

CANADA  
PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

*Demande relative à l'établissement des  
tarifs d'électricité pour l'année tarifaire  
2017-2018;*

No: R-3980-2016

**HYDRO-QUÉBEC**  
Demanderesse

- ET -

**OPTION CONSOMMATEURS**  
Intervenante

---

**MÉMOIRE D'OPTION CONSOMMATEURS**

---

**Table des matières**

I.	Introduction .....	2
II.	Effizienz et performance.....	3
III.	Modifications aux principes réglementaires .....	5
	Récupération des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques .....	5
	Mise à jour des revenus des ventes nets des achats d'électricité.....	6
	Création d'un compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité.....	9
IV.	Approche globale en recouvrement.....	13
V.	Intervention en efficacité énergétique .....	14
	Charges interruptibles résidentielle – Chauffe-eau .....	14
VI.	Stratégie tarifaire .....	15
	Structure cible .....	16
	Scénario d'implantation et tarif D pour 2017 .....	21
VII.	Suivi des mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu.....	24
	Les interventions en efficacité énergétique .....	25
	Ententes de paiement.....	30
	Le centre d'accompagnement et le rôle des associations de consommateurs .....	31
VIII.	Conclusions .....	33

## I. Introduction

Hydro-Québec dans ses activités de Distribution (le Distributeur) déposait à la Régie de l'énergie (la Régie) le 29 juillet dernier une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2017-2018. Après examen de la demande, Option Consommateurs (OC) présentait à la Régie sa demande d'intervention<sup>1</sup> dans laquelle elle ciblait une série d'enjeux touchant la clientèle résidentielle du Distributeur.

Dans sa décision D-2016-135, la Régie accordait à OC le statut d'intervenant et fixait le cadre d'intervention du dossier.

OC s'est efforcé dans le présent mémoire de respecter les commentaires formulés par la Régie aux paragraphes 35 et 37 de sa décision procédurale. Entre autres, OC a pris connaissance du mandat confié par la FCEI à l'expert Colpron sur l'étude de balisage de la rémunération globale du Distributeur<sup>2</sup>. De plus, OC a participé à la séance de travail du 7 septembre dernier et a été satisfaite des explications fournies par le Distributeur et les experts de ce dernier. OC prendra connaissance des recommandations formulées par l'expert Colpron et formulera, le cas échéant, ses propres recommandations lors de l'audience.

Suite à l'analyse de la demande tarifaire et des réponses aux demandes de renseignement (DDR) adressées au Distributeur, OC entend aborder les enjeux suivants dans son mémoire :

- a) Efficience et performance;
- b) Modifications aux principes réglementaires;
- c) Approche globale de recouvrement;
- d) Interventions en efficacité énergétique;
- e) Stratégie tarifaire;
- f) Suivi des mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu.

---

<sup>1</sup> C-OC-0002.

<sup>2</sup> C-FCEI-0005.

## II. Efficiencia et performance

Dans la présentation de la demande tarifaire, le Distributeur réfère au plan stratégique d'Hydro-Québec déposé en juin dernier et indique vouloir mettre un accent particulier dans les prochaines années sur l'amélioration de la qualité des services à la clientèle<sup>3</sup>. Le Distributeur a ainsi prolongé les heures d'ouverture de ses centres d'appels et augmenté son offre de libres-services Web, dont la possibilité pour les clients de prendre des ententes de paiement, d'effectuer des changements d'adresse ou encore d'effectuer le suivi des demandes de travaux en ligne<sup>4</sup>.

La performance de plusieurs indicateurs de qualité de service s'est améliorée au courant de 2016, dont le délai moyen de raccordement simple (6,8 jours en date de juin 2016 contre 7,7 en 2015), le délai moyen de réponse téléphonique (97 secondes en date de juin 2016 contre 205 en 2015) et le taux d'abandon téléphonique des clients résidentiels (5% en date de juin 2016 contre 7% en 2015)<sup>5</sup>. Par ailleurs, les indicateurs d'efficiencia affichent des variations moyennes sur la période 2013 à 2017 inférieures à l'inflation<sup>6</sup>. OC juge satisfaisant les résultats des indicateurs de qualité du service et d'efficiencia du Distributeur.

Tel qu'annoncé lors du précédent dossier tarifaire, le Distributeur dépose les résultats de son nouvel indice de satisfaction de la clientèle (ISC). Le nouvel ISC mesure la satisfaction des clients à l'égard de quatre aspects du service et pour quatre segments de la clientèle. En réponse à la DDR #2 d'OC<sup>7</sup>, le Distributeur précise que

*« Avec la nouvelle méthodologie, le calcul de l'ISC par segment ne requiert plus d'étape intermédiaire (groupes de discussion et sondage) ; il est basé sur une moyenne de satisfaction en regard de quatre dimensions identiques pour tous les segments, et ce, sans aucune pondération.*

---

<sup>3</sup> B-0009, p. 5.

<sup>4</sup> B-0013, p. 18.

<sup>5</sup> *Ibid.*, p. 16.

<sup>6</sup> *Ibid.*, p. 10.

<sup>7</sup> B-0083, p. 5.

*Cette nouvelle façon de faire permet de simplifier le processus, mais aussi de faciliter le suivi de l'évolution de l'ISC par segments compte tenu notamment du fait que les dimensions sont désormais en nombre restreint. En outre, les dimensions mesurées étant identiques pour tous les segments, la comparaison entre les segments est plus aisée ».*

La simplification du processus permet notamment aux agents « *d'approfondir certains sujets spécifiques à chaque dimension, pour recueillir plus d'information sur les motifs d'insatisfaction et pour identifier des pistes d'amélioration* »<sup>8</sup>. OC estime que ce changement est de nature à rendre l'exercice de mesure de l'ISC encore plus pertinent et encourage le Distributeur à poursuivre l'approfondissement des facteurs qui expliquent l'insatisfaction de sa clientèle.

OC note que l'ISC est demeuré relativement stable entre le deuxième trimestre de 2015 et le troisième trimestre de 2016. Le Distributeur indique que le pointage comparativement plus faible donné par les clients à la rubrique « Produits et services pour gérer la consommation » s'explique, principalement, par le « *manque d'information et/ou de connaissance sur les produits et services offerts* »<sup>9</sup>.

Finalement, le Distributeur mentionne avoir amorcé le projet de simplification la facture standard. La révision devrait être finalisée pour le premier trimestre de 2018<sup>10</sup>. Il indique également qu'il entend consulter les associations de consommateurs pour « *faire appel à leur expertise pour tester et commenter la nouvelle facture simplifiée avant son implantation* »<sup>11</sup>. OC accueille favorablement le projet de simplification de la facture ainsi que l'intention du Distributeur de consulter les organismes de consommateurs.

---

<sup>8</sup> B-0013, p. 13.

<sup>9</sup> B-0083, p. 7.

<sup>10</sup> *Ibid.*, p. 3.

<sup>11</sup> *Ibid.*, p. 4.

### III. Modifications aux principes réglementaires

#### Récupération des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques

Le compte de nivellement pour aléas climatiques permet au Distributeur de neutraliser l'impact sur ses revenus des variations du climat. Au 31 décembre 2016, le total des soldes 2010-2016 de ce compte, qui doit être récupéré auprès de la clientèle, est estimé à 166,2 M\$. Les soldes des comptes 2012 et 2015 affichent les montants les plus élevés, soit respectivement 77,5 et 49,6 M\$<sup>12</sup>.

Le Distributeur propose de modifier les modalités actuelles de disposition pour l'ensemble de ces soldes. Actuellement, les soldes du compte de nivellement sont amortis sur une période de cinq ans, à l'exception des soldes 2011 et 2012 suivant la décision D-2014-037<sup>13</sup>. La proposition consiste à récupérer exceptionnellement dans les revenus requis de 2017 l'ensemble des soldes du compte de nivellement. Le Distributeur souhaite profiter de la fenêtre qu'offre le contexte du présent dossier et ainsi « *réduire la pression tarifaire pour les prochaines années* » en plus de respecter la volonté d'Hydro-Québec de « *limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation sur la période du Plan stratégique 2016-2020* »<sup>14</sup>.

La proposition du Distributeur s'inscrit en continuité avec les pratiques des dossiers tarifaires précédents dans lesquels les modalités réglementaires des comptes de nivellement pour aléas climatiques et de pass-on ont été régulièrement modifiées, de manière ponctuelle, étant donné les soldes importants que ces comptes peuvent afficher.

---

<sup>12</sup> B-0016, p. 15.

