

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

*Demande relative à l'établissement des tarifs
d'électricité pour l'année tarifaire 2019-2020 ;*

No: R-4057-2018

HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse

- ET -

OPTION CONSOMMATEURS
Intervenante

MÉMOIRE D'OPTION CONSOMMATEURS

Table des matières

I.	Introduction	2
II.	Suivi de la stratégie visant à soutenir les ménages à faible revenu (MFR)	3
	Suivi de la mise en place de l'entente plus généreuse	3
	Suivi concernant l'effacement graduel de la dette	4
	Suivi concernant le centre d'accompagnement.....	4
III.	Propositions liées à l'implantation du MRI du Distributeur.....	7
	Indicateurs de qualité du service à lier au MTÉR et méthode de liaison.....	7
	Clause de sortie.....	14
	Échéancier pour la réalisation de l'étude de productivité multifactorielle (PMF)	16
IV.	Propositions relatives aux facteurs Y et Z	17
	Contributions à des projets de raccordement.....	17
	Facteur Z générique.....	18
	Révision de durée de vie utile des transformateurs	19
V.	Stratégie tarifaire	20
	Tarifification dynamique.....	20
	Commentaires d'OC	23
VI.	Conclusions	25

I. Introduction

Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) déposait le 27 juillet 2018 devant la Régie de l'énergie (la Régie) une demande pour l'établissement des tarifs d'électricité applicables au 1^{er} avril 2019. Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser une augmentation des tarifs de 0,8 % pour l'ensemble de la clientèle sauf pour les clients industriels au tarif L épargnés de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale¹. Cette demande s'inscrit dans le cadre de la première année d'application de la formule d'indexation du mécanisme de réglementation incitative (MRI) du Distributeur dont plusieurs modalités ont été déterminées lors de la dernière cause tarifaire².

La Régie accordait à Option consommateurs (OC) le statut d'intervenant au présent dossier dans sa décision procédurale D-2018-129³. Dans sa demande d'intervention, OC indiquait qu'elle entendait intervenir sur 5 enjeux, soit :

1. Le suivi de la stratégie visant à soutenir les ménages à faible revenu ;
2. Les propositions liées à l'implantation du MRI du Distributeur ;
3. Les propositions relatives aux facteurs Y et Z ;
4. Les coûts évités ;
5. La stratégie tarifaire.

OC constate que 7 des 12 intervenants⁴ reconnus au présent dossier souhaitent traiter de la question des coûts évités dans le réseau intégré. OC note également que le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) a annoncé le dépôt d'un rapport d'expertise sur cet enjeu⁵. En conséquence et suivant le souhait exprimé par la Régie au niveau de la coordination des intervenants⁶, OC ne traitera pas de cet enjeu dans le présent

¹ B-0006, p. 5.

² Dossier R-4011-2017, D-2018-067.

³ D-2018-129, p. 11.

⁴ ACEFQ, AHQ-ARQ, AQCIE-CIFQ, FCEI, OC, RNCREQ et SÉQLPA.

⁵ C-RNCREQ-0012.

⁶ D-2018-129, p. 16, paragraphe 19.

mémoire. Elle verra à commenter, le cas échéant, les propositions des intervenants lors de l'audience.

OC présente dans les prochaines sections ses recommandations sur les autres enjeux identifiés dans sa demande d'intervention⁷.

II. Suivi de la stratégie visant à soutenir les ménages à faible revenu (MFR)

Suivi de la mise en place de l'entente plus généreuse

Depuis le mois d'avril 2018, le Distributeur offre une nouvelle entente personnalisée, l'entente Solution B Plus, à ses clients à très faible revenu, soit ceux dont le revenu est inférieur ou égal à 50 % du seuil de faible revenu⁸. Ces clients doivent verser mensuellement un montant équivalent à 5 % de leur revenu brut mensuel. Ils étaient 1 730 à profiter de cette entente au 30 juin 2018⁹ et le Distributeur estime que ce nombre grimpera à 4 000 ententes en 2018 et 5 500 en 2019¹⁰. En réponse à la DDR de la Régie¹¹, le Distributeur précise qu'il doit attendre la fin du terme des ententes, dont la durée est de 24 mois, avant d'évaluer l'impact sur le taux d'encaissement. Toutefois, il note une amélioration dans le taux d'encaissement des ententes personnalisées et de l'ensemble des ententes MFR entre avril 2017 et septembre 2018, respectivement de 70 % à 74 % et de 67 % à 71 %.

