements de production à l'annexe 1.

**Tableau 1**  
**Coût de revient par réseau autonome**  
**Année 2012<sup>24</sup>**

	Total (en ¢/kWh)	Entretien et exploitation (en ¢/kWh)
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>	33,7	6,6
<b>Nunavik</b>		
Akulivik	109,7	35,1
Aupaluk	119,4	45,0
Inukjuak	77,7	10,8
Iujivik	132,4	51,3
Kangiqlualujuaq	78,8	14,0
Kangiqlujuaq	85,2	19,3
Kangirsuk	78,9	21,3
Kuujuaq	86,0	5,3
Kuujuarapik	70,4	7,7
Puvrituq	66,2	9,3
Quaqtaq	95,4	32,4
Salluit	65,0	12,3
Tasiujaq	90,6	25,3
Umiujaq	95,9	33,7
<b>Basse Côte-Nord</b>		
La Romaine	41,9	8,6
Lac-Robertson	40,5	7,2
Port-Menier	74,3	15,3
<b>Schefferville</b>	35,1	18,7
<b>Haute-Mauricie</b>		
Opitciwan	49,2	4,9
Clova	61,7	18,3

Comme le précise l'expert de HQT, cette situation est unique et résulte d'un ensemble de conditions économiques et sociales.

*Phase 1 must address the treatment of non-integrated or "autonomous" networks within the MRI framework for HQD. Service to these communities has unique historical, cultural, economic, and environmental "public interest" characteristics that merit attention. These communities are forced to rely on inefficient, expensive, and polluting diesel generation.<sup>25</sup>*

### 15.1.3 TARIFICATION

Au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, les clients en réseau autonome paient un tarif qui dissuade l'utilisation de l'électricité aux fins de chauffage<sup>26</sup>. En outre, sont en vigueur des frais spéciaux de raccordement de 5 000 \$<sup>27</sup> lorsqu'il est prévu que l'électricité alimentera des charges de chauffage.

*Dans le cas d'un réseau autonome situé au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, à l'exclusion du réseau de Schefferville, si le nouveau branchement distributeur alimente des charges de chauffage de l'espace ou de l'eau, le requérant doit payer les « frais spéciaux de raccordement pour réseau autonome » prévus dans les Tarifs au lieu des « frais de mise sous tension ». Ces frais s'appliquent également lors d'une conversion à l'électricité d'un système de chauffage de l'espace ou de l'eau. Les « frais spéciaux de raccordement pour réseau autonome » ne s'appliquent pas lorsque le branchement alimente des charges de*

<sup>24</sup> R-3864-2013, HQD-2, document 2, annexe 3, page 74

<sup>25</sup> HQT-2, document 1, En liasse, page 15.

<sup>26</sup> Hydro-Québec, Tarifs d'électricité en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2015, page 117.

<sup>27</sup> *Ibid.*, page 51.

*chauffage électrique temporaire pour le séchage de joints et de peinture durant la construction.*<sup>28</sup>

Au sud du 53<sup>e</sup> parallèle, le prix payé par les clients domestiques pour leur service électrique est le même que celui payé par les clients en réseau intégré, même s'ils sont desservis à partir de centrales thermiques coûteuses.

Afin de dissuader les clients d'utiliser l'électricité pour le chauffage électrique, Hydro-Québec avait décidé en 1996 d'étendre aux RA du sud du 53<sup>e</sup> parallèle l'application des frais spéciaux de raccordement de son règlement 634 sur les conditions de service de l'électricité. Le gouvernement avait cependant émis un décret pour renverser la situation.

*En décembre 1996, par l'approbation du règlement n° 670, le Conseil des ministres amende le règlement n° 634 afin de retirer les frais spéciaux de branchement pour les réseaux autonomes situés au sud du 53<sup>e</sup> parallèle.*<sup>29</sup>

#### 15.1.4 DONNÉES DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2016-2017

Les ventes en RA, pour l'ensemble des catégories tarifaires, représentent une infime part des ventes totales du Distributeur que ce soit en énergie 393 GWh<sup>30</sup> sur 171 849 GWh<sup>31</sup> (0,23 %) ou en revenu 34 M\$ sur 11 841 M\$<sup>32</sup> (0,29 %).

Comme on peut le constater à partir des données fournies au Tableau 2, le coût de service des RA atteint quelque 219 M\$ (coût de prestation de 180,6 M\$ + coût du capital de 7,04 %<sup>33</sup> d'une base de tarification de 544,0 M\$).