<sup>13</sup> D-2014-037, p. 108.

<sup>14</sup> B-0016, p. 6.

OC a examiné la proposition du Distributeur selon l'impact tarifaire qu'elle occasionne, le principe d'équité intergénérationnel ainsi que le rendement sur l'ensemble de la période de disposition des soldes. Le tableau 1 présente l'impact tarifaire (en %) ainsi que le rendement (en M\$) associé à divers scénarios étudiés<sup>15</sup> au présent dossier.

**Tableau 1 – Impacts des modalités de disposition des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques**

	Impact tarifaire (%)						Rendement sur le solde sur la période (M\$)
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
<b>Modalités actuelles</b>	0,5	2,9	3,1	1,0	1,0	1,0	6,2
<b>Ensemble des soldes disposés en 2017 (Distributeur)</b>	1,6	1,7	2,5	1,0	1,0	1,0	-
<b>Ensemble des soldes amortis sur cinq ans (DDR #2 Régie)</b>	0,8	2,4	3,0	1,0	1,0	1,0	5,3
<b>Soldes 2010-2014 disposés en 2017, 2015-2016 sur cinq ans (DDR #1 OC)</b>	1,2	2,0	2,7	1,0	1,0	1,0	2,7

Les impacts tarifaires des différents scénarios varient pour les années 2017 à 2019 en fonction des modalités d'amortissement. OC constate que la proposition du Distributeur permet de mieux lisser les impacts tarifaires pour les trois prochaines années tout en respectant le principe d'équité intergénérationnel. De plus, la proposition du Distributeur n'occasionne pour l'ensemble de la période aucun frais de financement. En conséquence, OC estime qu'il faut profiter de l'opportunité offerte par le contexte du présent dossier et recommande à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur relative aux modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques.

### **Mise à jour des revenus des ventes nets des achats d'électricité**

Le Distributeur observe des transformations importantes dans le marché résidentiel affectant la consommation de sa clientèle et rendant plus incertaine la prévision des besoins énergétiques. Ces transformations incluent, entre autres, les nouvelles constructions ayant des consommations unitaires plus faibles et l'adoption plus rapide que prévu de comportements écoénergétiques de la clientèle résidentielle, tels que la

<sup>15</sup> B-0072, p. 17-18 et B-0083, p. 9.

diminution des températures de consigne des thermostats et l'installation d'ampoules de type DEL. Le Distributeur ajoute que la prévision de la demande et des revenus est également affectée par la conjoncture au niveau industriel<sup>16</sup>.

Pour pallier à l'incertitude entourant la prévision de la demande et des revenus, le Distributeur propose de déposer une mise à jour au début de l'audience, sur la base des données disponibles en date du mois de novembre 2016, et d'intégrer les nouvelles prévisions pour l'établissement des revenus requis de 2017<sup>17</sup>.

OC note que la Régie s'est positionnée à plusieurs reprises dans ses décisions passées sur l'opportunité de mettre à jour les données des dossiers tarifaires. Par exemple, dans sa décision D-2007-12, la Régie reconnaissait la mise à jour des données du compte de pass-on sur la base de neuf mois réels et trois mois projetés. Elle notait que

*« La Régie reconnaît que le présent dossier basé sur quatre mois réels et huit mois projetés constitue un tout et, qu'en principe on ne devrait pas tenir compte des mises à jour partielles. Néanmoins, comme le mentionne le Distributeur, dans le cas exceptionnel d'une augmentation rétroactive du coût de transport de l'ordre de 340 M\$, il faut répondre par une mesure exceptionnelle pour la récupération d'un tel montant. »<sup>18</sup>*

Dans la cause R-3677-2008, à une époque de grande volatilité des prix du pétrole, la Régie se penchait sur l'opportunité de mettre à jour des coûts de combustible du Distributeur :

*« La Régie accorde une grande importance au fait de limiter les mises à jour en cours de dossier tarifaire. Elle est toutefois d'avis que le montant prévu en 2009 pour les achats de combustible semble trop élevé, le prix du baril de pétrole ayant diminué de façon importante depuis la prévision du Distributeur. Elle note aussi l'absence de compte de frais reportés pour cet élément de coût. »<sup>19</sup>*

---

<sup>16</sup> B-0016, p. 8.

<sup>17</sup> *Ibid.*, p. 9.

<sup>18</sup> D-2007-12, p. 17.

<sup>19</sup> D-2009-016, p. 62.

Suite à l'établissement du compte d'écart de frais reportés pour les coûts de combustible, la Régie indiquait par rapport à la mise à jour de son solde que :

*« La Régie réitère qu'il n'est généralement pas souhaitable que les paramètres d'un dossier tarifaire soient mis à jour après la date de son dépôt. En effet, elle doit être en mesure d'évaluer les tarifs proposés et de compter sur un certain nombre de paramètres fixés au moment du dépôt du dossier.*

*Même si une prévision plus récente entraînait un écart moins grand au compte de frais reportés, la Régie juge que ce bénéfice ne vaut pas une dérogation à sa ligne directrice habituelle concernant la mise à jour de ces données. »<sup>20</sup>*

Par ailleurs, comme le Distributeur le mentionne<sup>21</sup>, des mises à jour de la prévision des ventes et des revenus ont été déposées lors de dossiers précédents. Lors des deux derniers dossiers tarifaires, la Régie a ainsi accepté les révisions des besoins énergétiques totaux de l'ordre de 991 GWh et 1 TWh<sup>22</sup>. À l'opposé, dans sa décision D-2009-016 la Régie indiquait que :

*« En audience, le Distributeur informe la Régie que la prévision des ventes de l'année témoin 2009 a été réévaluée à la baisse de 2 TWh depuis le dépôt du présent dossier tarifaire.*

*Pour la Régie, cette diminution de la prévision des ventes de l'année témoin n'est pas exceptionnelle au point de justifier une mise à jour du dossier. Elle note que les aléas de la demande et de la température pourraient modifier substantiellement les quantités vendues en cours d'année. »<sup>23</sup>*

La mise à jour des données des dossiers tarifaires se limite généralement à l'actualisation des taux d'intérêt pour la mise à jour du taux de rendement et du coût du capital. Toutefois, lors de situations exceptionnelles et tel qu'illustré dans les passages précédents, la Régie a accepté de prendre en compte des données révisées au lieu de se baser sur quatre mois réels et huit mois projetés. En conséquence, OC estime qu'il

---

<sup>20</sup> D-2010-022, p. 39-40.

<sup>21</sup> B-0016, p. 7.

<sup>22</sup> D-2015-018, p. 108 et D-2016-033, p. 70.

<sup>23</sup> D-2009-016, p. 41.



est approprié cette année, étant donné entre autres les changements de comportement de la clientèle résidentielle évoqués par le Distributeur, d'accepter le dépôt des prévisions actualisées de la demande et des revenus selon les données en date de novembre 2016. OC réserve toutefois sa recommandation finale quant à l'intégration de ces nouvelles données pour l'établissement des revenus requis 2017 selon, entre autres, l'ampleur des révisions qui seront apportées.

### **Création d'un compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité**

Les changements de comportements de la clientèle résidentielle et l'incertitude entourant la prévision de la demande et des revenus des ventes évoqués dans la section précédente amènent le Distributeur à proposer la création d'un compte d'écart (CER) pour les revenus nets des achats d'électricité. Ces changements ont, selon le Distributeur, des impacts importants sur les revenus nets des achats<sup>24</sup>. Le Distributeur ajoute qu'il ne supporte pas le même niveau de risque face à la perspective d'une diminution de la demande des clients résidentiels étant donné la présence de coûts fixes. Il précise en réponse à la DDR #2 de la Régie que :

*« De plus, les risques supportés par le Distributeur en cas de baisse de la demande sont supérieurs à ceux occasionnés en cas de hausse de la demande.*

*En cas de baisse imprévue de la demande, le Distributeur doit supporter le coût des infrastructures de transport et de distribution pour répondre à une demande prévue qui ne se réalise pas et qui ne génère pas les revenus attendus.*

*En revanche, une demande plus forte qu'anticipée se traduit par des revenus de vente additionnels, les infrastructures de transport et de distribution en place étant pleinement utilisées »<sup>25</sup>*

OC note la présence d'écarts favorables au Distributeur entre les prévisions et les résultats des revenus nets des achats d'électricité pour les années 2009 à 2014<sup>26</sup>.

---

<sup>24</sup> B-0016, p. 9-10.

<sup>25</sup> B-0072, p. 26-27.