OC est heureuse constater la mise en place de l'entente plus généreuse, une proposition qu'elle avait appuyée lors des derniers dossiers tarifaires¹² et présentée par le Distributeur pour la première fois dans le dossier R-3905-2014¹³. L'expérience que va acquérir le Distributeur dans les prochaines années et le suivi de l'évolution du taux d'encaissement permettra d'évaluer si les

⁷ Le présent mémoire a été préparé par Jules Bélanger, économiste chez OC, avec la participation de Roger Higgin.

⁸ B-0006, p. 23.

⁹ B-0006, p. 23.

¹⁰ B-0062, p. 4.

¹¹ B-0062, p. 5.

¹² R-4011-2017, C-OC-0011, p. 9.

¹³ R-3905-2014, B-0125, p. 9.

modalités de la Solution B Plus, dont le seuil (fixé à 50 %) et le montant à verser, peuvent être améliorées.

Suivi concernant l'effacement graduel de la dette

OC prend note de la décision du Distributeur de ne pas aller de l'avant avec la mise en place de la mesure d'effacement graduel de la dette suite aux résultats du projet pilote¹⁴. Ceux-ci montrent que les taux d'encaissement et le taux d'entente menée à terme sont inférieurs pour le groupe test en comparaison avec le groupe témoin. OC encourage le Distributeur à poursuivre ses efforts pour développer et tester d'autres types de mesures.

Suivi concernant le centre d'accompagnement

Le Distributeur présente le suivi des deux phases d'implantation du nouveau centre d'accompagnement pour les MFR. Depuis sa mise en place en avril 2018, 21 800 cas ont été traités¹⁵. Parmi les nouveautés, le Distributeur explique qu'un outil automatise dorénavant le choix de l'entente en fonction du revenu du MFR. Les seuils de revenu utilisés et les ententes correspondantes sont présentés en réponse à la DDR d'OC¹⁶ et reproduits ci-dessous :

Tableau 1 - Seuils d'admissibilité par catégories d'ententes

Catégories d'ententes	Seuil de faible revenu
Ententes grand public	> 120%
Entente sans frais d'administration (CFR)	> 100%
Entente personnalisée Solution A	> 75%
Entente personnalisée Solution B	> 50%
Entente personnalisée Solution B Plus	< 50%

Le Distributeur précise que cette automatisation dégage du temps aux représentants pour accompagner les clients MFR : « *Le représentant s'assure que le client comprend bien les modalités de l'entente. Il discute du choix de la date des versements afin de les faire concorder*

¹⁴ B-0006, p. 23.

¹⁵ B-0074, p. 3.

¹⁶ B-0074, p. 5.

avec ses entrées de fonds. Il prend le temps d'expliquer clairement la nature des documents de preuve de revenu à fournir ainsi que la méthode d'envoi »¹⁷. L'outil permet également de considérer le parcours du client lorsque vient le temps de lui offrir l'entente passerelle ou l'entente dite de « dernière chance »¹⁸. Cette dernière est maintenant offerte lorsqu'un client MFR échoue une entente à deux reprises alors qu'auparavant, selon la compréhension d'OC, le Distributeur lui offrait une entente grand public ou sans frais d'administration. L'entente de « dernière chance » est accompagnée de modalités de suivi plus serrées¹⁹.

Questionné à savoir si les représentants offrent l'entente la mieux adaptée au revenu du MFR lorsqu'un client les contacte pour la première fois²⁰, le Distributeur répond qu'il offre d'abord l'entente sans frais d'administration et que ce n'est qu'après un échec qu'il lui offrira une entente basée sur son revenu.

Finalement, le Distributeur indique qu'il ne peut procéder au transfert accompagné des clients MFR vers Transition énergétique Québec (TEQ) puisque le système téléphonique de TEQ ne le permet pas.

OC comprend que le nouvel outil dont s'est doté le Distributeur améliore ses processus de sélection à l'aide de balises qui automatisent le choix de la « meilleure » entente pour les clients MFR. Toutefois, OC soumet que ces balises ne doivent pas être limitatives et devenir un frein à l'offre de modalités différentes pour les clients MFR qui vivent des situations particulières, par exemple des personnes atteintes de maladies graves. OC constate depuis la mise en place du centre d'accompagnement que l'utilisation de cet outil par les représentants du Distributeur rigidifie le processus d'offre des modalités d'ententes de paiement. OC encourage le Distributeur à maintenir, en complémentarité avec le nouvel outil, une flexibilité dont il a fait preuve par le passé.

