

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

No: R-4011-2017

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

*Demande relative à l'établissement des
tarifs d'électricité pour l'année tarifaire
2018-2019;*

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

- ET -

OPTION CONSOMMATEURS

Intervenante

MÉMOIRE D'OPTION CONSOMMATEURS

Table des matières

I.	Introduction	2
II.	Couts de distribution et services à la clientèle.....	4
	Programme de maîtrise de la végétation.....	5
	Services professionnels et autres	9
	Nouvelle entente pour clients non MFR	10
III.	Intervention en efficacité énergétique.....	11
	Charges interruptibles résidentielles.....	12
IV.	Stratégie tarifaire	14
	Tarif D.....	15
	Option de mesurage net en réseaux autonomes.....	18
V.	Suivi des mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu	19
VI.	Conclusions	24

I. Introduction

Le 1^{er} août dernier, Hydro-Québec dans ses activités de Distribution (le Distributeur) déposait une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2018-2019 pour approbation de la Régie de l'énergie (la Régie). Dans sa décision procédurale D-2017-086 du 9 août 2017, la Régie octroyait le statut d'intervenant aux participants du dossier R-3897-2014, dont Option consommateurs (OC). Suite à l'examen préliminaire de la demande, OC identifiait dans une lettre¹ plusieurs sujets d'intérêts pour la clientèle résidentielle du Distributeur. Trois de ces enjeux sont maintenant à l'extérieur du cadre d'analyse de l'audience prévue en décembre prochain puisqu'ils seront examinés ultérieurement par la Régie, le Distributeur et les intervenants.

D'abord, dans sa décision D-2017-105 par laquelle elle fixait le cadre d'examen du présent dossier, la Régie reporte l'analyse des modifications proposées par le Distributeur relativement à l'option de mesurage net en réseau intégré. La Régie demande au Distributeur de déposer ses propositions dans un dossier distinct étant donné le calendrier chargé du dossier actuel et « *l'importance des enjeux soulevés par les modifications proposées* »². OC est heureuse de constater que cet enjeu fasse l'objet d'un dossier distinct compte tenu de la croissance actuelle et à venir de l'autoproduction en Amérique du Nord et des débats importants qu'il génère. OC analysera avec intérêt les propositions du Distributeur lorsqu'elles seront déposées dans une future demande.

Deuxièmement, la décision D-2017-043 ordonnait la tenue, dans le cadre du présent dossier tarifaire, de la phase 3 portant sur l'établissement du mécanisme de réglementation incitative (MRI) applicable aux activités du Distributeur³. Ce dernier déposait le 1^{er} août 2017 la première moitié de ses propositions relatives à la phase 3 portant sur les éléments à traiter en exclusions et en exogènes, ainsi que sur le traitement des comptes d'écart et de reports existants. Selon la décision D-2017-105, la deuxième moitié des propositions du Distributeur relatives à la Phase 3 devait être déposée pour le

¹ C-OC-0001

² A-0011, p. 6.

³ R-3897-2014, D-2017-043, p. 124.

1^{er} novembre 2017⁴. Le 31 octobre 2017, le Distributeur informe la Régie qu'il est dans l'impossibilité de déposer la preuve additionnelle⁵. Le 2 novembre 2017, la Régie fixe de nouvelles dates pour le dépôt de la preuve relative aux caractéristiques du MRI, les demandes de renseignement (DDR) et l'audience publique⁶. OC formulera l'ensemble de ses recommandations relatives à la phase 3 du MRI à l'intérieur d'un seul document le 5 janvier 2017.

Enfin, donnant suite à l'*Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel – Perspectives 2030* (l'*Avis*), le Distributeur annonce lors du dépôt de sa preuve qu'il mènera des projets pilotes à l'hiver 2017-2018⁷. Dans sa décision D-2017-105, la Régie précise la portée du cadre d'examen du présent dossier et indique qu'« *il sera loisible aux intervenants de questionner le Distributeur sur ce sujet en lien avec le projet pilote de tarification dynamique* »⁸. Le 8 novembre 2017⁹, la Régie rend une décision sur les demandes d'ordonnance relatives aux réponses données par le Distributeur aux DDR des intervenants dans laquelle elle retire l'enjeu de la tarification dynamique du présent dossier, ce qu'elle vient confirmer dans une lettre du 10 novembre 2017¹⁰. OC suivra de près l'évolution de ce dossier et encourage le Distributeur à consulter les associations qui représentent les intérêts des consommateurs résidentiels lors de l'élaboration de la future option de tarification dynamique.

Compte tenu de ces changements concernant la portée de la présente cause et après l'analyse de la demande tarifaire et des DDR adressées au Distributeur par la Régie et les intervenants, OC entend aborder les enjeux suivants dans le présent mémoire :

- i. Les coûts de distribution et services à la clientèle ;

⁴ A-0011, p. 22.

⁵ B-0105.

⁶ A-0018.

⁷ B-0047, p. 7-8.

⁸ A-0011, p. 8.

⁹ D-2017-121, A-0026, p. 5.

¹⁰ A-0027.

- ii. Les interventions en efficacité énergétique ;
- iii. La stratégie tarifaire ;
- iv. Le suivi des mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu (MFR).

II. Coûts de distribution et services à la clientèle

Le Distributeur prévoit des coûts de distribution et services à la clientèle de 2 909,5 M\$ en 2018, en baisse de 107,9 M\$ par rapport au montant autorisé en 2017¹¹. Cette variation provient principalement de l'évolution du coût de retraite et des modifications à la norme comptable ASC 715. Les charges d'exploitation sont également affectées par les modifications à la norme ASC 715. Pour 2018, les charges d'exploitation sont établies à 1 383,9 \$, soit des augmentations respectives de 246,6 M\$ (21,7%) et 255,2 M\$ (22,6%) par rapport au montant autorisé et de base de 2017.