<sup>26</sup> *Ibid.*, p. 22.

Malgré la présence de ces écarts importants, le Distributeur s'est opposé lors de dossiers tarifaires précédents à la création d'un CER sur les revenus nets des achats tel que proposé à l'époque par la FCEI. Pour l'année de base 2016, l'écart défavorable au Distributeur se situe à 76,0 M\$. En réponse à la DDR d'OC<sup>27</sup>, le Distributeur a confirmé qu'il ne proposait pas de porter ce montant au CER advenant son adoption par la Régie.

Tel que précisé en réponse à la DDR # 3 de la Régie, le CER sur les revenus nets des achats d'électricité se veut complémentaire aux CER existants, dont le CER pour le nivellement climatique, puisqu'il viendrait capter les écarts « non climatiques »<sup>28</sup>. À cet égard, la proposition du Distributeur s'apparente au concept de « *revenue decoupling* » discuté notamment lors de la cause R-3897-2014 visant l'établissement d'un mécanisme incitatif pour les deux divisions réglementées d'Hydro-Québec.

Le « *revenue decoupling* » est un outil réglementaire qui présente certains avantages, tel qu'exprimé par le Dr Lowry dans son rapport d'expert<sup>29</sup> :

- Il favorise l'efficacité réglementaire puisqu'il diminue les controverses potentielles entourant l'acuité des prévisions de la demande et des revenus lors des causes tarifaires.
- Il limite la possibilité d'observer des écarts prévisionnels chroniques, tel qu'observé dans le passé et indiqué précédemment.
- Pour le Distributeur, il limite le risque lié aux variations dans la demande.
- Il améliore les incitatifs à mener des programmes en efficacité énergétique en éliminant le « *lost revenue disincentive* ».

---

<sup>27</sup> B-0083, p. 11.

<sup>28</sup> B-0108, p. 11.

<sup>29</sup> R-3897-2014, C-AQCIE-CIFQ-0025, p. 95-96.

Pour ces raisons, OC a appuyé lors de la cause R-3897-2014 l'adoption du « *revenue decoupling* »<sup>30</sup>. OC voit donc plusieurs avantages à la création d'un CER sur les revenus nets des achats d'électricité tel que proposé dans le présent par le Distributeur. Toutefois, OC soumet les considérations additionnelles suivantes.

D'abord la méthode de réglementation du Distributeur sera modifiée considérablement suite à l'établissement prochain du mécanisme incitatif. En plus de la révision apportée à la manière dont sont établis les revenus requis du Distributeur, les débats qui ont eu lieu dans le dossier R-3897-2014 ont porté en grande partie sur les facteurs d'exclusion du mécanisme incitatif (facteurs Y et Z), la pertinence du « *revenue decoupling* » et la révision de l'ensemble des CER présentement en place. OC note que les caractéristiques principales du MRI du Distributeur seront déterminées par la Régie dans une décision à venir et que les modalités précises seront discutées dans une troisième phase. Il est donc incertain, à ce stade-ci, si le « *revenue decoupling* » sera adopté et les CER existants conservés. De plus, il est également incertain, compte tenu des décisions et phases à venir, si l'établissement des tarifs de 2018-2019 se fera sur la base du coût de service ou du mécanisme incitatif.

Également, l'instauration d'un CER sur les revenus nets des achats des ventes viendrait diminuer le risque d'affaires à court terme du Distributeur, ce qui amène à questionner le niveau auquel est fixé le taux de rendement. Lors de la détermination de ce taux pour le Distributeur et le Transporteur dans la cause R-3842-2013, la présence de « *revenue decoupling* » chez les entités réglementées, et la présence de CER de manière générale, a été considérée par les intervenants et la Régie. Par exemple, les experts du Distributeur considéraient le niveau de risque associé à la demande des distributeurs d'énergie lors de l'analyse des groupes comparatifs :

*«Volume/demand risk: HQD has somewhat less protection against changes in volume/demand than the operating companies in the Canadian proxy group, the majority of which have broader protection against volume risk through revenue decoupling or Lost*

---

<sup>30</sup> R-3897-2014, C-OC-0034, para. 63.

*Revenue Adjustment Mechanisms (“LRAM”) than HQD, which only has protection against volumetric risk through its weather variance account. HQD has similar protection against volume risk as the operating companies in the U.S. electric utility proxy group, some of which have revenue decoupling mechanisms or operate under formula rate plans that protect against volumetric risk and some of which have weather normalization clauses. »<sup>31</sup>*

Dans sa décision, la Régie jugeait également qu'il était « *pertinent de considérer de quelle façon le risque global d'un assujetti a évolué au fil du temps, par exemple, depuis la dernière revue complète, par le régulateur, des risques et du rendement reconnu pour ce dernier* »<sup>32</sup> et que :

*« Du côté du Distributeur, l'évolution de son risque d'affaires depuis la décision D-2003-93 a été marquée par l'ajout d'un grand nombre de comptes de frais reportés et autres comptes de nivellement au fil des années, notamment le compte de nivellement pour aléas climatiques, ainsi que le compte de pass-on des coûts d'approvisionnement post patrimoniaux, avec pour résultat une réduction notable de la fluctuation de ses revenus. Tout comme pour le Transporteur, le risque réglementaire du Distributeur a été réduit de façon importante. Le levier financier étant demeuré inchangé depuis 2003, il en résulte donc une réduction nette du risque global du Distributeur. »<sup>33</sup>*

Tel qu'indiqué précédemment, OC croit que la création d'un CER pour les revenus nets des achats présente plusieurs avantages et qu'il serait bénéfique à la clientèle du Distributeur. Étant donné l'incertitude quant aux décisions qui seront prises dans le cadre du dossier R-3897-2014, OC recommande d'accepter la proposition du Distributeur à la lumière des modalités qui pourraient être retenues dans ce dossier. Pour des raisons similaires, étant donné les modifications réglementaires importantes qu'occasionnera le mécanisme incitatif, OC recommande à la Régie de considérer la mise à jour du taux de rendement suite aux décisions qui seront rendues dans le dossier R-3897-2014.

---

<sup>31</sup> R-3842-2013, B-0007, p. 45-46.

<sup>32</sup> R-3842-2013, D-2014-034, p. 12.

<sup>33</sup> Ibid., p. 18-19.

#### IV. Approche globale en recouvrement

Le Distributeur présente à l'annexe E de la pièce HQD-8 document 1 sa nouvelle approche globale en matière de recouvrement. Les nouvelles mesures proposées sont offertes à plusieurs étapes du cheminement du client, soit avant son emménagement jusqu'à la finalisation de son abonnement, tel que précisé en réponse à la DDR #1 d'OC.

Cette nouvelle approche se distingue de celle proposée par le Distributeur dans le dossier tarifaire R-3814-2012 alors qu'il demandait à la Régie de pouvoir transmettre les données de crédits des clients résidentiels aux agences de renseignements personnels. Dans sa décision D-2013-027, la Régie rejetait cette approche du Distributeur et invitait celui-ci à considérer plutôt « *l'offre des intervenants et les propositions présentées au présent dossier, dont la promotion du MVÉ, la flexibilité sur les ententes de paiement et l'utilisation de nouvelles technologies telles que celles qui découleraient du projet LAD* »<sup>34</sup>.

Dans l'approche en recouvrement présentée au présent dossier, le Distributeur semble tenu compte de ces recommandations et pris en compte les suggestions formulées à l'époque par les intervenants. En effet, l'approche présente une promotion accrue du mode de versements égaux (MVE), une plus grande flexibilité offerte aux ententes pour les clients non MFR et une bonification des services offerts à l'Espace client. OC salue ce changement de direction en matière de recouvrement.

Plus précisément, OC est satisfaite des efforts faits par le Distributeur pour publiciser davantage l'existence des ententes de paiement, notamment à travers l'Espace client et dans l'éventuelle section « *Options en cas de difficultés de paiement* » du site internet d'Hydro-Québec<sup>35</sup>. Les clients peuvent maintenant tirer avantage des fonctionnalités offertes par l'Espace client pour conclure une entente simple dont les paramètres, soit

---

<sup>34</sup> D-2013-037, p. 158.

<sup>35</sup> B-0083, p. 15.

les montants ou les dates de paiement, pourront être modifiées par le client d'ici quelques années.

OC juge également encourageantes les modifications apportées aux ententes non MFR, dont l'opportunité pour le client de prendre une deuxième entente avec le Distributeur en cas de non-respect des termes d'une première entente et l'élimination de l'obligation du versement d'un premier montant important. Par ailleurs, le Distributeur entend également offrir en mode libre-service son entente optimale. OC encourage le Distributeur à poursuivre ses efforts pour rendre flexibles les paramètres de ses ententes de paiement.