¹⁷ B-0074, p. 6.

¹⁸ B-0074, p. 5.

¹⁹ B-0074, p. 7.

²⁰ B-0074, p. 6.

OC soumet également que le nouvel outil devrait être utilisé dès le premier contact avec le client MFR pour qu'il puisse bénéficier d'une entente adaptée à ses revenus. OC comprend des commentaires du Distributeur qu'un client MFR qui contacte le centre d'accompagnement pour la première fois se verra offrir l'entente sans frais d'administration, plutôt qu'une entente personnalisée à son revenu.

Finalement, OC constate que l'objectif initial²¹ du centre d'accompagnement en matière d'efficacité énergétique ne sera pas atteint à brève échéance. Les systèmes téléphoniques de TEQ empêchent présentement le transfert accompagné du client MFR avec un représentant du Distributeur vers l'offre de solutions adaptées à sa situation. De plus, selon la compréhension d'OC, un client qualifié par le Distributeur devra repasser par un processus de qualification avec TEQ pour pouvoir bénéficier du programme Éconologis²². OC souligne que le centre d'accompagnement était une mesure inscrite à titre de programme en efficacité énergétique dans les précédents dossiers tarifaires²³. Étant donné qu'il demeure l'intervenant le mieux placé pour identifier les clients MFR à forte consommation d'énergie qui bénéficieraient des mesures d'un programme comme Éconologis, OC encourage le Distributeur à poursuivre ses efforts pour collaborer avec TEQ et harmoniser l'offre de services visant les MFR.

²¹ La proposition initiale du Distributeur prévoyait « un diagnostic de leur consommation d'électricité suivi d'une proposition de mesures visant la réduction de leur consommation ». R-3905-2014, B-0125, p. 12.

²² B-0074, p. 8.

²³ Voir par exemple R-3980-2016, B-0043, p. 10

III. Propositions liées à l'implantation du MRI du Distributeur

Indicateurs de qualité du service à lier au MTÉR et méthode de liaison

Comme le souligne le Distributeur dans sa preuve²⁴, le partage des écarts de rendement durant le premier terme du MRI est conditionnel au maintien, ou à l'amélioration, de la qualité du service. Pour ce faire et tel que décidé par la Régie²⁵, des indicateurs de qualité de service, inspirés de ceux examinés dans les dossiers tarifaires et dont l'historique est suffisamment long, doivent être liés au MTÉR selon 5 champs d'intervention.

Le Distributeur présente donc sa proposition à cet égard. Celle-ci est similaire à la proposition du Transporteur pour son MRI²⁶ et s'oriente autour d'un indice global du maintien de la qualité du service (l'IMQ) dont la dégradation, au-delà d'une zone tampon, réduit la part des écarts de rendement à laquelle aurait droit le Distributeur en fonction du MTÉR.

Lors de la sélection des indicateurs de performance pour l'IQM, le Distributeur a privilégié ceux étant sous son contrôle, ceux étant en lien avec sa mission de base et ceux facilement mesurables²⁷. Sur les 24 indicateurs de qualité de service suivis au présent dossier²⁸, le Distributeur en sélectionne 10 qui compose l'IMQ en fonction de 5 champs d'intervention. Le tableau ci-dessous présente les indicateurs suivis et retenus.

²⁴ B-0053, p. 6.

²⁵ D-2017-043, p. 98-100.

²⁶ R-4058-2018, B-0012, p. 23-31.

²⁷ B-0011, p. 7.

²⁸ B-0008, p. 10.

Tableau 2 – Indicateurs suivis et retenus par le Distributeur

Satisfaction de la clientèle	ISC Résidentiels
	ISC Commerciaux
	ISC Affaires
	ISC Grands comptes
	ISC combiné R-C-A ✓
	ISC grande puissance ✓
Fiabilité du service	Indice de continuité brut
	Indice de continuité normalisé ✓
	Nombre de pannes basse tension ✓
	Durée moyenne des interruptions par client – basse et moyenne tension ✓
Alimentation	Délai moyen de raccordement simple en aérien ✓
	Taux de respect global des engagements à la 1 ^{ère} data annoncée au client
	Taux de respect global des interruptions planifiées ✓
	Taux de relève de compteurs
Services à la clientèle	Délai moyen de réponse téléphonique – Clients résidentiels ✓
	Délai moyen de réponse téléphonique – Clients commerciaux ✓
	Taux d'abandon téléphonique – Clients résidentiels
	Taux d'abandon téléphonique – Clients commerciaux
	Nombre d'appels par client
	Taux de résolution au 1 ^{er} appel – Clients résidentiels
	Taux de résolution au 1 ^{er} appel – Clients commerciaux
	Nombre de contacts Web par clients
Sécurité	Décès provoqués par électrocution dans la population
	Taux de fréquence des accidents ✓