OC est préoccupée par la croissance de certaines rubriques comprises dans les charges d'exploitation. OC note par exemple des augmentations importantes demandées par le Distributeur pour *Salaires de base* (459,8 M\$ en 2018 vs 422,6 M\$ autorisée en 2017), *Maîtrise de la végétation* (72,6 M\$ en 2018 vs 59,0 M\$ autorisée en 2017) et *Services professionnels et autres* (93,6 M\$ en 2018 vs 75,2 M\$ autorisée et réallouée en 2017)¹².

OC soumet que la fixation des revenus requis pour l'année tarifaire 2018-2019 demande une attention particulière puisque cette année constituera, selon toute vraisemblance, l'année de base sur laquelle sera appliquée la formule d'indexation du MRI du Distributeur¹³.

Dans la présente section, OC s'attarde au nouveau programme de maîtrise de la végétation proposé par le Distributeur ainsi qu'aux services professionnels.

¹¹ B-0025, p. 5.

¹² B-0020, p. 6.

¹³ R-3897-2014, D-2017-043, A-0142, p. 12.

Programme de maîtrise de la végétation

Pour assurer la qualité et la fiabilité de son réseau, le Distributeur réalise annuellement plusieurs types de travaux (élagage, abattage et déboisement) pour gérer la végétation autour d'un réseau aérien qui s'étend sur plus de 103 000 kilomètres et dont la moitié se trouve en milieu boisé. Un ensemble de constats amène le Distributeur à présenter cette année un plan d'action visant à « *répondre adéquatement aux préoccupations grandissantes de sa clientèle à l'égard de la fiabilité de l'alimentation électrique et d'aborder les questions de sécurité associées aux écarts entre les cycles réel et requis de dégagement* »¹⁴. Le plan propose d'accélérer les travaux d'élagage, de déboisement et d'abattage pour « *atteindre un dégagement adéquat sur un horizon de 5 ans* »¹⁵. Les constats sur lesquels se base le Distributeur peuvent se résumer aux points suivants :

1. Environ 48 % des portées ont des branches à moins de 60 cm des fils de moyenne tension représentant une zone de sécurité adéquate. De plus, le taux d'affectation qui mesure le nombre de portées par kilomètre de réseau affectées par la végétation incompatible est à plus de 50 %¹⁶.
2. Selon un balisage effectué en 2016 par CN Utility Consulting (CNUC), le coût moyen de contrôle de la végétation par mile de réseau du Distributeur se situait près la moyenne des entreprises du balisage entre 2011 et 2015¹⁷.
3. Le cycle de retour réel est actuellement de 5,98 ans, soit près de 2 ans de plus que le cycle requis fixé à 4 ans par le Distributeur. Ce dernier précise que plusieurs entreprises mentionnées au balisage sont en mesure de respecter un tel cycle de 4 ans¹⁸.
4. Le taux de panne lié à la végétation par 100 km basé sur les 85 % des jours les plus performants est en hausse de 42% sur la période 2007-2016¹⁹. Cette

¹⁴ B-0025, p. 31.

¹⁵ *Ibid.*, p. 33.

¹⁶ *Ibid.*, p. 26.

¹⁷ *Ibid.*, p. 27.

¹⁸ *Ibid.*

¹⁹ *Ibid.*, p. 30.

augmentation serait causée notamment par « *l'augmentation de la fréquence et de la violence des événements climatiques* »²⁰.

5. Un nombre important de frênes près des lignes du réseau de Distributeur sont affectés par l'agrile du frêne²¹.
6. Les municipalités sont « *de plus en plus nombreuses à solliciter le Distributeur afin que des actions concrètes soient mises en œuvre* »²².

Face à ces constats, le Distributeur propose l'augmentation du budget pour son programme de maîtrise de végétation. Les coûts totaux, composés de services externes et de masse salariale, passeraient de 67,5 M\$ en 2017 à 84,1 M\$ en 2018, pour se maintenir à près de 100 M\$ entre 2019 et 2023. Le Distributeur précise par ailleurs qu'une augmentation progressive est « *nécessaire afin d'assurer une augmentation de la capacité de réalisation des entrepreneurs, de limiter la pression sur les prix et de permettre l'habilitation de nouveaux employés spécialisés* »²³.

Comme l'illustre la figure tirée du balisage mené par CNUC²⁴, plusieurs entreprises publiques en Amérique du Nord ont des activités récurrentes de maintenance de la végétation. C'est le cas du distributeur ontarien Hydro One qui présente dans le cadre d'une application pour l'établissement de ses tarifs 2018-2022 (EB-2017-0049)²⁵ les résultats de son étude 2016 sur la maîtrise de la végétation. Cette étude, qu'OC dépose en annexe au présent mémoire²⁶, contient notamment les résultats du balisage du CNUC cité par le Distributeur²⁷. Sans faire le résumé de l'étude, OC note plusieurs éléments qui sont intéressants pour l'analyse des propositions du Distributeur :

²⁰ *Ibid.*, p. 28.

²¹ *Ibid.*, p. 30-31.

²² *Ibid.*, p. 31.

²³ *Ibid.*, p. 33.

²⁴ *Ibid.*, p. 27.

²⁵ EB-2017-0049, Exhibit C1 Tab1 Schedule 2, Summary Page 29

²⁶ L'étude *Hydro One Vegetation Management Study 2016* est tirée de l'Exhibit B1 Part 2 disponible sur le [site de l'OEB](#) (Application EB-2017-0049). L'Exhibit B1 Part 2 étant volumineux, OC reproduit en Annexe uniquement l'étude portant sur la maîtrise de la végétation.

²⁷ Hydro One Vegetation Management Study 2016, Appendix H.