OC estime qu'une des problématiques à améliorer lors des prochaines années est la manière de rejoindre la clientèle en difficulté de paiement qui ne communique pas avec la Distributeur. En effet, une grande partie des clients qui sont interrompus ne communiquent jamais avec les services du Distributeurs. OC encourage le Distributeur à trouver des solutions pour parvenir à entrer en contact avec ces clients et ainsi offrir les solutions existantes à leur problème de créances.

## **V. Intervention en efficacité énergétique**

### **Charges interruptibles résidentielle – Chauffe-eau**

Le Distributeur présente à la section 3.2 de la pièce B-0043 les budgets et impacts en puissance des programmes de gestion de la demande en puissance. Il prévoit notamment un budget de 26 M\$ pour le programme *Charges interruptibles résidentielle – Chauffe-eau* pour une économie de 83 MW.

Lors du précédent dossier tarifaire, le Distributeur demandait pour le même programme un budget de 26 M\$ et il prévoyait un impact de 70 MW<sup>36</sup>. Selon les données de l'année de base, le budget anticipé est plutôt de 2 M\$ et aucun impact énergétique n'est

---

<sup>36</sup> R-3933-2015, B-0042, p. 31 et 33.

prévu<sup>37</sup>. Le Distributeur indique qu'il « *poursuit des discussions avec les parties prenantes au dossier dont le support est jugé important au succès du programme Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-eau. Aucune entente n'étant encore intervenue, le lancement de l'appel d'offres pour le programme a été reporté à une date ultérieure* »<sup>38</sup>. En réponse à la DDR #1 de la FCEI, il précise que « *Comme mentionné à la pièce en référence (ii), le Distributeur juge que l'appui de certains intervenants et organismes du marché, dont l'Institut national de la santé publique du Québec, est important pour le succès d'une intervention visant l'interruption des chauffe-eau résidentiels. Le Distributeur procédera au lancement du programme lorsqu'il sera assuré de cet appui* »<sup>39</sup>.

OC se questionne sur la justification du budget demandé de 26 M\$ étant donné les discussions en cours avec les intervenants du milieu et l'écart dans sa prévision pour l'année 2016. OC cherchera à préciser lors de l'audience l'état d'avancement des discussions et la manière dont le Distributeur entend utiliser le budget de 26 M\$.

## **VI. Stratégie tarifaire**

Lors du dernier dossier tarifaire, la Régie se prononçait sur les orientations devant guider la révision de la structure du tarif de la clientèle résidentielle<sup>40</sup> :

- Introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance d'abonnement;
- Maintien d'une structure tarifaire à deux tranches progressives en énergie;
- Récupération de la redevance d'abonnement en haussant deux fois plus les prix de la 2<sup>ème</sup> tranche que de la 1<sup>ère</sup>;
- Hausse du seuil de la première tranche de 30 kWh/jour à 40 kWh/jour;
- Création d'un tarif distinct pour les clients facturés en puissance;

---

<sup>37</sup> B-0043, p. 23 et 25.

<sup>38</sup> *Ibid.*, p. 12.

<sup>39</sup> B-0081, p. 37.

<sup>40</sup> D-2016-033, p. 242-256.

De manière générale, ces orientations permettent de récupérer les coûts d'abonnement auprès des très petits consommateurs de manière plus équitable et d'améliorer la progressivité du tarif domestique tout en protégeant la clientèle à faible revenu.

Dans le présent dossier, le Distributeur présente la structure cible proposée pour le tarif domestique et son impact selon les strates de consommation et les segments de la clientèle. Il offre également un scénario d'implantation de la structure cible qui s'étale sur plusieurs années. OC commente dans les prochains paragraphes la structure cible et le scénario d'implantation de la nouvelle structure du tarif domestique.

### **Structure cible**

Le Distributeur présente au tableau 6 de la pièce B-0052 la comparaison, à revenus équivalents, entre les tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2016 et ceux de la structure cible. La redevance d'abonnement, fixée actuellement à 40,64 ¢/jour, est éliminée et le seuil de la première tranche augmenté de 30 à 40 kWh/jour. Le Distributeur propose de fixer la facture minimale à 20 \$ pour une alimentation en monophasé et 60 \$ pour une alimentation en triphasé. Finalement, pour compenser le remplacement de la redevance d'abonnement, environ 400 M\$ sont réalloués dans les prix de la 1<sup>ère</sup> et 2<sup>ème</sup> tranche qui augmentent respectivement de 5,71 ¢/kWh à 6,29 ¢/kWh et 8,68 ¢/kWh à 10,45 ¢/kWh.

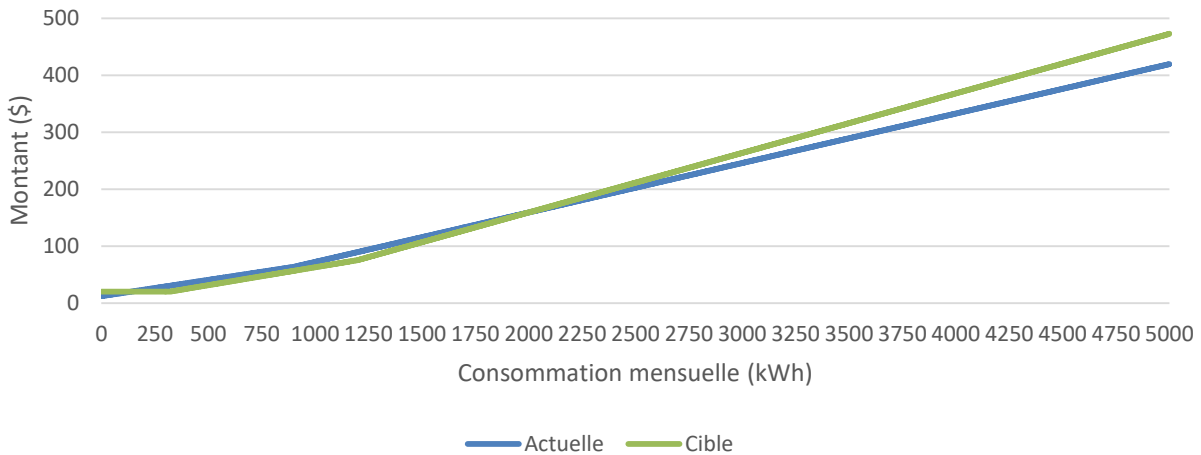
OC présente aux graphiques 1 et 2 l'impact (en \$) selon la consommation mensuelle (en kWh) de la structure aux tarifs 2016 et la structure cible ainsi que les écarts en pourcentage entre les deux structures. La facture minimale utilisée est celle de l'alimentation en monophasé puisqu'elle représente 99,4 % de la clientèle au tarif D<sup>41</sup>.

---

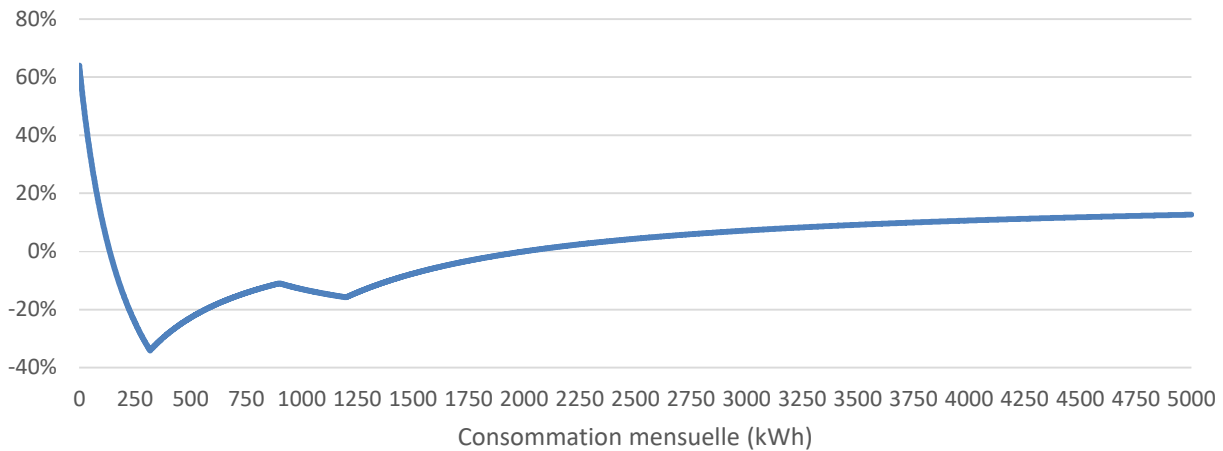
<sup>41</sup> B-0083, p. 23.