En ce qui a trait à la satisfaction de la clientèle, le Distributeur retient l'ISC combiné R-C-A et l'ISC Grande puissance puisqu'ils « sont complémentaires et donnent une juste mesure de la satisfaction de l'ensemble de la clientèle d'Hydro-Québec ». En réponse à la DDR d'OC²⁹, le

²⁹ B-0074, p. 11.

Distributeur estime que d'autres indicateurs comme le nombre de plaintes ou encore la fréquence des erreurs de facturation « *se reflètent inévitablement dans l'ISC qui est établi sur la base de sondages* ».

Au niveau de la fiabilité du service, le Distributeur indique avoir privilégié l'*Indice de continuité normalisé* qui permet de compenser pour les impacts dus aux aléas climatiques. Les deux autres indicateurs sélectionnés sont la *Durée moyenne des interruptions par client – basse et moyenne tensions*, un indicateur parmi les « *privilégiés par les distributeurs d'électricité en Amérique du Nord* », ainsi que le *Nombre de pannes basse tension*³⁰.

Pour mesurer la qualité du service liée au champ de l'alimentation électrique, le Distributeur retient le *Délai moyen de raccordement simple en aérien* et le *Taux de respect global des interruptions planifiées*. Pour le Distributeur, ces indicateurs sont « *complémentaires* » et « *donnent une bonne indication de la qualité du service* ». En réponse à la DDR d'OC³¹, le Distributeur explique qu'il n'a pas d'historique fiable pour le *Taux de respect des engagements à la 1^{ère} date annoncée au client* et que le *Taux de relève de compteurs* « *ne mesure donc plus tant la qualité du service liée à l'alimentation électrique que la performance des systèmes informatiques* », ce pour quoi il n'a pas retenu ces deux indicateurs.

Pour les services à la clientèle, le Distributeur a retenu le *Délai moyen de réponse téléphonique* pour la clientèle résidentielle et commerciale. Le *Nombre d'appels par clients* ou encore le *Nombre de contacts Web par client* n'ont par été retenus puisqu'ils « *ne donnent pas une juste mesure de la qualité des services offerts à la clientèle* »³². De plus, le *Taux de résolution au 1^{er} appel*, quant à lui, se reflète dans l'ISC.

³⁰ B-0011, p. 9.

³¹ B-0074, p. 12.

³² B-0074, p. 13-14.

Finalement, le Distributeur a préféré retenir le *Taux de fréquence des accidents* plutôt que les *Décès provoqués par électrocution dans la population* puisque le Distributeur a un contrôle limité sur ce dernier³³.

Le Distributeur propose de pondérer chacun des cinq champs d'intervention également³⁴. Il explique en réponse à la DDR de la Régie qu'il « *n'a pas cherché à prioriser un ou des champs d'intervention au détriment des autres, ou en fonction de l'importance relative de chacun. L'objectif du MRI étant d'inciter le Distributeur à une plus grande efficacité sans toutefois porter atteinte à la qualité du service, le Distributeur estime que le maintien de la qualité du service doit se vérifier dans chaque champ d'intervention* »³⁵. Toutefois, à l'intérieur des champs Satisfaction de la clientèle et Services à la clientèle, les indicateurs sont pondérés selon les revenus générés par les différentes catégories de clients.

L'IMQ est ensuite construit à partir de ces indicateurs et de cibles de performance basées, pour la plupart, sur la performance moyenne entre 2013 et 2017. L'IMQ s'obtient en faisant la somme des résultats normalisés et pondérés de chacun des 10 indicateurs pour une année donnée³⁶. L'historique des 10 indicateurs, les cibles, les pondérations ainsi que l'IMQ selon les meilleurs et pires résultats, tel que présenté par le Distributeur en réponse à la DDR de la Régie³⁷, sont présentés au tableau ci-dessous. Les IMQ selon les meilleurs et pires résultats sont calculés à 0,98 et -1,08 respectivement.

³³ B-0069, p. 14.

³⁴ B-0053, p. 11.

³⁵ B-0062, p. 45.

³⁶ B-0053, p. 12-14.