- Hydro One opère un réseau de plus de 100 000 km dans des milieux à la fois ruraux et urbains²⁸ et dans lesquels la densité de consommateurs est faible²⁹.
- Hydro One se situe dans le haut de la distribution pour ce qui est du coût moyen des activités de maîtrise de la végétation, par kilomètre de réseau³⁰. Le Distributeur se compare favorablement à Hydro One.
- Au niveau des pannes liées à la végétation excluant les événements majeurs, Hydro One se situe sous la moyenne de l'échantillon³¹. Le Distributeur se compare également favorablement à Hydro One et l'ensemble des entreprises balisées.
- Le Distributeur se compare également favorablement pour ce qui est des indicateurs SAIFI et SAIDI qui excluent les événements majeurs³². Hydro One se situe plutôt dans le haut de la distribution.
- Les cycles visés (requis) et réels varient sensiblement entre les entreprises de l'échantillon³³ :
 - En moyenne, les cycles visés sont de 4,6 années et varient de 1 à 8 années. Les cycles réels sont en moyenne de 5,3 années et varient de 1 à 10 années.
 - En moyenne, les cycles visés en milieu urbain sont de 3,6 années et varient de 1 à 6 ans. Les cycles réels en milieu urbain sont en moyenne de 4,5 années et varient de 2 à 9,5 années.
 - En moyenne, les cycles visés en milieu rural sont de 5 années et varient de 1 à 10 ans. Les cycles réels en milieu rural sont en moyenne de 6,4 années et varient de 3 à 11,5 années.
- Hydro One se fixe des cycles qui varient selon le contexte urbain (4 années), rural (6 années) et éloigné (6,5 années)³⁴.

²⁸ Hydro One Vegetation Management Study 2016, p.1.

²⁹ *Ibid.*, p. 160.

³⁰ *Ibid.*, p. 208.

³¹ *Ibid.*, p. 44.

³² *Ibid.*, p. 45.

³³ *Ibid.*, p. 185.

³⁴ *Ibid.*, p. 35.

- Le CNUC recommande de ne pas se fier uniquement aux indicateurs de fiabilité traditionnels SAIFI et SAIFI et indique que « *reliability metrics that currently guide vegetation management do not measure or recognize the full extent of the UVM workload or forestry conditions* »³⁵.

En examinant ces résultats et après l'analyse des réponses fournies par le Distributeur aux DDR des intervenants et de la Régie, OC est d'avis que le Distributeur n'a pas suffisamment justifié le budget supplémentaire demandé pour son programme de maîtrise de la végétation. Plus particulièrement, la preuve n'établit pas que le cycle de retour optimal est de 4 ans pour l'ensemble du réseau, tel que le suggère le Distributeur. En outre, OC fait les constats et recommandations suivants :

- Le Distributeur devrait déposer l'ensemble des analyses soutenant qu'un cycle de retour de 4 ans est optimal pour son réseau.
- En moyenne, les cycles de retour des entreprises du balisage du CNUC sont de 5,3 années, une cible atteinte par le Distributeur en 2013 avec un budget similaire à celui de 2017.
- Les cycles de retour requis devraient être fixés selon la densité du réseau. À l'image d'Hydro One, OC estime que le Distributeur devrait se fixer des cibles selon les milieux urbains, ruraux et éloignés.
- OC estime, au contraire du Distributeur, que l'écart qu'il présente avec la moyenne des autres distributeurs, n'est pas « *une indication de besoins additionnels en maîtrise de la végétation* »³⁶. Le balisage montre que même si le Distributeur dépense en moyenne moins que les entreprises balisées, il se situe à des positions favorables au niveau des indicateurs de fiabilité et des taux de pannes liés à la végétation.
- Le Distributeur devrait distinguer dans son budget de maintenance les montants alloués à la lutte contre l'agrile du frêne. Hydro One présente par exemple un

³⁵ *Ibid.*, p. 74.

³⁶ B-0087, p. 41.

budget spécifique pour *Hazard Tree Removal*³⁷ qui représente environ 2 M\$ en 2018.

- OC est d'accord avec l'utilisation d'indicateur complémentaire aux indices de fiabilité traditionnels comme le *Taux de pannes lié à la végétation – 85% des jours les plus performants*. OC estime toutefois qu'il est difficile d'établir une tendance claire à la hausse à partir des chiffres fournis étant donné la variation importante d'une année à l'autre de l'indicateur (par exemple de 1,5 à 2 entre 2009 et 2010) et la courte période de temps³⁸.
- À l'instar des cycles de retour, OC estime que le Distributeur devrait être en mesure de fournir des indicateurs en fonction des milieux urbains, ruraux et éloignés.

En conséquence, en l'absence de justifications que le cycle de 4 ans est optimal pour le Distributeur, OC recommande à la Régie de refuser le budget demandé pour 2018. OC entend questionner le Distributeur lors de l'audience pour obtenir davantage de détails.

Advenant l'acceptation du programme de maîtrise de la végétation par la Régie tel que proposé par le Distributeur, OC demande à ce qu'un suivi serré des opérations soit mené annuellement. OC note que le Distributeur s'est fixé des cibles quant à la proportion de portées ayant des branches à moins de 60 cm (réduction de 20% d'ici 2023) et pour le taux de pannes liées à la végétation – 85 % des jours les plus performants (réduction de 14% d'ici 2023). OC soumet que les indicateurs de suivi du programme de maîtrise de la végétation pourraient être des candidats admissibles aux incitatifs financiers qui seront envisagés dans le cadre de la phase 3 de l'établissement du MRI en février prochain.

Services professionnels et autres

Comme le reconnaissait la Régie dans sa dernière décision tarifaire³⁹, la rubrique *Services professionnels et autres* affiche depuis 2011 des écarts prévisionnels substantiels entre les montants prévus et historiques, et ce en défaveur de la clientèle.

³⁷ Exhibit C1, Tab 1, Schedule 2, p. 29.

³⁸ B-0087, p. 40.

³⁹ R-3980-2016, p. 104.

OC note de la réponse à la demande de renseignement numéro 3 de la Régie⁴⁰ que même si le montant de l'année de base (81,8 M\$) est supérieur au montant ajusté octroyé par la Régie (73,8 M\$), il demeure sous le montant prévu par le Distributeur (88,1 M\$).