**Graphique 1 – Montant mensuel payé selon la structure actuelle et la structure cible et le niveau de consommation mensuelle**



**Graphique 2 – Écart (en %) entre les montants mensuels payés de la structure actuelle et de la structure cible selon le niveau de consommation mensuelle**



Avec l'introduction de la facture minimale, les clients consommant 136 kWh/mois et moins verraient leur facture augmenter. Par exemple, un client consommant 0 kWh/jour verrait sa facture passer de 12,19 \$ (40,64 ¢/jour \* 30 jours) à 20 \$, soit une augmentation de 64%. Un client consommant 136 kWh/mois paierait une facture équivalente selon les deux structures, soit 19,96 \$ selon les tarifs actuels (12,19 \$ +

5,71 ¢/kWh \* 136 kWh) et 20\$ selon la structure cible (6,29 ¢/kWh \* 136 kWh étant inférieur à la facture minimale de 20 \$).

Suite à l'élimination de la redevance d'abonnement, les clients consommant entre 137 kWh/jour et 1998 kWh/jour verraient leur facture diminuer. La plus forte diminution (en %) sera pour le client consommant juste au-dessus du seuil de la facture minimale. Ainsi, un client qui consommerait 319 kWh/mois verrait sa facture passer de 30,40 \$ (12,19\$ + 5,71 ¢/kWh \* 319 kWh) à 20,07 \$ (6,29 ¢/kWh \* 319 kWh), soit une diminution d'environ 34%.

Pour une consommation mensuelle de 1999 kWh/mois à 5000 kWh/mois, l'augmentation serait entre environ 0 et 12,7 %. Par exemple, un client consommant 4000 kWh/mois verrait sa facture passer de 332,7 \$ (12,19 \$ + 5,71 ¢/kWh \* 900 kWh + 8,68 ¢/kWh \* 3100 kWh) à 368,1 \$ (6,29 ¢/kWh \* 1200 kWh + 10,45 ¢/kWh \* 2800 kWh), soit une augmentation de 10,6%.

Les figures 2 et 3 présentées par le Distributeur à la pièce B-0052 permettent d'évaluer l'impact de l'implantation de la structure cible selon la répartition de la clientèle. Selon les calculs du Distributeur, une majorité des clients, soit environ 63%, seraient avantagés par la structure cible. Comme illustrés dans les graphiques précédents, les impacts sont généralement croissants avec le niveau de consommation. L'impact annualisé moyen le plus élevé se situe entre 1,5 et 2,0 % pour les clients dont la consommation annuelle est supérieure à 100 000 kWh.

Les impacts de l'établissement de la structure cible varient selon les profils de consommation des différents segments de la clientèle. À la médiane, les Propriétaires tout à l'électricité (TAE) multilogements et non TAE, les Locataires et les Clients MFR bénéficient d'une réduction variant entre environ 1 % et 2 % (impact annualisé moyen).

Au contraire, les segments Propriétaires TAE maisons-plex et les Clients agricoles subissent des augmentations légèrement supérieures à 0 %<sup>42</sup>.

Afin d'illustrer les impacts de la structure cible selon les différents segments de la clientèle, OC présente au tableau 2 des exemples potentiels de l'impact sur le montant annuel payé par la clientèle en fonction des consommations moyennes par jour en hiver et été<sup>43</sup>. Les impacts sont calculés comme le total des montants pour six périodes de consommation (facturation aux deux mois) selon deux périodes de consommation en hiver et quatre périodes de consommation en été. L'écart annualisé est calculé à partir de la période de 9 années utilisée par le Distributeur dans ses calculs.

---

<sup>42</sup> B-0052, p. 18.

<sup>43</sup> Suivis des décisions D-2014-037 et D-2015-018, Réponses d'HQD aux engagements numéros 1 à 9, 15 à 16, p. 7.

**Tableau 2 – Impacts de la structure cible selon les segments de la clientèle résidentielle**

	MFR	Propriétaires TAE – Maisons et plex	Propriétaires TAE - Multilogement s	Propriétaires non TAE	Locataires	Clients agricoles
<b>Consommation totale (Kwh)</b>	14 334	24 778	11 295	15 558	11 539	38 184
<b>Ratio Hiver/Été</b>	2,2	2,3	2,4	1,7	2,3	1,3
<b>Consommation moyenne par jour (kWh/jour hiver)</b>	62	110	51	58	51	124
<b>Consommation moyenne par jour (kWh/jour été)</b>	28	47	21	35	22	95
<b>Structure actuelle</b>						
Redevance (\$)	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3	148,3
Tranche 1 (\$)	597,4	625,2	499,9	625,2	513,8	625,2
Tranche 2 (\$)	336,1	1200,3	220,6	400,0	220,6	2363,9
<b>Total (\$)</b>	<b>1081,8</b>	<b>1973,9</b>	<b>868,7</b>	<b>1173,6</b>	<b>882,7</b>	<b>3137,5</b>
<b>Structure cible</b>						
Tranche 1 (\$)	734,2	918,3	626,7	764,9	642,1	918,3
Tranche 2 (\$)	278,2	1063,6	139,1	355,1	139,1	2464,5
<b>Total (\$)</b>	<b>1012,3</b>	<b>1981,9</b>	<b>765,8</b>	<b>1120,0</b>	<b>781,2</b>	<b>3382,9</b>
Écart (\$)	-69,5	8,1	-102,9	-53,6	-101,5	245,4
Écart (%)	-6,4%	0,4%	-11,8%	-4,6%	-11,5%	7,8%
Écart annualisé (%)	-0,7%	0,0%	-1,4%	-0,5%	-1,3%	0,8%

Tel qu'indiqué précédemment, l'impact de la structure cible est croissant selon le niveau de consommation. Par exemple, un client propriétaire TAE – maisons et plex qui consommerait 8 mois à 47 kWh/jour en moyenne et 4 mois à 110 kWh/jour en moyenne verrait sa facture annuelle augmenter légèrement de 1973,9 \$ à 1981,9\$, l'effet de l'augmentation du prix en première tranche combiné à l'augmentation de la 1<sup>ère</sup> tranche étant supérieur aux effets combinés de l'élimination et de l'augmentation du prix de la deuxième tranche.

Un client MFR qui consommerait 8 mois à 28 kWh/jour et 4 mois à 62 kWh/jour verrait sa facture annuelle passer de 1081,8 \$ à 1012,3 \$, l'impact de l'élimination de la redevance et de la hausse du seuil de la 1<sup>ère</sup> tranche compensant l'augmentation de prix des deux tranches.

OC estime que la structure cible proposée par le Distributeur respecte les orientations retenues par la Régie lors du précédent dossier tarifaire. En conséquence, OC recommande à la Régie d'approuver la structure cible proposée par le Distributeur.

OC note que la facture minimale pour une alimentation en monophasé se situe entre les coûts d'abonnement mensuels au tarif domestique de 2015 et 2017, soit 22,28 \$<sup>44</sup> et 18,55 \$<sup>45</sup>. Les coûts totaux d'abonnement sont appelés à varier annuellement, tel que précisé par le Distributeur<sup>46</sup>. Par exemple, la redevance fixée à 40,64 ¢/jour a couvert entre 55 % et 66 % des coûts d'abonnement totaux de 2008 à 2015<sup>47</sup>. OC estime que la facture minimale de la structure cible de 20 \$ est fixée à un niveau raisonnable puisqu'elle représente environ, en moyenne, les coûts d'abonnement de 2015 et 2017. De plus, elle est simple d'application. OC ajoute que le montant de 20 \$ pourrait être révisé à l'avenir si les coûts totaux d'abonnement diminuaient ou augmentaient substantiellement.

### **Scénario d'implantation et tarif D pour 2017**

Afin d'éviter un choc tarifaire trop important pour une portion de la clientèle, le Distributeur propose un scénario d'implantation graduelle qui atteint la structure cible sur une période de 9 ans en fonction des circonstances propres aux prochains dossiers tarifaires (hausse tarifaire demandée, contexte énergétique, position concurrentielle de l'électricité, migration des clients du tarif D vers les tarifs généraux). L'implantation graduelle se ferait de la manière suivante :

---

<sup>44</sup> Suivis des décisions D-2014-037 et D-2015-018, Présentation du 4 mai 2015, p. 47.