³⁷ B-0062, p. 52-53.

Tableau 3 – IMQ proposé par le Distributeur en fonction des meilleurs et pires résultats

	2013	2014	2015	2016	2017	cible	poids	IMQ Meilleur	IMQ Pire
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE									
ISC combiné R-C-A				8.1	8.2	8.15	15%	0.07	-0.07
Clients Grande puissance					8.5	8.5	5%	0	0
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE									
Indice de continuité normalisé	126	120	143	143.4	162	139	7%	0.07	-0.09
Nombre de pannes basse tension	27645	26014	25716	27166	26911	26690	7%	0.08	-0.08
Durée moyenne des interruptions par client (basse et moyenne tensions)	214	100	108	134	134	138	7%	0.06	-0.11
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE									
Délai moyen de raccordement simple en aérien	6.1	6.6	7.7	7.1	6.6	6.8	10%	0.11	-0.15
Taux de respect global des interruptions planifiées	84	84	86	85	81	84	10%	0.1	-0.15
SERVICES À LA CLIENTÈLE									
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels	237	174	205	87	76	156	17%	0.19	-0.19
Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux	231	158	190	93	85	151	3%	0.03	-0.04
SÉCURITÉ									
Taux de fréquence des accidents	3.6	3.6	2.9	3.4	3.1	3.3	20%	0.27	-0.2
								0.98	-1.08

L'IMQ est ensuite lié au MTÉR pour déterminer, en cas de dégradation de la qualité de service, la part à laquelle le Distributeur devrait renoncer³⁸ :

- « Si l'IMQ est supérieur ou égal à -1, le Distributeur conserve l'entièreté de la part à 9 laquelle il est éligible en vertu du MTÉR en vigueur.
- Si l'IMQ est inférieur à -1, mais supérieur à -2, un point de pourcentage est remis à la clientèle pour chaque centième (0,01) de l'indice en deçà de -1. Par exemple pour un IMQ de -1,21, 21% de la part du Distributeur est remis à la clientèle.
- Si l'IMQ est inférieur ou égal à -2, la totalité de la part du Distributeur est remise à la clientèle. »

³⁸ B-0053, p. 14.

Le Distributeur explique son choix du seuil de -1 de la manière suivante³⁹ :

« Comme le Distributeur l'a mentionné dans sa preuve et en séance de travail, ce choix se justifie d'abord par le fait que les cibles proposées sont établies en calculant la moyenne des valeurs historiques des cinq dernières années. Ces cibles représentent des balises qui résument la qualité du service durant les cinq dernières années et non des valeurs précises à atteindre. Ainsi, le seuil retenu par le Distributeur permet simplement de discriminer les résultats pouvant être considérés suffisamment proches de la moyenne pour être considérés comme représentatifs de la performance à laquelle il souhaite se comparer, de ceux qui s'en éloignent suffisamment pour ne pouvoir être considérés comme appartenant à la zone de performance acceptable aux fins de l'application du MTÉR. À cet effet, le Distributeur considère que le seuil de la zone de maintien ne peut être égal à 0 ».

PEG commente la proposition du Distributeur dans son rapport et émet des réserves sur le choix, la pondération et la cible retenue⁴⁰. Il questionne également le lien entre les résultats de l'IQM et le système de pénalités. Il suggère les modifications suivantes à la proposition du Distributeur⁴¹ :

- Les poids des champs Sécurité, Alimentation électrique et Services à la clientèle devraient être réduits à 10% et transféré au champ Fiabilité du service électrique.
- PEG suggère de considérer deux autres indicateurs : un indicateur pour mesurer la fiabilité du service en région et l'indicateur *Taux de résolution au 1^{er} appel*.
- La cible pour les indicateurs du champ Services à la clientèle devrait être basée sur les 3 dernières années plutôt que les 5 dernières.
- Plutôt que d'avoir une zone tampon, les pénalités pourraient être évaluées à la fin du terme du MRI en fonction de l'évolution moyenne des indicateurs sur les quatre années du plan.
- La Régie devrait reconsidérer sa décision de pénaliser le Distributeur uniquement lorsque ce dernier fait des surplus. PEG esquisse un portrait d'un tel mécanisme.

³⁹ B-0074, p. 15.

⁴⁰ C-AQCIE-CIFQ-0018, p. 8-16.

⁴¹ C-AQCIE-CIFQ-0018, p. 17-18.