Pour l'année 2018, le Distributeur prévoit un montant de 93,6 M\$, une augmentation importante de 19,8 M\$ (27%) par rapport au montant autorisé par la Régie en 2017. OC estime que le contexte ne justifie pas une telle augmentation. Compte tenu des écarts chroniques observés ces dernières années, OC recommande à la Régie de fixer le montant des *Services professionnels et autres* en 2018 au niveau du montant de l'année de base (81,8 M\$) augmenté du taux d'inflation, ce qui reviendrait environ à une réduction de 10 M\$ par rapport au montant demandé par le Distributeur.

Nouvelle entente pour clients non MFR

Lors du dernier dossier tarifaire, la Régie demandait au Distributeur dans sa décision D-2017-022 de mener un suivi du projet pilote pour les clients ayant contracté des dettes importantes mais qui ne se qualifient pas pour les ententes ménages à faible revenu (MFR) du Distributeur⁴¹. Le Distributeur présente donc au présent dossier les résultats de ce projet pilote⁴².

Ce dernier, mené de 2014 à 2016, était constitué d'un groupe test de clients référés par les associations de consommateurs et se voyait offrir une entente de 24 mois, ainsi que d'un groupe témoin de clients pour lesquels les ententes allaient jusqu'à 12 mois. OC note à partir des résultats du projet pilote que 22 % des clients du groupe test sont parvenus au terme de l'entente, comparativement à 13 % des participants du groupe témoin, et que le taux d'encaissement de ces groupes a été respectivement de 39 et 22%. Le Distributeur souhaite aller de l'avant avec cette nouvelle entente qu'il estime utile⁴³.

⁴⁰ B-0080, p. 74.

⁴¹ D-2017-022, p. 198.

⁴² B-0025, p. 14-15.

⁴³ B-0025, p. 15.

Le Distributeur a précisé en réponse aux DDR des intervenants et de la Régie certains éléments du projet pilote comme les paramètres de sélection du groupe témoin et la comparabilité des deux groupes⁴⁴. OC comprend des réponses du Distributeur que cette nouvelle entente n'entraînerait pas de coûts administratifs additionnels étant donné que « *l'équipe qui utilisera cette entente est déjà en fonction depuis plusieurs années* »⁴⁵ et qu'elle « *aura donc un faible impact sur la DMC* »⁴⁶ étant donné le nombre restreint de clients et les montants radiés qui sont en majorité déjà provisionnés. Le Distributeur estime être en mesure de livrer la nouvelle entente en avril 2018⁴⁷.

OC souligne depuis plusieurs dossiers tarifaires⁴⁸ le besoin de flexibilité accrue dans l'offre des ententes de paiement notamment pour ce qui est des ménages qui se situent légèrement au-dessus du seuil de faible revenu et qui ne peuvent pas se qualifier pour les ententes MFR du Distributeur. OC est donc satisfaite de l'intégration de cette initiative dans le portefeuille d'ententes du Distributeur et soutient son déploiement au mois d'avril 2018. OC précise toutefois que l'entente ne règle pas l'entièreté du problème des ménages qui ne se qualifient pas comme MFR puisqu'elle priorisera les ménages fortement endettés. Le Distributeur indique qu'il « *évaluera les dossiers des clients référés par des associations de consommateurs ou identifiés par une équipe spécialisée à l'interne* »⁴⁹. OC encourage le Distributeur à conserver sa flexibilité pour l'ensemble des cas qui seront référés par les associations de consommateurs.

III. Intervention en efficacité énergétique

Les interventions en efficacité énergétique du Distributeur s'inscrivent maintenant dans un contexte où l'organisme Transition énergétique Québec (TEQ) travaille à définir son plan d'action qui viendra préciser les mesures adoptées pour atteindre les objectifs visés par la Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec. À cet égard, ce nouvel

⁴⁴ B-0087 et B-0091.

⁴⁵ B-0087, p. 46.

⁴⁶ B-0080, p. 61.

⁴⁷ *Ibid.*

⁴⁸ Voir notamment l'argumentation d'OC (C-OC-0022) du dossier R-3980-2016.

⁴⁹ B-0025, p. 15.

organisme mène présentement des consultations jusqu'en décembre 2018 sur plusieurs thèmes touchant la clientèle résidentielle⁵⁰. Le Distributeur discute actuellement avec TEQ, notamment dans le cadre de la bonification du programme Éconologis et la mise sur pied du centre d'accompagnement pour les MFR⁵¹, et il précise que « *l'impact de ce contexte sur le activités du Distributeur en matière d'efficacité énergétique se précisera au cours de l'année* »⁵². OC suggère qu'un portrait de ce nouveau contexte, comprenant une analyse de l'impact des nouvelles activités de TEQ sur les programmes en efficacité énergétique du Distributeur, soit déposé lors de la prochaine cause tarifaire.

Au présent dossier, le Distributeur présente des interventions en efficacité énergétique qui sont sensiblement les mêmes qu'au précédent dossier tarifaire. Il prévoit ainsi que ses interventions totaliseront 450 GWh en 2018, en hausse par rapport aux économies de 433 GWh anticipées en 2017. Au niveau des programmes de gestion de la demande en puissance, il est prévu des contributions de 400 MW en 2018 par rapport aux 253 MW anticipés en 2017⁵³. L'ensemble des interventions en efficacité énergétique ont totalisé 85 M\$ en 2017, soit 20 M\$ de moins que le montant autorisé en 2017. Cet écart s'explique principalement par le report de projet au niveau des *Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-eau*. OC discute de ce programme dans les prochains paragraphes. Pour l'année 2018, un budget total de 110 M\$ est demandé.

Charges interruptibles résidentielles

Pour la troisième année consécutive, le Distributeur n'a pas été en mesure de déployer son programme *Charges interruptibles résidentielles - Chauffe* annoncé initialement dans le dossier R-3905-2014. Le principal frein au lancement du programme est le risque de prolifération de la légionelle dans les chauffe-eau et l'appui manquant à cet égard des autorités publiques québécoises en matière de santé publique, dont la Direction générale de la Santé publique (DGSP) et l'Institut national de santé publique du Québec (INSPQ).