<sup>45</sup> B-0075, p. 22.

<sup>46</sup> B-0108, p. 66.

<sup>47</sup> Suivis des décisions D-2014-037 et D-2015-018, Présentation du 11 juin 2015, p. 7.

- « réduire et éliminer la redevance sur une période de 9 ans ;
- atteindre en 4 ans une facture minimale de 20 \$ par mois pour l'alimentation en monophasé et en 8 ans celle de 60 \$ par mois pour l'alimentation en triphasé pour en étaler l'impact plus important ;
- hausser le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie de 2 kWh par jour annuellement pendant 5 ans pour atteindre 40 kWh par jour ;
- hausser, sous certaines conditions (voir la section 3.1.3), deux fois plus le prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie que celui de la 1<sup>re</sup> tranche et fixer la hausse du prix de la 2<sup>e</sup> tranche à 3 % de plus que la hausse tarifaire moyenne ;
- éliminer dès la 1<sup>re</sup> année les primes de puissance actuelles. »<sup>48</sup>

Comme le mentionne le Distributeur<sup>49</sup>, le choix de la période d'implantation des différentes modifications apportées à la structure tarifaire ne modifie pas l'impact à terme pour les différents profils de consommation de la clientèle. Il s'agit plutôt d'effectuer un arbitrage entre la stabilité tarifaire et les objectifs visés par la stratégie tarifaire, comme l'amélioration du signal de prix en deuxième tranche qui encourage l'efficacité énergétique tout en protégeant les MFR.

De manière générale, OC privilégie l'adoption de la structure cible sur une période plus courte que celle prévue par le Distributeur, par exemple une période de 5 ans plutôt que de 9 ans, à moins que cela mène à des changements trop brusques au risque d'augmenter les tarifs substantiellement pour une partie de la clientèle.

Pour éviter ces situations, le Distributeur propose de « limiter la hausse du prix de la 2<sup>ème</sup> tranche à 3 % de plus que la hausse moyenne »<sup>50</sup>. Pour 2016, cela correspondrait à 4,6 % (1,6 + 3 %). Si la balise de 3 % doit être retenue par la Régie, OC préfère utiliser l'impact sur la facture du client plutôt que le prix de la deuxième tranche, ce qui est conforme à la décision D-2009-016 comme le note la Régie dans sa DDR #3<sup>51</sup>. OC

---

<sup>48</sup> B-0052, p. 18-19.

<sup>49</sup> B-0072, p. 119.

<sup>50</sup> B-0052, p. 18.

<sup>51</sup> B-0108, p. 67.

est d'avis que les décisions des clients, notamment sur le choix entre utiliser du gaz ou l'électricité comme source de chauffage, se prennent davantage sur le prix moyen plutôt que sur le prix de la deuxième tranche.

OC a considéré la proposition du Distributeur, les données présentées par ce dernier en réponse à la DDR d'OC ainsi que les différents scénarios demandés par la Régie<sup>52</sup>. Suite à son analyse, OC recommande à la Régie d'adopter la proposition du Distributeur pour l'établissement des tarifs de 2017 avec une modification, soit de hausser deux fois plus le prix de la 2<sup>ème</sup> tranche que la 1<sup>ère</sup> plutôt que d'appliquer une hausse uniforme.

En comparant la figure R-17.1 en réponse à la DDR d'OC<sup>53</sup> et la figure 6 de la pièce B-0082, OC note qu'une hausse différenciée serait plus favorable aux petits consommateurs. Un client consommant annuellement entre 10 000 et 20 000 kWh verrait sa facture augmenter d'environ 0,5 et 1,0 % plutôt qu'une hausse légèrement supérieure à 1 % en vertu d'une hausse uniforme. À l'opposé, un client consommant plus de 100 000 kWh subirait une augmentation entre 4 et 4,5 % plutôt qu'une hausse légèrement supérieure à 3,5 %. OC note qu'une hausse deux fois plus élevée de la 2<sup>ème</sup> tranche que de la 1<sup>ère</sup> tranche respecte la balise de 3%, qu'elle soit basée sur le prix de la 2<sup>ème</sup> tranche comme le propose le Distributeur ou sur l'impact moyen comme le propose OC.

Cette proposition respecte par ailleurs les orientations retenues par la Régie dans sa dernière décision tarifaire mentionnée plus haut. OC est d'avis qu'elle est un premier pas appropriée pour la mise en place de la structure cible. OC analysera lors des prochains dossiers tarifaires si des opportunités se présentent pour accélérer la transition vers la structure cible. Subsidiairement, si la Régie devait refuser sa proposition, OC recommande d'adopter la proposition du Distributeur.

---

<sup>52</sup> Ibid., p. 69.

<sup>53</sup> B-0083, p. 27.

## **VII. Suivi des mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu**

Depuis le dossier R-3905-2014, la Régie demande que le Distributeur présente dans ses demandes tarifaires annuelles un suivi des mesures visant à soutenir les MFR<sup>54</sup>. Dans les rapports, Hydro-Québec aborde ses mesures autour de cinq thèmes dont la collaboration avec les associations de consommateurs, les ententes de paiement, les interventions en efficacité énergétique, l'harmonisation des services ainsi que la stratégie tarifaire. Ces mesures, développées au fil des années par le Distributeur en collaboration avec les associations de consommateurs, ont évolué pour permettre d'adapter ou encore de bonifier les services offerts à la clientèle à faible revenu, comme la mise en place des ententes de paiement personnalisées ou encore l'existence du programme *Rénovation énergétique MFR*.

Suite au décret 814-2014, le Distributeur proposait dans le dossier R-3905-2014 trois nouvelles initiatives, soit la bonification de l'entente pour clients à très faible revenu, l'effacement graduel de la dette dans le cadre de l'entente personnalisée ainsi que la création d'un centre d'accompagnement pour mieux coordonner les services offerts aux MFR. OC saluait à l'époque la mise en place de ces nouvelles mesures et suggérait au Distributeur de nombreuses pistes d'amélioration<sup>55</sup>. Depuis, OC a également participé aux rencontres du Groupe de travail MFR (le Groupe) et de la Table de travail sur le recouvrement (la Table) dont les discussions ont porté, entre autres, sur la mise en place des nouvelles initiatives.

Deux années après le dépôt du décret 814-2014, force est de constater que les nouvelles initiatives proposées par le Distributeur ne sont toujours pas en place. De surcroît, la principale solution proposée par le Distributeur pour améliorer l'identification de la clientèle MFR et sa participation aux programmes en efficacité énergétique, soit la création d'un centre d'accompagnement, est abandonnée. OC est préoccupée par la lenteur avec laquelle sont apportées les modifications aux ententes de paiement et par

---

<sup>54</sup> D-2015-018, para. 97 et D-2016-033, para. 61.

<sup>55</sup> R-3905-2014, C-OC-0013.



l'harmonisation des services offerts aux MFR et la fin du projet d'intégration des services MFR du Distributeur. OC fournit dans les prochains paragraphes ses commentaires sur les interventions en efficacité énergétique, aux ententes de paiement et au projet de centre d'accompagnement.

### **Les interventions en efficacité énergétique**

Les programmes en efficacité énergétique destinés à la clientèle MFR sont offerts par le Distributeur depuis plusieurs années et regroupés dans les dossiers tarifaires sous la rubrique *Offre Ménages à faible revenu*. Le Distributeur propose ainsi la rénovation de l'enveloppe des bâtiments depuis 2006 à l'aide du programme *Rénovation énergétique – MFR*. De 2011 à 2015, il a également offert le programme *Remplacement de frigos éneergivores*. En parallèle à l'*Offre Ménages à faible revenu*, la quote-part financée par le Distributeur au Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ) sert à l'opérationnalisation par ce dernier du programme *Éconologis* qui offre à la clientèle MFR des conseils personnalisés et l'installation gratuite de produits éco énergétiques. Finalement, en 2014 le Distributeur annonce que « *des discussions ont été amorcées, entre le Distributeur et le BEIÉ, afin de mieux arrimer les interventions et de proposer à la clientèle une offre plus complète et mieux intégrée* »<sup>56</sup>. Notamment, le Distributeur est d'avis que la mise en place d'un centre d'accompagnement permettrait aux clients d'obtenir « *un diagnostic de leur consommation d'électricité suivi d'une proposition de mesures visant la réduction de leur consommation* »<sup>57</sup>.

L'analyse de la participation à ces programmes au fil des années ainsi que les budgets accordés par la Régie permet de faire quelques constats.