Après analyse de la preuve du Distributeur et du rapport de PEG, OC formule les commentaires suivants :

- De manière générale, OC estime que les choix d'indicateurs pour la construction de l'IMQ par le Distributeur sont justifiés. Par exemple, OC estime qu'il est approprié de ne pas retenir des indicateurs tels que le *Nombre d'appels par client* ou encore le *Nombre de contacts Web par client* pour mesurer la qualité du service du Distributeur.
- OC estime qu'il serait intéressant d'intégrer l'indicateur *Taux de respect des engagements à la 1^{ère} date annoncée au client*, élaboré à la suite de rencontres avec des intervenants⁴², lorsqu'un historique fiable sera disponible.
- OC ne s'oppose pas à l'ajout d'indicateurs additionnels tel que proposé par PEG, dans la mesure où ceux-ci sont complémentaires aux indicateurs déjà retenus par le Distributeur. OC souhaitera préciser la proposition de PEG à cet égard, notamment en ce qui concerne l'ajout d'un indicateur pour mesurer la fiabilité du service dans les régions rurales.
- OC est d'accord avec PEG qu'un rééquilibrage de la pondération est nécessaire, particulièrement pour le champ d'intervention *Sécurité* pour les raisons mentionnées par PEG dans son rapport. Pour ce qui est des poids exacts à donner à chaque champ d'intervention et à chaque indicateur, OC estime que la proposition de PEG doit être précisée et justifiée davantage.
- OC estime, comme PEG, que les cibles des indicateurs *Délai moyen de réponse téléphonique* des clientèles résidentielles et commerciales ne devraient pas être basées sur les cinq dernières années. La Régie note ce bris dans sa DDR⁴³. OC juge raisonnable la proposition de trois années historiques de PEG, puisqu'elle donne tout de même du poids aux valeurs de l'année 2015.
- OC est d'accord avec les commentaires exprimés par PEG au niveau de la zone tampon (« deadband ») et de la progression de la pénalité proposés par le Distributeur. OC note à partir du tableau 3 plus haut que si les pires résultats des 10 indicateurs étaient survenus

⁴² B-0008, p. 6.

⁴³ B-0062, p. 46.

durant la même année, l'IMQ aurait été de -1,08. La part du Distributeur, remis à la clientèle, n'aurait donc été réduite que de 8 points de pourcentage.

- À ce niveau, OC estime que les alternatives évoquées par PEG méritent d'être explorées. De plus amples détails sont toutefois nécessaires afin qu'OC se positionne clairement sur la question.

Clause de sortie

Le Distributeur recommande l'adoption des modalités de clause de sortie proposée par l'expert CEA⁴⁴.

Dans son rapport, CEA indique que les clauses de sorties sont généralement définies à partir de points de base de déviation du rendement sur les capitaux propres⁴⁵. CEA présente un balisage des clauses de sortie applicables aux entreprises canadiennes d'électricité et de gaz⁴⁶. Les tableaux illustrent que des modalités variées sont appliquées selon les juridictions :

- Certaines entreprises n'ont pas de clause de sortie ;
- Les clauses de sortie sont basées sur des écarts de rendement annuel et, dans certains cas, sur des écarts de deux années consécutives ;
- Les seuils de déclenchement varient entre 200 et 500 points de base pour une année, et 150 à 300 points de base sur deux années. L'application de ces seuils peut varier selon la présence ou non d'un MTÉR et de ses modalités.
- La Commission de l'énergie de l'Ontario (OEB) fixe un seuil de déclenchement commun à l'ensemble des entreprises d'électricité⁴⁷.

⁴⁴ B-0053, p. 16.

⁴⁵ B-0053, Annexe B, p. 2.

⁴⁶ B-0053, Annexe B, p. 4-5.

⁴⁷ Le balisage de CEA mentionne "A regulatory review may be initiated if a distributor's annual reports show performance outside of the ± 300 basis points earnings dead band or if performance erodes to unacceptable levels

Pour la détermination de la clause de sortie applicable au Distributeur, CEA considère important de tenir compte du fait que le Distributeur a un rendement autorisé sur les capitaux propres inférieur à celui des autres distributeurs d'électricité⁴⁸. Également, la clause de sortie doit refléter l'asymétrie du MTÉR applicable au Distributeur⁴⁹. Pour CEA, ces éléments militent en faveur d'un « lower threshold ».

La clause de sortie proposée par CEA possède les caractéristiques suivantes :

- Un seuil de déclenchement à ± 150 basis points après partage des écarts de rendement.
- Une clause de sortie considérant les écarts de rendement sur une seule année.
- Le déclenchement de la clause de sortie amènerait un retour à la réglementation en mode coût de service.