La production explique près de 90 % de ce coût soit 184,3 M\$ (coût de prestation de 167,4 M\$ + coût du capital de 7,04 % d'une base de tarification de 382,2 M\$). Plus précisément, les RA sont responsables de 9,4 % des coûts de prestation du Distributeur.<sup>34</sup>

<sup>28</sup> **Hydro-Québec**, Conditions de service d'électricité en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2015, page 36.

<sup>29</sup> R-3535-2004, HQD-1, document 7, page 18.

<sup>30</sup> R-3933-2015, HQD-12, document 3, page 22

<sup>31</sup> *Ibid.*, page 22

<sup>32</sup> R-3933-2015, HQD-16, document 1, page 32

<sup>33</sup> R-3933-2015, HQD-12, document 3, page 7

<sup>34</sup> *Ibid.*, page 13, soit 181 M\$ sur 1 913 M\$ (984 M\$ de coûts de distribution, 748 M\$ de coûts de service à la clientèle et 181 M\$ de coûts pour les réseaux autonomes).

**Tableau 2<sup>35</sup>**  
**Répartition par catégories de consommateurs de la base de tarification et du coût de prestation**  
**des réseaux autonomes (M\$)**  
**Année témoin projetée 2016**

(1) Catégorie de consommateurs	(2)		(3)	(4)	(5)		(6)		(7)		(8)		(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
	Production	CFR Total	Transport	Postes et centres d'expl.	Moyenne tension		Basse tension		Branche-ment	Éclairage public	Total	Service à la clientèle	Réseaux autonomes Total					
					Puissance	Puissance	Puis.	Abon.						Puis.	Abon.			
1 Base de tarification																		
2 Tarifs D et DM	215,0	-	54,1	5,4	17,3	6,2	13,0	5,5	1,3	-	48,7	1,8	319,6					
3 Tarif G	90,1	-	18,6	2,0	6,4	1,1	4,8	1,0	0,3	-	15,5	0,3	124,5					
4 Tarif G9	3,8	-	0,4	0,1	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	-	0,4	0,0	4,5					
5 Tarif M	71,1	-	11,3	1,3	4,1	0,1	2,4	0,1	0,1	-	8,0	0,0	90,5					
6 Tarifs d'éclairage public et sent.	2,2	-	0,4	0,1	0,5	0,0	0,4	0,0	0,0	1,2	2,2	0,0	4,9					
7 Total	382,2	-	84,9	8,8	28,4	7,3	20,7	6,6	1,7	1,2	74,8	2,2	544,0					
8 Coût de prestation																		
9 Tarifs D et DM	94,0	(2,8)	3,4	0,7	1,9	0,7	1,5	0,6	0,1	-	5,5	3,6	103,7					
10 Tarif G	39,4	(1,2)	1,2	0,3	0,7	0,1	0,5	0,1	(0,0)	-	1,7	0,7	41,8					
11 Tarif G9	1,7	(0,1)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	0,0	1,7					
12 Tarif M	31,1	(0,9)	0,7	0,2	0,5	0,0	0,3	0,0	0,0	-	0,9	0,0	31,9					
13 Tarifs d'éclairage public et sent.	1,0	(0,0)	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,0	1,3					
14 Total	167,4	(5,0)	5,4	1,1	3,2	0,8	2,3	0,7	0,1	0,2	8,5	4,3	180,6					
15 Facteur de répartition	FR15	FR24	FR16	FR17	FR17	FR18	FR19	FR20	FR21/FR22	-	-	FR23	-					

Compte tenu de coûts de 219 M\$ et de revenus de 34 M\$, on peut estimer le déficit prévu pour 2016-2017 des RA à quelque 185 M\$

Comme l'indique le Tableau 3, les pertes d'exploitation des RA avoisinaient 126 M\$ en 2010 ou 80 % des coûts d'exploitation. Sur la période 2010 et 2016, le déficit aura crû de près de 50 %.