⁵⁰ <https://consultation.teq.gouv.qc.ca/>

⁵¹ B-0091, p. 47.

⁵² B-0041, p. 5.

⁵³ B-0041, p. 6.

En effet, le Distributeur précisait lors des audiences de la dernière cause tarifaire qu'il n'avait pas obtenu à ce jour l'appui de l'INSPQ⁵⁴.

Pour l'année témoin 2018, le Distributeur demande un budget de 24 M\$ pour le programme de gestion de la demande en puissance *Charges interruptibles résidentielles*. Il indique qu'il « *évalue différentes solutions* » pour obtenir l'appui des autorités comme l'INSPQ pour son projet visant les chauffe-eau⁵⁵. Le Distributeur annonce également que des projets seront menés à l'hiver 2017-2018 pour le chauffage central et le chauffage à plinthes⁵⁶.

OC a questionné le Distributeur dans sa DDR sur l'état d'avancement des différents volets des *Charges interruptibles résidentielles*⁵⁷. OC a également consulté la preuve relative au programme *Charges interruptibles résidentielles – chauffe-eau* déposée dans le cadre du dossier R-3986-2016⁵⁸ ainsi que l'état d'avancement 2017 du plan d'approvisionnement 2017-2026⁵⁹. Compte tenu des réponses offertes et de l'état d'avancement des projets, OC remet en question le budget demandé en 2018 pour les *Charges interruptibles résidentielles*.

En effet, il ressort de la preuve additionnelle déposée au dossier R-3986-2016 que les responsables gouvernementaux québécois de la santé publique ne donneront vraisemblablement pas leur aval au projet et qu'Hydro-Québec évalue actuellement, en collaboration avec ses partenaires, un ensemble de solutions alternatives⁶⁰. Or, ces solutions demanderont vraisemblablement du temps avant d'être disponibles et applicables au marché résidentiel. Hydro-Sherbrooke, qui disposait d'un programme d'interruption de chauffe-eau depuis 20 ans, est actuellement à démanteler ses équipements⁶¹.

⁵⁴ R-3980-2016, C-OC-0022, p. 5-7.

⁵⁵ B-0041, p. 11.

⁵⁶ *Ibid.*, p. 11-12.

⁵⁷ B-0091, p. 37-38.

⁵⁸ R-3986-2016, B-0081.

⁵⁹ Déposé en suivi du plan d'approvisionnement 2017-2026.

⁶⁰ R-3986-2016, B-0081, p. 12.

⁶¹ *Ibid.*, p. 13.

D'autres projets de charges interruptibles sont envisagés par le Distributeur, comme les projet *Charges de chauffage central interruptibles* et *Charges de chauffage à plinthes interruptibles*. Ces deux projets feront l'objet d'une évaluation à l'hiver 2017-2018 et leur déploiement « *devra être analysé à la lumière des résultats du projet pilote mais également à l'introduction d'options de tarification dynamique* »⁶². Le Distributeur précise dans l'état d'avancement 2017 du plan d'approvisionnement en parlant de la tarification dynamique « *qu'il devra s'assurer de la cohérence de cette nouvelle offre tarifaire avec les autres mesures et programmes de gestion de la demande en puissance existants* »⁶³. En ce qui concerne le projet *Charges de chauffage central interruptibles*, le Distributeur mentionnait le 31 décembre dernier des « *difficultés à mettre les processus informatiques en place* » et qu'il « *n'est pas en mesure de préciser si le projet sera réalisé au moment prévu* »⁶⁴.

En somme, étant donné les écarts observés ces dernières années et les incertitudes au niveau des différents volets mentionnés plus haut, OC recommande à la Régie de refuser le budget demandé par le Distributeur pour les *Charges interruptibles résidentielles*. OC suggère, à l'instar de la décision D-2017-022⁶⁵, de limiter le montant à la tenue des projets pilotes que mènera le Distributeur. OC souhaitera questionner le Distributeur en audiences afin de mieux comprendre comment il entrevoit le développement des programmes résidentielles de gestion de la puissance à la lumière de l'instauration d'une option de tarification dynamique ainsi que sur les problèmes informatiques liés au projet pilote *Charges de chauffage central interruptibles*.

IV. Stratégie tarifaire

Le Distributeur propose les stratégies tarifaires applicables pour l'établissement des tarifs 2018-2019 aux différentes catégories de clients à la pièce B-0047. Les stratégies et autres

⁶² B-0091, p. 38.

⁶³ État d'avancement 2017, p. 13.

⁶⁴ *Ibid.*, p. 14.

⁶⁵ R-3980-2016, A-0063, p. 144.

modifications tarifaires qui sont présentées font suite à l'Avis, dans lequel la Régie propose notamment de mettre en place une option de tarification dynamique pour les heures critiques et de tenir une consultation publique pour revisiter les paramètres de l'option de mesurage net. Les stratégies tarifaires proposées par le Distributeur pour les tarifs applicables à la clientèle domestique s'inscrivent également en continuité avec la révision tarifaire débattue lors des deux derniers dossiers tarifaires.

Tel que mentionné en introduction, la Régie a reporté par sa décision D-2017-105 l'examen de l'option de mesurage net en réseau intégré dans un dossier distinct à être déposé au courant de 2018⁶⁶. Par sa décision D-2017-121 du 8 novembre 2017⁶⁷, la Régie a également retiré du présent dossier l'analyse de l'enjeu de la tarification dynamique qui se centrait sur le projet pilote que mènera le Distributeur à l'hiver 2017-2018. En conséquence, OC ne présente pas de preuve sur ces enjeux. OC suivra avec intérêt l'évolution de ces enjeux et, comme mentionné en introduction, invite le Distributeur à consulter les associations de consommateurs lors du développement de la future option de tarification dynamique.