D'abord, les interventions en efficacité énergétique du Distributeur rejoignent de moins en moins de clients MFR depuis quelques années. En effet, tel qu'illustré au tableau 3, la fin du programme *Remplacement de frigos – MFR* en 2015 est combinée à une

---

<sup>56</sup> R-3905-2014, B-0125, p. 11-12.

<sup>57</sup> *Ibid.*, p. 12.

diminution entre 2011 et 2017 du nombre de clients touchés par le programme *Rénovation énergétique – MFR*. De plus, les prévisions de participation à l'*Offre intégrée – MFR* pour l'année 2016 n'ont pas été réalisées puisque les discussions avec le BEIÉ se poursuivent toujours.

**Tableau 3 - Prévisions annuelles du Distributeur pour l'Offre Ménages à faible revenu – Nombre (unités/projets)<sup>58</sup>**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Rénovation énergétique - MFR	6 009	4 730	2 630	2 930	3 384	2 700	2 730
Remplacement de frigos - MFR	12 000	14 000	7 000	12 000	10 000	-	-
Offre intégrée - MFR	-	-	-	-	-	7 600	5 000

Par ailleurs, le nombre de participants au programme *Éconologis*, dont la gestion est assumée par le BEIÉ mais financée par la quote-part du Distributeur, suit une tendance similaire. Entre 2008-2009 et 2015-2016, le nombre total de participants est ainsi passé de 22 860 à 5 725, soit une diminution de 75%.

**Tableau 4 – Nombre de participants au programme Éconologis<sup>59</sup>**

	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016
Volet 1	12 892	13 752	12 232	11 289	6 094	6 681	6 756	4 318
Volet 2 (adresses)	9 968	8 300	6 895	6 305	3 334	2 348	2 252	1 407
<b>Total</b>	<b>22 860</b>	<b>22 052</b>	<b>19 127</b>	<b>17 594</b>	<b>9 428</b>	<b>9 029</b>	<b>9 008</b>	<b>5 725</b>

Les données présentées au tableau 4 sont les estimations présentées par le Distributeur dans le cadre des dossiers tarifaires annuels. Or, le Distributeur a régulièrement surestimé la participation à ces programmes en efficacité énergétique et, en conséquence, les budgets et économies d'énergie qui leur sont associés.

<sup>58</sup> R-3740-2010, HQD8-D8 Annexes, p. 13. R-3776-2011, B-0045, p. 13. R-3814-2012, B-0042, p. 41. R-3854-2013, B-0036, p. 37. R-3905-2014, B-0038, p. 31. R-3933-2015, B-0042, p. 37. R-3980-2016, p. 31. Pour l'année 2015 (dossier R-3905-2014), OC assume que le nombre au volet social du programme *Rénovation énergétique – MFR* est de 2 254, plutôt que de 8 254, étant donné l'impact énergétique estimé.

<sup>59</sup> Rapport annuel de gestion 2015-2016 du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, p. 76.  
<http://mern.gov.qc.ca/publications/ministere/rapport/RAG-2015-2016.pdf>

En effet, le Distributeur indique en réponse à la DDR d'OC<sup>60</sup> que les programmes *Remplacement de frigos – MFR* et *Rénovation énergétique – MFR* ont respectivement rejoint 31 000 participants MFR et permit la rénovation de 4 563 bâtiments à logements sociaux et communautaires entre 2011 et 2015<sup>61</sup>. Les cibles de participation des deux sont affectées par les erreurs prévisionnelles comme on peut le constater à la lecture des suivis dans le cadre de la présentation à la Régie du Rapport annuel du Distributeur. Par exemple, le suivi du Rapport annuel 2015 fait état d'un écart de prévision de -5 GWh à l'*Offre Ménages à faible revenu* qui s'explique par une « *participation moins forte que prévu pour le volet privé du programme Rénovation énergétique MFR, d'où des investissements moindres (-2 M\$)* »<sup>62</sup>.

OC présente au tableau 5 les montants autorisés et réels pour l'*Offre Ménages à faible revenu* tirés des rapports annuels 2011-2015 du Distributeur. Dans les rapports annuels, les montants sont ventilés selon les deux programmes mais seulement pour la période 2011-2013.

**Tableau 5 – Budgets autorisés et réels pour l'Offre Ménages à faible revenu – M\$<sup>63</sup>**

	Rénovation énergétique - MFR			Remplacement de frigos - MFR			Total – Offre Ménages à faible revenu		
	Autorisé	Résultat	Écart	Autorisé	Résultat	Écart	Autorisé	Résultat	Écart
2011	8	4	-5	7	2	-5	15	6	-10
2012	5	3	-3	8	2	-6	13	5	-9
2013	3	3	0	4	3	-2	7	6	-2
2014	-	-	-	-	-	-	10	7	-3
2015	-	-	-	-	-	-	8	6	-2

Les écarts peuvent différer des différences étant donné les arrondis.

De 2011 à 2015, la Régie a autorisé pour les programmes de l'*Offre Ménages à faible revenu* un total d'environ 53 M\$. Sur la même période, le Distributeur a investi comparativement 30 M\$, soit environ 57 % des montants accordés.

<sup>60</sup> REF

<sup>61</sup> B-0083, p. 35.

<sup>62</sup> Rapport annuel 2015, HQD7-D3, p. 9.

<sup>63</sup> Rapport annuel 2011, HQD7-D4, p. 7. Rapport annuel 2012, HQD7-D3, p. 9. Rapport annuel 2013, HQD7-D3, p. 8. Rapport annuel 2014, HQD7-D3, p. 7. Rapport annuel 2015, HQD7-D3, p. 8.

Pour 2016, la Régie a autorisé pour l'*Offre Ménages à faible revenu* un montant de 10 M\$. Le Distributeur indique en réponse à la demande de renseignements d'OC qu'il anticipe toujours dépenser ces sommes, dont 3 M\$ au programme *Rénovation énergétique – MFR* et 7 M\$ pour la *Nouvelle offre intégrée MFR*. Pour l'année témoin 2017, le Distributeur prévoit des dépenses totales de 8 M\$ pour des économies d'énergie de 5 GWh<sup>64</sup>.

Tel que précisé en réponse à la demande de renseignement no. 2 de la Régie, le Distributeur indique avoir mis « *fin au processus de mise en place d'un Centre d'accompagnement* ». Il ajoute qu'il « *poursuit ses démarches de collaboration avec le BEIÉ afin de déployer une offre intégrée en efficacité énergétique par le biais d'un guichet de services unique. Il poursuit également la réflexion, en lien avec la nouvelle politique énergétique du Gouvernement du Québec, sur les actions en efficacité énergétique et les services offerts aux ménages à faible revenu en difficulté de paiement* »<sup>65</sup>.

Étant donné la fin du projet de Centre d'accompagnement, les discussions toujours en cours avec le BEIÉ et les écarts prévisionnels historiques du budget Offre Ménages à faible revenu, OC estime qu'il est peu probable que les budgets anticipés de 7 et 5 M\$ du volet *Nouvelle offre intégrée MFR* pour les années 2016 et 2017 respectivement soient réalistes. OC souhaite s'assurer que les montants demandés par le Distributeur servent réellement à bonifier l'offre en efficacité énergétique aux MFR et recommande à la Régie de demander que le Distributeur précise à quoi serviront les montants demandés pour l'année témoin 2017.

De manière globale, OC est préoccupée par la diminution du nombre de clients MFR qui bénéficient des programmes en efficacité énergétique offerts par le Distributeur et le BEIÉ tel qu'il apparaît aux tableaux 4 et 5. La diminution peut s'expliquer en partie par la

---

<sup>64</sup> B-0083, p. 35.