**Tableau 3**  
**Évolution du coût directement lié à l'exploitation des réseaux autonomes 2005-2010<sup>36</sup>**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2005-2010 Var annuelle %
<b>Coût en 000 \$</b>	<b>135 726</b>	<b>135 973</b>	<b>138 265</b>	<b>151 044</b>	<b>169 702</b>	<b>156 060</b>	<b>2,8%</b>
Achat de combustibles	33 913	42 885	44 871	58 853	72 969	54 615	10,0%
Charges d'exploitation	28 569	31 507	37 171	35 266	36 225	37 020	5,3%
Amortissement et intérêts	57 859	47 299	39 140	38 706	39 585	44 122	-5,3%
Autres	15 385	14 282	17 083	18 219	20 923	20 303	5,7%
<b>Revenus en 000 \$</b>	<b>23 747</b>	<b>24 362</b>	<b>27 739</b>	<b>30 194</b>	<b>30 211</b>	<b>30 136</b>	<b>4,9%</b>
<b>Pertes d'exploitation en 000 \$</b>	<b>111 979</b>	<b>111 611</b>	<b>110 526</b>	<b>120 850</b>	<b>139 491</b>	<b>125 924</b>	<b>2,4%</b>
<b>Coût moyen en ¢/kWh</b>	<b>43,1</b>	<b>43,8</b>	<b>36,4</b>	<b>41,8</b>	<b>45,6</b>	<b>43,0</b>	<b>-0,1%</b>
Achat du carburant <sup>1</sup>	10,8	13,8	11,8	16,3	19,6	15,0	6,9%
Charges d'exploitation	9,1	10,1	9,8	9,8	9,7	10,2	2,4%
Amortissement et intérêts	18,4	15,2	10,3	10,7	10,6	12,1	-7,9%
Autres	4,9	4,6	4,5	5,0	5,6	5,6	2,7%

Note <sup>1</sup>: Calculé sur l'ensemble des réseaux, quel que soit le moyen de production. Si on exclut les réseaux hydraulique de Lac Robertson et Schefferville, le coût moyen pour l'achat du carburant augmente (par exemple en 2010, il serait de 21,4 ¢/kWh).

Pour mesurer l'impact du déficit des réseaux autonomes sur la catégorie domestique qui représente environ la moitié des ventes en RA, il suffit de constater que l'indice d'interfinancement de la clientèle domestique (incluant les réseaux autonomes) serait de 86,5 % si la Régie approuve la hausse tarifaire uniforme de 1,9 % dans le cadre du dossier tarifaire en cours alors que cet indice serait de 88,3 % sans les RA. Cela signifie que 15 596 clients

<sup>35</sup> *Ibid.*, page 51

<sup>36</sup> R-3776-2011, HQD-13, document 1, page 11.

domestiques<sup>37</sup> des RA ont une influence non négligeable sur les tarifs de 3 836 418 clients domestiques en réseaux reliés.

**Tableau 4**  
**Ajustement tarifaire différencié et indices d'interfinancement<sup>38</sup>**

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux	
	Ajustement tarifaire	Interfinancement
Domestiques Généraux	1,9%	86,5 <sup>(2)</sup>
G	1,9%	118,5
M	1,9%	127,1
LG	1,9% <sup>(1)</sup>	104,3
Sous-total - Généraux	1,9%	121,6
Total	1,9%	99,1
Grands industriels	1,2%	106,6

<sup>1</sup> En incluant des revenus de 0,6 M\$ associés à l'introduction du mécanisme automatique de fixation de la PFM, la hausse est de 2 %.

<sup>2</sup> L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes est de 88,3.

Conséquemment, UC est d'avis qu'une attention particulière doit être accordée à la progression du coût de service en RA et aux gains d'efficacité possibles dans le cadre d'un MRI. UC recommande donc à la Régie que le MRI qui sera mis en place pour le Distributeur prenne en compte spécifiquement les RA.

## 15.2 Application d'un MIR global incluant les réseaux autonomes

### 15.2.1 OPINIONS D'EXPERT

#### 15.2.1.1 EXPERT DE HQTD

L'expert de HQDT propose deux options de MRI.