Tarif D

La hausse demandée par le Distributeur pour la clientèle domestique au tarif D est de 1,1 %. Cette hausse est reflétée dans les différentes composantes de la structure du tarif D selon les ajustements proposés par le Distributeur qui se résument à :

- *gel de la redevance d'abonnement à 40,64 ¢ par jour) ;*
- *hausse du seuil de la 1^{ère} tranche de 33 à 36 kWh par jour;*
- *hausse uniforme des prix d'énergie ;*
- *introduction d'un montant mensuel minimal de 15,18 \$ pour l'alimentation en monophasé et de 18,27 pour l'alimentation en triphasé.⁶⁸*

⁶⁶ D-2017-105, p. 7.

⁶⁷ D-2017-121, p. 5.

⁶⁸ B-0047, p. 22.

La structure du tarif D proposée pour 2018 ainsi que la structure cible sont présentées au tableau suivant :

Tableau 1- Structure tarifaire au tarif D proposée par le Distributeur pour 2018 et structure cible⁶⁹

Composantes tarifaires	Tarifs 2017	Tarifs 2018	Cible
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	40,64
Seuil de la 1 ^{ère} tranche (kWh/jour)	33	36	40
Prix de l'énergie – 1 ^{ère} tranche (¢/kWh)	5,82	5,98	5,99
Prix de l'énergie – 2 ^{ème} tranche (¢/kWh)	8,92	9,17	9,17
Facture minimale – monophasé (\$/mois)	-	15,18	20
Facture minimale – triphasé (\$/mois)	-	18,27	60

OC note que la structure proposée par le Distributeur respecte de manière générale les orientations approuvées par la Régie dans le cadre de la révision du tarif domestique entreprise lors des deux derniers dossiers tarifaires. OC avait donné son appui à plusieurs des modifications proposées dans le cadre de ces dossiers.

Ainsi, OC maintient son appui à l'augmentation du seuil de la 1^{ère} tranche, une mesure à l'avantage des MFR qui permet de facturer à un prix plus bas une partie de la consommation inélastique des clients résidentiels.

Dans le même ordre d'idée, OC maintient également son appui à l'introduction de la facture minimale pour des raisons d'équité entre clients. Dans une optique où la redevance d'abonnement couvrait environ 55 % des coûts d'abonnement en 2015⁷⁰, OC favorise l'introduction de la facture minimale plutôt que l'augmentation de la redevance d'abonnement, ce qui encore une fois est à l'avantage des MFR. OC note que la Régie avait suspendu son application lors du précédent dossier tarifaire étant donné l'Avis qui devait être publié mais qu'elle avait réitéré son appui à l'introduction de la mesure. OC souligne que l'introduction de la facture minimale affectera, en plus des clients ayant des

⁶⁹ *Ibid.*, p. 10 et 18.

⁷⁰ D-2017-022, p. 172.

propriétés vacantes, les autoproducteurs et qu'il faudra en tenir compte lors du dossier à venir sur l'option de mesurage net.

Finalement, pour une deuxième année consécutive le Distributeur propose une hausse uniforme des prix de l'énergie. Il justifie sa demande principalement par l'impact potentiel de l'autoproduction. Notamment, il indique que « *Face à ce nouveau défi, le Distributeur réitère qu'il est impératif de revoir la stratégie tarifaire et d'être vigilant quant aux conséquences de l'accroissement du prix de la 2^{ème} tranche d'énergie du tarif D* »⁷¹.

Bien que l'autoproduction est un phénomène qui est appelé à grandir et qui soulève des enjeux importants, OC n'est pas convaincue de la nécessité de retenir ce critère quant à la détermination du prix de la 2^{ème} tranche qui affecte l'ensemble de la clientèle. La preuve au dossier montre que 147 clients sont actuellement facturés à l'option de mesurage net en date d'octobre 2017⁷². Lors du dossier R-3972-2016, le Distributeur disait d'ailleurs que « *L'autoproduction d'électricité demeure pour l'instant très marginale au Québec, avec un peu plus d'une centaine de clients qui participent à l'option de mesurage net du Distributeur et moins d'une vingtaine de nouvelles adhésions chaque année* »⁷³.

OC recommande l'adoption d'une hausse différenciée des prix de l'énergie, un concept qu'a maintenu la Régie dans sa dernière décision tarifaire⁷⁴. L'impact de ce scénario alternatif déposé en réponse à la demande de renseignement de l'ACEFQ montre des impacts plus faibles pour les petits consommateurs⁷⁵. OC recommande l'application de ce scénario. Alternativement, OC recommande à la Régie d'allouer la hausse comme l'année tarifaire dernière, soit 40% en première tranche et 60% en deuxième tranche.

Comme le précisait la Régie le précisait dans la décision D-2017-022, « *L'intensification du signal de prix en 2e tranche et l'allègement de la facture des petits consommateurs,*

⁷¹ B-0047, p. 17.

⁷² B-0091, p. 44.

⁷³ R-3972-2016, C-HQD-0004, p. 58.

⁷⁴ D-2017-022, p. 171.

⁷⁵ B-0083, p. 46.

où se retrouve la majorité des MFR, sont des objectifs retenus par le passé les deux motifs principaux sur lesquels s'appuyait la Régie dans sa décision D-2016-033 »⁷⁶.

Option de mesurage net en réseaux autonomes

Bien que l'option de mesurage net en réseau intégré sera analysée lors d'une demande à être déposée en 2018, la Régie a, dans sa décision D-2017-105, jugé important de considérer dès cette année l'évaluation des modalités applicables aux réseaux autonomes⁷⁷.

Tel qu'il est construit actuellement, l'option de mesurage net s'applique aux clients des tarifs D, DM, DN et G conditionnellement à ce que leur puissance maximale appelée (PMA) ne dépasse pas 50 KW. Les injections d'électricité dans le réseau du Distributeur par l'autoproduiteur sont comptabilisées dans une banque de surplus qui sert par la suite à réduire les kWh facturés par le Distributeur⁷⁸.