En réponse à la DDR d'OC⁵⁰, CEA explique que « *An off-ramp that is larger than the ± 150 basis points proposed by HQD and Concentric would create more down-side risk for the Company and impact HQD's financial risk* ».

PEG commente la proposition de CEA dans son rapport. Il estime la proposition « *too conservative* » et que les risques d'écarts de rendement importants sont restreints du fait de la présence de Facteurs Y et Z, ainsi que de la durée du plan⁵¹. Il note également que plusieurs MRI dans les juridictions balisées par CEA ont des seuils de déclenchement plus grands. PEG propose plutôt :

- Une clause de sortie fixée à 400 points de base, avant partage des écarts de rendement, pour une année et de 300 points de base pour deux années consécutives.
- Un déclenchement de la clause de sortie qui mènerait à un processus de révision de la Régie pour évaluer l'opportunité de retourner en mode de réglementation coût de service.

⁴⁸ B-0053, Annexe B, p. 6.

⁴⁹ B-0053, Annexe B, p. 7.

⁵⁰ B-0075, p. 4.

⁵¹ C-AQCIE-CIFQ-0018, p. 19.

OC réitère ici les commentaires exprimés à propos de la clause de sortie proposée par le Transporteur dans le dossier R-4058-2018. OC souscrit aux commentaires de PEG et note les seuils généralement plus élevés chez les autres distributeurs. Aussi, OC note l'application d'un seuil commun en Ontario pour tous les distributeurs. Finalement, OC est d'accord avec PEG à l'effet que le déclenchement de la clause de sortie ne devrait pas mener à un retour automatique en coût de service. À cet égard, OC note des commentaires de CEA en réponse à la DDR de PEG que cette pratique, soit le déclenchement d'un processus de révision de la part des autorités réglementaires, est fréquent dans les juridictions canadiennes⁵². OC prend comme exemple la pratique applicable par l'OEB tel que décrite dans les *Filing requirements for electricity distribution rate applications*⁵³ :

"For each of the OEB's three rate-setting options, a regulatory review may be triggered if a distributor's earnings are outside of a dead band of +/- 300 basis points from the OEB approved return on equity. The OEB monitors results filed by distributors as part of their reporting and record-keeping requirements and determines if a regulatory review is warranted. Any such review will be prospective, and could result in modifications, termination or the continuation of the respective Price Cap IR or Annual IR Index plan for that distributor."

Échéancier pour la réalisation de l'étude de productivité multifactorielle (PMF)

Dans sa décision D-2018-067⁵⁴, la Régie demande au Distributeur de déposer au présent dossier la méthodologie et l'échéancier de l'étude PMF qu'il doit réaliser durant le premier terme du MRI. Le Distributeur explique en preuve qu'il procède actuellement à la sélection de l'expert qui réalisera l'étude PMF⁵⁵. Selon l'échéancier déposé, il prévoit être en mesure de présenter sa méthodologie à la Régie au deuxième trimestre de 2019. En réponse à la DDR d'OC⁵⁶, le Distributeur indique que « *cette présentation se veut à titre informatif uniquement* ».

OC réitère ses commentaires formulés à l'égard de l'étude PMF du Transporteur dans le dossier R-4058-2018⁵⁷. OC est d'avis que le dépôt de la méthodologie au présent dossier aurait permis

⁵² B-0069, p. 16-17.

⁵³ <https://www.oeb.ca/sites/default/files/Chapter-3-Filing-Requirements-20180712-1.pdf>

⁵⁴ D-2017-067, p. 33.

⁵⁵ B-0011, p. 17.

⁵⁶ B-0074, p. 16.

⁵⁷ C-OC-0008, p. 25-26.

aux intervenants et à la Régie de commenter les choix méthodologiques, d'éviter de futurs débats et donc d'alléger le processus réglementaire. OC recommande à la Régie, à l'instar de PEG⁵⁸, de permettre aux intervenants de commenter la méthodologie qui sera présentée par le Distributeur au deuxième trimestre de 2019.