1) *Targeted MRI: exclude the autonomous networks from the MRI for all other HQD activities and services (requiring separate tracking of expenses, investments, and revenues), and develop a targeted MRI that is focused on the unique circumstances of these networks, including an incentive to reduce pollutant emissions; and*

2) *Include as an integral component of the HQD MRI: include all costs and revenues associated with HQD's services to the twenty-two communities served by autonomous networks as part of the regulatory framework that applies to all other customers will be treated within the new HQD MRI, and thus, subject to the same methodology including the productivity factor.*

<sup>37</sup> R-3933-2015, HQD-14, document 2, Page 22

<sup>38</sup> *Ibid.*, Page 6

*Concentric recommends that the Régie adopt option 2. It is certainly worthwhile providing HQD with a targeted incentive to reduce the cost of serving these customers. Developing a targeted MRI would potentially accommodate environmental goals within the overall MRI design, but would involve an incremental design and administrative accounting burdens that do not correspond to the relatively minor portion of annual revenue requirements (approximately 1.9%) derived from these customers. Therefore, an appropriate initial step is to pursue this objective within the overall HQD MRI mechanism. HQD will have an incentive to pursue efficiencies to serve these customers, as long as the overall MRI framework, which includes an “X” factor, provides a meaningful incentive to achieve efficiencies.<sup>39</sup> (note de bas de page omise)*

L'expert de HQTd ne s'opposerait pas à un MRI spécifique aux RA (ce qui permettrait de répondre à des enjeux environnementaux), si ce n'est que cette activité impliquerait des coûts qui se justifient difficilement compte tenu de la faible part des revenus requis qui leur est associée. Il propose d'intégrer les RA dans le MRI global du Distributeur.

UC retient que l'expert du Distributeur et du Transporteur considère qu'un MRI pour les réseaux autonomes n'est pas exclu d'emblée. En revanche, l'argument en défaveur d'un MRI spécifique aux RA, soit la faible part des revenus requis qui leur est associée, peut être réducteur compte tenu du déficit spécifique des RA qui a un impact important sur l'ensemble des clients hormis les clients au tarif L.

En outre, comme l'indiquent les extraits suivants, l'expert de HQTd indique à tort que tous les clients en RA paient les mêmes tarifs qu'en réseau intégré alors qu'une tarification dissuasive est appliquée au nord du 53<sup>e</sup> parallèle ce qui peut laisser présumer qu'il n'a pas eu en mains toutes les informations nécessaires pour étayer ses propositions.

*HQD has an obligation to serve all customers that request electricity service and all customers of the same category across the province pay the same rate for electricity, including customers served by autonomous networks.<sup>40</sup>*

*Thus, service to these remote communities is costly, and is heavily subsidized through the ratemaking process as all HQD customers of the same category pay the same rates. Reducing the cost of service, without adversely affecting the reliability of service or public safety is a worthwhile goal, and improvements to the existing regulatory model (such as an MRI) merit consideration.<sup>41</sup>*

### **15.2.1.2 EXPERT DE L'AQCIE-CIFQ**

L'expert de l'AQCIE-CIFQ arrive à une conclusion similaire à celle de l'expert de HQTd, soit d'intégrer les coûts des RA dans le MRI global du Distributeur en traitant le minimum de coûts des RA dans un facteur Y. Le prix du combustible serait compris dans la mesure de l'inflation. L'expert indique cependant que les coûts des RA devraient être exclus du MRI s'ils font l'objet d'un balisage.

<sup>39</sup> HQTd-2, document 1, En liasse, page 15.

<sup>40</sup> *Ibid.*, page 4.

<sup>41</sup> *Ibid.*, page 15.



*Given its modest share of HQD's total cost and the sizable potential cost of designing an MRP for service in such unusual systems, we recommend that the cost of autonomous networks should be addressed in the main MRP for HQD. Y factoring of the costs of autonomous networks should be kept to a minimum to strengthen incentives for cost containment. The price of diesel fuel in Québec can be included in the inflation measure. The cost of autonomous networks should be removed from HQD's cost if these costs are benchmarked.<sup>42</sup>*

### 15.2.2 PRINCIPES DE BASE D'UN MRI ET OBSERVATIONS QUANT AUX RECOMMANDATIONS D'EXPERT

*L'une des solutions aux faiblesses de la réglementation basée sur le coût de service pourrait résider à exiger une meilleure performance en matière d'efficacité lors de l'établissement annuel des tarifs. En théorie, cette méthode procure de plus grand avantage aux consommateurs puisque les gains d'efficacité n'ont à faire l'objet d'aucun partage avec les actionnaires. Toutefois, il est difficile d'établir à quel niveau les coûts se révèlent les plus efficaces, surtout sur une ou deux années pour un seul service public, et il faut en général plus d'une année pour mettre en œuvre des gains d'efficacité et en constater les résultats. Trois solutions se présentent.*

- 1. Établir un système où le service public trouve son compte à faire preuve d'efficacité.*
- 2. Établir un système qui facilite le balisage entre les services publics, c'est-à-dire créer une forme de concurrence en matière d'efficacité.*
- 3. Dissocier les tarifs des coûts en utilisant des facteurs d'inflation et de productivité externes.*

*Ce sont là trois des principes servant de base à la réglementation incitative.<sup>43</sup>*

Ces principes orienter la réflexion quant à la prise en compte de RA dans un MRI.