Pour justifier les changements qu'il propose à l'option de mesurage net, le Distributeur indique que l'option « *accorde le même prix, soit la même valeur économique aux kWh injectés sur le réseau du Distributeur qu'aux kWh vendus par le Distributeur. Conséquemment, aucune valeur économique n'est attribuée au service de stockage et d'équilibrage dont bénéficie l'autoproduiteur* »⁷⁹. Pour notamment limiter le transfert de coûts aux autres clients, le Distributeur propose d'utiliser une mesure qui reflète mieux le coût évité en énergie, soit le coût évité en combustible des centrales selon le carburant utilisé (17 ¢/kWh pour le mazout lourd, 33 ¢/kWh pour le diesel léger et 47 ¢/kWh pour le diesel arctique lourd). Pour le réseau de Schefferville, le Distributeur propose d'utiliser le coût de 2,92 ¢/kWh qui représente le coût évité incluant pertes en réseau intégré.

OC est sensible à l'argument du Distributeur au niveau de l'enjeu d'équité qui est soulevé lorsqu'on analyse la compensation offerte aux autoproduiteurs. En ce sens, elle estime

⁷⁶ D-2017-022, p. 165.

⁷⁷ D-2017-105, p. 7.

⁷⁸ B-0047, p. 47.

⁷⁹ *Ibid.*, p. 48.

que les propositions du Distributeur sont un bon point de départ et elle recommande l'adoption des propositions du Distributeur. OC note que le coût évité en combustible détermine en très grande partie des coûts évités en énergie des réseaux autonomes.

Par ailleurs, OC note que les options de mesurage net de provinces comme l'Ontario et la Colombie-Britannique comprennent des limitations sur la puissance maximale qui varient. BC Hydro fait par exemple la distinction entre projet « simple » (PMA jusqu'à 27 kW) et « complexe » (PMA jusqu'à 100 kW)⁸⁰. Une PMA spécifique s'applique aux projets développés par les premières nations, où la PMA peut varier de 100 kW à 1 MW⁸¹. En Ontario, les programmes FIT et microFIT sous la gestion de l'*Independent Electricity System Operator* offrent également des limites maximales différentes de PMA⁸².

OC note que le critère de limitation de la PMA est déterminé par des aspects techniques et que son élargissement est associé à des coûts plus élevés⁸³. Le critère fera l'objet d'une étude plus complète lors du dossier à venir sur l'option de mesurage net en réseau intégré et devrait, le cas échéant, pouvoir être révisé pour l'ensemble des options de mesurage net.

V. Suivi des mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu

Comme lors des trois précédents dossiers tarifaires, le Distributeur présente l'état d'avancement des mesures visant à soutenir les MFR. OC commente brièvement les différentes initiatives dans les prochains paragraphes.

Collaboration avec les associations de consommateurs

Depuis cette année, le Distributeur finance les associations de consommateurs pour le rôle d'accompagnement qu'elles jouent auprès des clients résidentiels en difficulté financière, et ce à hauteur de 300 000 \$ distribués en parts égales entre les

⁸⁰ <https://www.bchydro.com/work-with-us/selling-clean-energy/net-metering.html>

⁸¹ <https://www.bchydro.com/work-with-us/selling-clean-energy/micro-sop.html>

⁸² <http://www.energy.gov.on.ca/en/fit-and-microfit-program/>

⁸³ B-0092, p. 4.

associations⁸⁴. En 2018, le Distributeur propose de financer les associations à hauteur de 600 000\$ et d'indexer le montant pour les années subséquentes⁸⁵. OC est heureuse de constater que le Distributeur reconnaît maintenant la valeur de ses activités d'accompagnement budgétaires. OC continuera de participer au comité de financement où est présentement discuté la méthode de répartition du financement.

Entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu

Proposé initialement dans le cadre du dossier R-3905-2014, le Distributeur mène depuis février 2017 un projet pilote pour expérimenter une entente qui tient compte de la proportion des dépenses que les ménages allouent à l'électricité. Le projet pilote cible des clients qui se situent à 50% et moins du seuil de faible revenu de Statistique Canada. Des versements limités à 5 et 6% du revenu des clients sont testés. Pour évaluer les résultats du projet pilote, le Distributeur compare le taux d'encaissement des groupes tests et témoins constitués de 54 ménages chacun⁸⁶. Selon les derniers résultats disponibles⁸⁷, soit en date du 2 octobre dernier, les taux d'encaissement des groupes tests et témoin sont respectivement de 71 % et 70%.

En réponse à la DDR de l'ACEFQ, le Distributeur dit être en mesure de livrer l'entente à partir d'avril 2018. Il indique que même si « *les résultats du projet pilote ne soient pas concluant, le Distributeur est d'avis que cette entente pourrait réduire le taux d'effort des clients s'y qualifiant et, par conséquent, est ouvert à sa mise en place* »⁸⁸.

Tel qu'elle le mentionnait lors des derniers dossiers tarifaires⁸⁹, OC est favorable à l'introduction de la prise en compte du taux d'effort à l'intérieur d'une entente qui vise une clientèle particulièrement vulnérable, ce qui vient répondre par ailleurs aux préoccupations gouvernementales comprises dans le décret 814-2014. OC recommande donc à la Régie d'aller de l'avant avec la bonification de l'entente pour la clientèle à très

⁸⁴ B-0051, p. 4.

⁸⁵ *Ibid.*

⁸⁶ B-0083, p. 62.

⁸⁷ *Ibid.*, p. 64.

⁸⁸ *Ibid.*

⁸⁹ R-3980-2016, C-OC-0022, p. 3.

faible revenu. OC suggère que le Distributeur dépose les résultats finaux du projet pilote lors du prochain dossier tarifaire afin d'apprécier si certains paramètres de l'entente doivent être raffinés.