<sup>65</sup> B-0072, p. 127.

difficulté d'atteindre une portion de la clientèle à faible revenu. Le Distributeur indiquait par exemple en 2014 que :

*« Toutefois, réduire la consommation des clients MFR constitue un défi puisque ceux-ci sont en forte proportion locataires de leur logement. Aussi, afin d'améliorer l'accès des clients à faible revenu aux programmes qui leur sont offerts, le Distributeur continue, d'une part, à chercher des moyens d'atteindre cette clientèle, y compris celle en difficulté de paiement. D'autre part, la poursuite et le développement de partenariats avec les acteurs qui connaissent et qui agissent déjà auprès de cette clientèle est l'axe privilégié. C'est dans cette optique que des discussions ont été amorcées, entre le Distributeur et le BEIÉ, afin de mieux arrimer les interventions et de proposer à la clientèle une offre plus complète et mieux intégrée »<sup>66</sup>.*

Avec la fin du projet de création d'un Centre d'accompagnement, qui devait se pencher sur la problématique susmentionnée, et arrimer l'offre des programmes en efficacité énergétique, OC s'inquiète que ce défi ne sera pas relevé dans un avenir proche. Avec l'instauration prochaine de Transition énergétique Québec (TEQ), OC encourage le Distributeur à être davantage proactif dans ses discussions avec ses partenaires afin de mieux coordonner l'offre future de programmes en efficacité énergétique destinés aux MFR. OC estime que les mesures en efficacité énergétique qui ciblent les MFR demeurent pertinentes, notamment pour la clientèle MFR qui n'a pas encore été atteinte par les programmes du Distributeur, et les activités de sensibilisation qui doivent être effectuées de manière continue. À cet égard, OC estime qu'il serait pertinent pour le Distributeur de développer des outils d'évaluation afin de mesurer les résultats des activités de sensibilité.

OC est d'avis que le programme Éconologis qui permet un accompagnement personnalisé répond bien aux besoins des MFR. OC encourage le Distributeur à mener des campagnes de mise en marché plus soutenues pour ce programme afin d'en augmenter le nombre de participants.

---

<sup>66</sup> R-3905-2014, B-0125, p. 11.

## Ententes de paiement

Les deux nouvelles initiatives en matière d'ententes de paiement présentées en 2014 seront testées par le biais projets pilotes en 2017.

Un premier projet pilote est sensé débiter au deuxième trimestre de 2017 afin de valider si l'introduction d'un taux d'effort sur le revenu incite les clients à respecter leur ententes personnalisées. Si les résultats sont concluants, la mesure sera mise en place au deuxième trimestre de 2018. Lors de la précédente cause tarifaire, le Distributeur anticipait pourtant pouvoir faire rapport sur le projet pilote à la Régie dans le cadre du présent dossier. Le Distributeur indique qu'il « *a dû attendre longtemps pour avoir accès aux données de Statistique Canada. Une fois ces données obtenues et leur analyse effectuée, le Distributeur n'a pu débiter le projet pilote en temps opportun pour en faire un suivi dans le présent dossier tarifaire* »<sup>67</sup>.

Par ailleurs, le Distributeur entend mener un deuxième projet pilote, au plus tôt dans le premier trimestre de 2017, afin de déterminer l'efficacité de l'effacement graduel de la dette des clients à l'entente personnalisée. Il indique que suite à une analyse, « *il a été déterminé qu'il y aurait des coûts d'adaptation des systèmes informatiques importants à prévoir pour radier au fur et à mesure une portion de la dette à chaque paiement. Afin de déterminer si cette initiative encouragera le client à se rendre au terme de l'entente, le Distributeur souhaite tester cet effacement sur un échantillon de clients pour vérifier l'efficacité de cette mesure, avant une éventuelle implantation.* »

Ce projet pilote n'était pas prévu initialement, comme le soulignait la Régie dans sa décision D-2016-033 « *Le Distributeur indique qu'il prévoit connaître l'impact financier de la mesure d'effacement graduel de la dette au plus tard au mois de mai 2016. Il ajoute qu'il n'aura pas besoin de faire un projet pilote avant d'implanter cette mesure, une fois que les aspects techniques et opérationnels auront été réglés. Le Distributeur*

---

<sup>67</sup> B-0083, p. 31.

*prévoit soumettre une demande en temps opportun, de façon à favoriser une mise en application rapide de la mesure ».*

OC comprend que les améliorations proposées demandent des changements aux processus informatiques du Distributeur et que des coûts y sont associés. Toutefois, OC juge que ces coûts, notamment en ce qui concerne l'effacement graduel de la dette, auraient dû être prévus par le Distributeur. OC estime que le délai entre l'annonce des nouvelles initiatives et leur implantation, soit une période potentielle de presque quatre ans, est beaucoup trop long.

Par ailleurs, OC réitère ses recommandations formulées lors de l'audience du dossier R-3905-2014, notamment en ce qui concerne de rendre plus flexible la qualification des clients aux ententes MFR et l'amélioration du processus de négociations des ententes. Également, OC s'inquiète du grand nombre de clients qui sont interrompus dont plusieurs ne communiquent pas avec le Distributeur, malgré entre autres l'envoi d'avis et d'encarts. Puisqu'une partie de ces clients pourrait se qualifier pour les ententes de paiement, OC s'attend à ce que le Distributeur continue ses efforts pour mieux publiciser ses ententes de paiement et pour mieux identifier en amont les clients susceptibles de se qualifier pour les ententes MFR.

### **Le centre d'accompagnement et le rôle des associations de consommateurs**

Le Distributeur mentionnait lors du dépôt du présent dossier tarifaire en juillet dernier qu'il avait « *jeté les bases lui permettant de réaliser un projet pilote afin de tester le modèle d'affaires en collaboration avec le BEIÉ et en consultation auprès des organismes communautaires. Pour ce faire, il a lancé en 2016 un appel de propositions afin de trouver un coordonnateur et un appel de candidatures pour des agents d'accompagnement budgétaire pour la réalisation de ce projet pilote* »<sup>68</sup>.

---

<sup>68</sup> B-0056, p. 7.

En réponse à la demande de renseignement no. 2 de la Régie, le Distributeur précise l'état d'avancement du projet pilote du Centre d'accompagnement : « *En avril 2016, le Distributeur a lancé un appel d'intérêts auprès des associations de consommateurs les invitant à agir à titre de coordonnateur pour le projet pilote de Centre d'accompagnement. Aucune soumission n'a alors été reçue. Aussi, un appel de propositions public permettant au secteur privé de soumissionner a été émis en août 2016. Puisqu'aucune candidature n'a été reçue suite à cette deuxième démarche, le Distributeur met fin au processus de mise en place d'un Centre d'accompagnement* »<sup>69</sup>.

Lors des consultations qui ont précédé les appels d'offres, la plupart des associations de consommation ont exprimé leur inconfort face à l'inclusion d'activités de recouvrement dans les services qui devaient être fournis par l'agent livreur. Malgré ces représentations, le Distributeur a maintenu les activités de recouvrement dans la liste des services à être offerts. OC est d'avis que les appels d'offres auraient généré plus d'intérêt si le Distributeur avait tenu compte de cette préoccupation.

OC estime que les objectifs poursuivis qui devaient être poursuivis par le Centre d'accompagnement sont toujours souhaitables. Premièrement et tel qu'indiqué précédemment, le Centre d'accompagnement aurait permis de simplifier le processus de qualification des MFR. Il faut en effet éviter les doublons dans la qualification aux services offerts par le Distributeur, d'un côté par le service de recouvrement et de l'autre par les opérateurs des programmes en efficacité énergétique. L'harmonisation des services est également bénéfique pour le consommateur.

Un autre objectif qui devait être poursuivi par le Centre d'accompagnement était d'améliorer l'identification des MFR. OC encourage le Distributeur à poursuivre ses efforts, notamment en collaborant avec les associations de consommateurs, pour déterminer les pistes d'amélioration qui permettraient d'identifier plus facilement la clientèle à faible revenu.

---

<sup>69</sup> B-0072, p. 127.



Par ailleurs, le financement des associations de consommateur dans le cadre du Centre d'accompagnement était envisagé par le Distributeur. OC croit que la question du financement des organismes de consommateurs doit être résolue prochainement et entend poursuivre les discussions à cet égard avec le Distributeur et les autres associations lors des rencontres de la Table et du Groupe.

## **VIII. Conclusions**

**OC recommande à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur relative aux modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques.**

**OC recommande à la Régie d'accepter le dépôt de prévisions actualisées de la demande et des revenus selon les données à jour en date de novembre 2016. OC réserve toutefois sa recommandation finale quant à l'intégration de ces nouvelles données pour l'établissement des revenus requis 2017 selon, entre autres, l'ampleur des révisions qui seront apportées lors de l'audience.**

**OC recommande d'accepter la proposition du Distributeur en tenant compte des modalités qui pourraient être retenues dans le dossier R-3897-2014. OC recommande aussi à la Régie de considérer la mise à jour du taux de rendement suite aux décisions qui seront rendues dans le dossier R-3897-2014.**

**OC recommande à la Régie d'accepter la structure tarifaire cible proposée par le Distributeur. Pour l'établissement des tarifs de 2017, OC recommande à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur mais en appliquant une hausse deux fois plus grande sur le prix de la deuxième tranche que de la première tranche.**

**Le tout respectueusement soumis.**