Les experts de HQT et de l'AQCIE-CIFQ, ne recommandent pas un MRI spécifique pour les RA, étant donné l'importance relative des RA dans l'ensemble des coûts ou des revenus du Distributeur. Aucun n'aborde les coûts et les revenus qui, pris dans leur ensemble sont un enjeu considérable et exigent une recherche constante d'efficacité.

En outre, traiter des coûts de combustible uniquement via un indice d'inflation n'incite pas à réduire la consommation de combustible qui explique l'essentiel des coûts de service des RA. Le Distributeur ne serait pas enclin à améliorer la productivité de ses centrales thermiques, réduire les pertes sur le réseau voire mettre le maximum d'efforts (programmes ou conditions de service) pour favoriser une diminution de la consommation d'électricité.<sup>44</sup> En ce qui concerne spécifiquement les taux de pertes observées et théoriques en RA, qui sont très variables dans

<sup>42</sup> C-AQCIE-CIFQ-0025, page 108.

<sup>43</sup> **Elenchus**, Mécanisme de réglementation incitative - Une revue des options de conception servant de mise en contexte à l'examen de mécanismes incitatifs pour les divisions de distribution et de transport d'Hydro-Québec, janvier 2015, page 23.

<sup>44</sup> Voir par exemple ce que le Distributeur envisage pour réduire la consommation en RA :

*Enfin, le Distributeur envisage de verser ces appuis financiers au constructeur afin de maximiser les occasions d'implanter le chauffage au mazout. Étant donné la part relativement importante de nouveaux propriétaires venant de l'extérieur des Îles-de-la-Madeleine, la nouvelle stratégie vise à s'assurer d'être présent au moment propice dans le cours du processus décisionnel quant à la source d'énergie.*

*Le Distributeur vise ainsi à obtenir un taux d'implantation du chauffage au mazout de 30 % dans les nouvelles constructions résidentielles. (R-3776-2011, HQD-13, document, page 21)*

le temps comme l'indique le Tableau 5, leur estimation pourrait être à elle seule un enjeu important lorsqu'il s'agira d'évaluer l'efficacité des activités du Distributeur.

**Tableau 5**  
**Taux de pertes de transport et de distribution 2008-2012<sup>45</sup>**

	2008	2009	2010	2011	2012	Moyenne 2008-2012	Pertes théoriques
<b>Iles-de-la-Madeleine</b>							
Cap-aux-Meules	5,0%	3,4%	4,3%	5,6%	4,5%	4,6%	
L'Île-d'Entrée	3,2%	6,5%	4,4%	7,0%	7,0%	5,6%	5,3%
Sous-total	5,0%	3,4%	4,3%	5,6%	4,5%	4,6%	
<b>Nunavik</b>							
Akluvik	8,7%	2,6%	7,9%	11,0%	8,6%	7,8%	2,8%
Aupaluk	3,1%	1,2%	3,7%	3,2%	8,7%	4,0%	
Inukjuak	6,9%	2,9%	4,1%	4,8%	2,7%	4,3%	
Ivujuik	1,8%	1,3%	2,3%	5,8%	0,9%	2,4%	
Kangiqsuaijuaq	4,2%	4,3%	3,8%	4,6%	3,9%	4,2%	
Kangiqsujuaq	6,3%	4,5%	4,2%	3,5%	4,9%	4,7%	
Kangirsuk	2,3%	2,4%	1,7%	1,4%	2,8%	2,1%	
Kuujuuaq	4,8%	3,7%	6,9%	3,0%	3,9%	4,5%	
Kuujuarapik	7,9%	6,1%	7,4%	7,2%	5,5%	6,8%	3,0%
Puvirnituq	3,0%	4,3%	5,5%	7,6%	8,3%	5,7%	2,9%
Quaqtaq	3,0%	2,3%	1,1%	3,4%	3,0%	2,6%	
Salluit	5,7%	5,5%	7,9%	7,6%	8,6%	7,0%	2,4%
Tasiujaq	8,1%	10,7%	5,1%	8,8%	6,3%	7,6%	3,1%
Umiujaq	4,7%	4,5%	4,6%	3,8%	2,0%	3,9%	
Sous-total :	5,3%	4,2%	5,6%	5,3%	5,1%	5,1%	
<b>Basse-Côte-Nord</b>							
Lac-Robertson	10,9%	14,2%	14,0%	12,4%	10,0%	12,3%	6,5%
La Romaine	2,3%	2,7%	2,1%	4,0%	3,0%	2,8%	
Port-Ménier	3,4%	3,4%	3,0%	3,0%	4,0%	3,3%	
Sous-total :	9,2%	11,8%	11,5%	10,6%	8,6%	10,3%	
Schefferville	19,1%	25,6%	22,4%	22,7%	14,5%	20,9%	7,8%
<b>Haute-Mauricie</b>							
Clova	8,4%	2,3%	7,2%	10,4%	6,4%	6,9%	4,5%
Opitciwan	4,5%	5,1%	3,9%	4,4%	6,8%	4,9%	
Sous-total :	4,8%	4,9%	4,1%	4,9%	6,8%	5,1%	
<b>Réseaux autonomes</b>	<b>7,3%</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,7%</b>	<b>8,2%</b>	<b>6,6%</b>	<b>7,4%</b>	