Effacement graduel de la dette

Le Distributeur présente également l'état d'avancement d'un deuxième projet pilote, celui-ci portant sur l'effacement graduel de la dette. En cours depuis février 2017, ce projet cherche à évaluer si un effacement graduel de la dette, plutôt qu'au terme de 12 et 24 mois, permet d'améliorer le taux d'encaissement.

Les résultats du projet pilote en date du 2 octobre 2017 montrent des taux d'encaissement de 78% et 77% auprès des groupes test et témoin respectivement⁹⁰. OC note que des montants importants sont associés au développement de cette entente, notamment à cause de radiations additionnelles moyennes de 20% pour des ententes non respectées⁹¹. Le Distributeur estime les coûts à 14,2 M\$ sur les radiations brutes et 1,7 M\$ sur la DMC en 2018, en plus des coûts de développement informatique de 200 000\$. En réponse à la DDR de l'ACEFQ, le Distributeur précise que son évaluation de l'impact financier se base sur « *des hypothèses et données historiques* » et que le projet pilote est en cours depuis moins d'un an alors « *il n'est pas possible d'utiliser les données relatives aux ententes de paiement respectées et non respectées du projet pilote pour établir l'impact financier* »⁹².

Étant donné que les résultats du projet pilote ne sont pour le moment pas concluants et que la mesure est associée à des coûts potentiellement élevés pour la clientèle, OC recommande à la Régie de reporter la décision d'aller de l'avant avec l'entente une fois que des résultats portant sur une plus longue période seront disponibles, soit au prochain dossier tarifaire. OC estime d'abord que le taux d'encaissement est susceptible de varier plus significativement à mesure que l'entente progresse dans le temps. Également, des

⁹⁰ B-0091, p. 46.

⁹¹ B-0051, p. 7.

⁹² B-0083, p. 66.

résultats plus avancés pourront permettre d'affiner la méthode de calcul des impacts financiers de l'établissement de l'entente avec effacement graduelle de la dette.

Interventions en efficacité énergétique

Dans son mémoire déposé lors de la dernière cause tarifaire⁹³, OC soulignait la diminution constante depuis plusieurs années des MFR bénéficiant des interventions en efficacité énergétiques du Distributeur et organisées autour de l'*Offre Ménages à faible revenu* ainsi que du programme Éconologis maintenant géré par l'organisme TEQ.

OC montrait également la présence d'écart chroniques, en défaveur de la clientèle, entre les budgets autorisés et réels de l'*Offre Ménages à faible revenu* et estimait qu'il était « *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 constate dans le dernier rapport annuel du Distributeur déposé en mai 2017 que seulement 3 des 10 M\$ autorisés par la Régie ont été effectivement dépensés dans le cadre de l'*Offre Ménages à faible revenu*⁹⁴. Le Distributeur explique dans son rapport qu'il « *a dû renoncer à mettre en place en 2016 un Centre d'accompagnement pour les ménages à faible revenu* ».

Par sa décision D-2017-022, la Régie demandait au Distributeur de mettre en place à l'interne le centre d'accompagnement envisagé et destiné à coordonner les efforts visant les MFR. Dans le présent dossier, le Distributeur précise qu'il est à finaliser le déploiement du centre d'accompagnement et que des discussions avec TEQ sont en cours. Ces discussions portent notamment sur « *les stratégies à déployer afin de maximiser la participation des clients MFR* »⁹⁵. En réponse à la DDR d'OC, le Distributeur précise certains détails :

« Le Distributeur envisage déployer le centre d'accompagnement en deux phases. Dès avril 2018, le centre d'accompagnement pourrait effectuer la validation de l'admissibilité

⁹³ R-3980-2016, C-OC-0008, p. 24-29.

⁹⁴ Rapport annuel 2016, HQD7-D3, p. 7.

⁹⁵ B-0051, p. 9.

des clients MFR et offrir les ententes de paiement personnalisées avec notamment l'introduction de la nouvelle entente plus généreuse, le cas échéant. À l'automne 2018, le centre d'accompagnement débiterait les transferts accompagnés des clients présentant une forte consommation vers TEQ »⁹⁶

OC est heureuse de constater que les clients MFR du Distributeur pourront disposer d'un centre unique venant harmoniser l'offre de services dont ils disposent à partir du mois d'avril 2018. OC encourage le Distributeur à poursuivre ses discussions avec TEQ pour trouver des solutions afin de rejoindre un plus grand nombre de MFR et elle invite à faire part des résultats de ces discussions avec les associations de consommateurs lors des rencontres des groupes de travail.

⁹⁶ B-0091, p. 48.

VI. Conclusions

OC recommande à la Régie de refuser l'augmentation demandée par le Distributeur au programme maîtrise de la végétation en attendant les justifications nécessaires.

OC recommande à la Régie de limiter le montant demandé en 2018 pour les Services professionnels et autres au montant de l'année de base majoré du taux d'inflation.

OC recommande à la Régie d'accepter la mise en place de la nouvelle entente visant les clients non MFR.

OC recommande à la Régie de refuser le budget demandé pour la rubrique des interventions en efficacité énergétique *Charges interruptibles résidentielles*. OC suggère de limiter le budget aux montants nécessaires à la tenue des différents projets pilotes.

OC recommande à la Régie d'accepter les propositions relatives à la structure tarifaire du tarif D, à l'exception de la hausse uniforme proposée aux prix de l'énergie. OC recommande d'appliquer une hausse deux fois plus grande sur le prix de la deuxième tranche que de la première. Alternativement, OC recommande d'appliquer une hausse de 60 % en deuxième tranche et de 40 % en première tranche.

OC recommande à la Régie d'accepter les propositions du Distributeur relatives à l'option de mesurage net en réseau autonomes.

OC recommande à la Régie d'aller de l'avant avec la bonification de l'entente visant les ménages à très faible revenu qui introduit la notion de taux d'effort. Quant à l'effacement graduel de la dette, OC suggère de reporter la décision d'aller de l'avant à la prochaine cause tarifaire.

Le tout respectueusement soumis.