<sup>1</sup> Taux de pertes calculés sur la somme des ventes et de l'usage interne.

Le Distributeur indique que l'amélioration de la précision des taux de pertes observées passe par l'ajout coûteux de points de mesurage.<sup>46</sup> Or, si le Distributeur voit un incitatif à démontrer une meilleure efficacité en RA, sur la base d'un facteur de productivité spécifique, il pourrait avoir avantage à améliorer au meilleur coût ses évaluations de taux de pertes.

UC s'interroge également sur l'utilisation d'un facteur d'inflation pour l'ensemble des activités du Distributeur et se demande si un taux d'inflation spécifique au RA ne serait pas préférable. Comme l'indique l'expert de la Régie,

*[L] es pressions inflationnistes sur les charges d'un service public ne suivent pas nécessairement les tendances inflationnistes des prix à la consommation. Donc, des facteurs d'inflation propres au secteur d'activité, ou des facteurs multiples, devront être employés.<sup>47</sup>*

Quant à inclure l'ensemble des coûts de RA dans un MRI global du Distributeur, UC se demande si un facteur de productivité global pourra saisir les particularités des RA et favoriser les gains d'efficacité. Lorsqu'il s'agira en effet de réaliser un balisage sur la productivité des distributeurs, UC suggère qu'il pourrait être difficile de sélectionner des distributeurs d'électricité qui présentent des similitudes en terme de production en RA avec les mêmes impératifs d'obligation de servir. En revanche, il serait peut-être plus facile de baliser les coûts de production thermique en régions éloignées.

Par exemple, dans le cadre des travaux réglementaires entourant l'approbation de MRI en Alberta, le régulateur a commandé une étude de productivité des distributeurs de gaz et d'électricité en fonction de la structure industrielle propre à l'Alberta. En effet,

*In both the electricity and natural gas industries, companies that were once vertically integrated monopolies engaged in electricity generation, distribution, transmission and*

<sup>45</sup> R-3864-2013, HQD-2, document 2, annexe 2A, page 22.

<sup>46</sup> *Ibid.*, page 24.

<sup>47</sup> **Elenchus**, op. cit., page 25.

*retailing, or in natural gas production, distribution, transportation and retailing, are now structurally separated. The production of electricity and natural gas and the retailing of electricity and natural gas are now open to competition. The costs for the distribution and transmission services must be separated from the costs of production and retailing and separate rate bases established.<sup>48</sup>*

C'est la raison pour laquelle les activités propres à la production de gaz et d'électricité auraient été exclues du balisage réalisé par NERA.

*In its productivity study, NERA measured the TFP<sup>49</sup> of the distribution component of 72 U.S. electric and combination electric/gas companies from 1972 to 2009. Costs related to power generation and transmission, as well as general overhead costs, were not included in the study.<sup>50</sup>*

### 15.2.3 PISTES DE REFLEXION

UC présente des pistes de réflexion quant au traitement des RA et invite la Régie à les prendre en considération dans l'élaboration d'un MRI pour le Distributeur.

Les pistes proposées partent de l'équation simple d'un MRI soit,

$$R_{t+1} = R_t * (1 + I_{t+1} - X)$$

où :

$R_{t+1}$  = revenu de l'année prévue

$R_t$  = revenu de l'année courante

$I_{t+1}$  = inflation prévue

X = facteur de productivité

<sup>48</sup> **Alberta Utilities Commission**, Decision 2012-237 : Rate Regulation Initiative Distribution Performance-Based Regulation Application No. 1606029 Proceeding ID No. 566 September 12, 2012, page 3

<sup>49</sup> Notre note : total factor productivity.

<sup>50</sup> **Alberta Utilities Commission**, op. cit., 2012, page 16

### 15.2.3.1 INFLATION COMMUNE ET FACTEURS DE PRODUCTIVITÉ SPÉCIFIQUES

En supposant que les facteurs de productivité soient identifiés et significativement différents pour le réseau intégré et les RA, il serait possible d'intégrer les conditions particulières des RA en pondérant les facteurs de productivité respectifs par la contribution de chacun aux coûts de services totaux, comme que l'équation suivante le propose.

$$R_{t+1} = R_t * (1 + I_{t+1} - (X_{ri} * C_{rit+1}/C_{t+1} + X_{ra} * C_{rat+1}/C_{t+1}))$$

où :

- $R_{t+1}$  = revenu de l'année prévue
- $R_t$  = revenu de l'année courante
- $I_{t+1}$  = inflation prévue
- $X_{ri}$  = facteur de productivité associé au réseau intégré
- $X_{ra}$  = facteur de productivité associé aux réseaux autonomes
- $C_{t+1}$  = coût de service total prévu
- $C_{rit+1}$  = coût de service du réseau intégré prévu
- $C_{rat+1}$  = coût de service du réseau autonome prévu

Selon UC, une telle approche pourrait favoriser les gains d'efficacité en RA en identifiant d'emblée les gains possibles grâce à un facteur de productivité qui tiendrait compte de la production thermique en RA.

### 15.2.3.2 INFLATION ET FACTEURS DE PRODUCTIVITÉ SPÉCIFIQUES

En supposant que des taux d'inflation prévus et des facteurs de productivité soient identifiés et significativement différents pour le réseau intégré et les RA, il serait possible d'isoler totalement les RA dans un MRI global du Distributeur de la façon suivant :

$$RT_{t+1} = RI_t * (1 + I_{t+1 (ri)} - X_{ri}) + RA_t * (1 + I_{t+1 (ra)} - X_{ra})$$

où

- $RT_{t+1}$  = revenu total de l'année prévue
- $RI_t$  = revenu de l'année courante du réseau intégré
- $I_{t+1 (ri)}$  = inflation prévue du réseau intégré
- $X_{ri}$  = facteur de productivité associé au réseau intégré
- $RA_t$  = revenu de l'année courante en RA
- $I_{t+1 (ra)}$  = inflation prévue des RA
- $X_{ra}$  = facteur de productivité associé aux RA

En associant un taux d'inflation spécifique aux RA, il est possible d'isoler l'impact de la progression du prix du combustible alors que dans un mécanisme qui ne tiendrait pas compte du caractère particulier des RA, cet enjeu serait est fondu dans l'ensemble des coûts par un taux d'inflation global.

### 15.2.3.3 INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE EN RA

UC suggère que certains indicateurs de qualité spécifiques aux RA soient considérés dans un MRI. C'est le cas entre autres de l'indice de continuité en RA, moindre qu'en réseau intégré. Comme le Distributeur le précisait :

*[L]e Distributeur affirme d'emblée que la qualité de service est moindre dans les réseaux autonomes. Il mentionne que l'indice de continuité est en moyenne de 4 heures d'interruption de service par année, comparativement à environ 2 heures par année pour le réseau principal.<sup>51</sup>*

Compte tenu du nombre de déversements constaté depuis les dernières années<sup>52</sup>, UC considère que le MRI du Distributeur devrait l'inciter à tout mettre en œuvre pour éviter de tels incidents, peu importe les quantités de combustibles en cause et même si les risques que de déversements d'importance sont faibles.<sup>53</sup>

---

<sup>51</sup> D-2005-76, page 7.

<sup>52</sup> Voir R-3933-2015, C-UC-009, page 51.

<sup>53</sup> Voir <http://www.ksg.harvard.edu/m-rcbg/Events/Papers/RPPREPORT3.pdf>, page 7

*Several participants noted that performance standards may be used to address a variety of risks, from repeated and expected harms, such as emissions of industrial pollution, to rare and catastrophic events such as fires, oil tanker spills, or nuclear power plant accidents.*

## Annexe 1 : Équipements de production par réseau (2012)

	Nb de groupes	Puissance installée (kW)	Type de combustible	Année de construction	Âge moyen des groupes (nb d'heures)	Rendement (kWh/litre)	FU (%) <sup>[3]</sup>
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>							
Cap-aux-Meules	6	6 x 11 174 = 67 044	Lourd no.6	1992	79 636	4,61	51
L'Île-d'Entrée	4	1 x 250, 2 X 290, 1 x 320 = 1 150	Léger no.2	1992	10 735	3,24	44
<b>Nunavik</b>							
Akulivik	3	3 x 300 = 900	Léger no.2	Avant 1981	48 981	3,59	57
Aupaluk	3	1 x 320, 1 x 210, 1 x 250 = 780	Léger no.2	Avant 1981	30 361	3,75	54
Inukjuak	4	1 x 855, 1 x 600, 1 x 1 168, 1 x 1 135 = 3 758	Léger no.2	Avant 1981	35 608	3,84	65
Iujivik	3	1 x 250, 2 x 365 = 980	Léger no.2	1985	24 523	3,35	61
Kangiqsualujuaq	3	1 x 855, 2 x 560 = 1 975	Léger no.2	1986	60 529	3,47	56
Kangiqsujuaq	3	1 x 400, 2 x 560 = 1 520	Léger no.2	1981	64 162	3,34	61
Kangirsuk	3	2 x 450, 1 x 560 = 1 460	Léger no.2	1987	50 886	3,48	57
Kuujuaq	5	5 x 1 250 = 6 250	Léger no.2	2010	7 141	3,86	61
Kuujuarapik	3	3 x 1 135 = 3 405	Léger no.2	Avant 1981 <sup>(1)</sup>	66 729	3,63	63
Puvimutq	3	2 x 1 135, 1 x 1 880 = 4 150	Léger no.2	Avant 1981	61 447	3,76	63
Quaqtaq	3	1 x 400, 1 x 320, 1 x 365 = 1 085	Léger no.2	1987	52 665	3,52	55
Salluit	3	2 x 855, 1 x 1 168 = 2 878	Léger no.2	1990	35 002	3,75	62
Tasiujaq	3	2 x 320, 1 x 210 = 850	Léger no.2	Avant 1981	33 409	3,24	55
Umiujaq	3	1 x 250, 2 x 400 = 1 050	Léger no.2	1988	57 785	3,51	58
<b>Basse Côte-Nord</b>							
Blanc-Sablon	4	2 x 855, 2 x 1 600 = 4 910	Léger no.2	nd	31 603	nd	nd
La Romaine	6	1 x 800, 3 x 855, 1 x 1 168, 1 x 1 135 = 5 668	Léger no.2	1967	58 222	3,75	46
La Tabatière	7	4 x 1 100, 3 x 800 = 6 800	Léger no.2	nd	33 667	nd	nd
Lac-Robertson	2	2 x 10 800 = 21 600	Hydraulique	1995	so	so	45
Port-Menier (Anticosti)	3	2 x 855, 1 x 1 135 = 2 845	Léger no.2	1992	64 702	3,57	42
Saint-Augustin	1	1 x 400 = 400	Léger no.2	nd	45 994	nd	nd
<b>Schefferville</b>							
Menihék <sup>(2)</sup>	3	2 x 4 500, 1 x 8 000 = 17 000	Hydraulique	1953	so	so	48
<b>Haute-Mauricie</b>							
Opitciwan	4	2 x 1 600, 1 x 600, 1 x 1 100 = 4 900	Léger no.2	1975	42 655	3,46	42
Clova	2	2 x 265 = 530	Léger no.2	Avant 1981	66 000	2,89	37

Note 1 : Reconstruction partielle en 2002 suite à un incendie.

Note 2 : Centrale située au Labrador et appartenant à Nalcor.

Note 3 : Correspond au ratio entre les besoins réels en énergie et le produit de la puissance réelle appelée à la pointe et le nombre d'heure de l'année.

Source : R-3864-2013, HQD-2, document 2, annexe 3, page 73.