IV. Propositions relatives aux facteurs Y et Z

Contributions à des projets de raccordement

Le Distributeur demande la création d'un nouveau Facteur Y pour les contributions aux projets de raccordement. Il explique avoir observé une grande variabilité pour cet élément de coûts. Prenant l'exemple de l'année 2018, il explique que les prévisions sont passées de 159,1 M\$ lors du dépôt du dernier dossier tarifaire, à 142,8 M\$ lors de la mise à jour en mars 2018 et à 238,6 M\$ selon les dernières estimations⁵⁹. Il présente également une analyse comparative des montants projetés pour les années 2019 à 2021 avec la formule d'indexation et en mode coût de service. Selon le distributeur, il en résulte en un manque à gagner cumulatif de 58,2 M\$.

OC prend note de la variabilité des montants associés aux contributions aux projets de raccordement. Ce constat milite en faveur d'un traitement à l'extérieur de la formule d'indexation. Cependant, OC note aussi que les prévisions des montants en mode coût de service sont relativement lisses de 2019 à 2021. De plus, OC estime que, même s'il n'est pas complet, le Distributeur possède un certain degré de contrôle sur ces montants qui sont, en conséquence, partiellement prévisibles. OC ajoute qu'un certain degré de variation est normal dans le cadre d'un MRI et qu'elles peuvent être compensées par des variations d'autres éléments de coût inclus sous la formule d'indexation. OC est donc d'avis que ces coûts devraient être traités à l'intérieur de la formule d'indexation.

⁵⁸ C-AQCIE-CIFQ-0018, p. 22.

⁵⁹ B-0021, p. 12.

Lors du dernier dossier tarifaire, le Distributeur avait identifié les contributions aux projets de raccordement comme candidat potentiel à la création de Facteur Z⁶⁰. OC estime que cette avenue est à privilégier. OC ne s'opposerait donc pas à ce que le Distributeur demande à la Régie la création d'un Facteur Z pour certains projets de raccordement spécifiques. Les montants associés à ce Facteur Z pourraient être mis à jour au mois de mars, avant la fixation des tarifs, afin de refléter les prévisions les plus récentes du Distributeur, ce qui permettrait de réduire la variabilité.

Facteur Z générique

Le Distributeur revient sur les principes ayant motivé l'intégration dans le MRI d'un Facteur Z, soit pour pouvoir tenir compte les impacts d'évènements imprévisibles survenant durant le terme du MRI tel que des décisions gouvernementales ou des changements de normes comptables. Il note toutefois la présence d'un délai entre le constat de l'événement et le dépôt d'une demande à la Régie⁶¹. Souhaitant « *faciliter le processus de demande d'examen par la Régie* », il demande à la Régie d'autoriser la création d'un Facteur Z générique. Ce dernier comptabiliserait tout impact d'événement imprévisible respectant les critères de création de Facteur Z, dont le seuil de matérialité de 15 M\$, avant sa présentation à la Régie et son intégration dans les tarifs.

En réponse à la DDR de la Régie⁶², le Distributeur explique qu'il « *considère que l'envoi d'une lettre à la Régie permettrait d'informer cette dernière plus rapidement de son intention de présenter un Facteur Z dans son prochain dossier tarifaire que s'il avait à déposer une requête accompagnée d'une preuve au soutien de sa demande, allégeant ainsi le processus réglementaire* ».

Le Transporteur demande également la création d'un Facteur Z dans le cadre de son MRI⁶³.

⁶⁰ R-4011-2017, B-0175, p. 26.

⁶¹ B-0010, p. 19.

⁶² B-0062, p. 40.

⁶³ R-4058-2018, B-0011, p. 15-16.

OC voit peu de plus-value à la demande du Distributeur. L'allégement réglementaire allégué semble minime étant donné l'examen annuel mené par la Régie, à l'intérieur des causes tarifaires annuelles, pouvant mener à la création des Facteurs Z. OC recommande à la Régie, à l'instar des commentaires qu'elle a formulés dans le dossier du Transporteur⁶⁴, de rejeter la demande du Distributeur de création d'un Facteur Z générique. OC note que PEG s'oppose également à cette proposition du Distributeur, entre autres, puisqu'à sa connaissance ce type de mécanisme est très rare dans des MRIs⁶⁵.

Révision de durée de vie utile des transformateurs

Le Distributeur indique avoir révisé à la hausse la durée de vie utile de certaines catégories d'immobilisations. L'exercice mené pour la catégorie Transformateurs aériens occasionne des impacts particulièrement importants, favorables à la clientèle, de 38,2 M\$ pour 2018 et de 31,2 M\$ pour 2019⁶⁶.

Le Distributeur demande la création d'un Facteur Z pour comptabiliser les impacts de cette révision durant le terme du MRI. Il estime que les critères justifiant l'établissement d'un Facteur Z sont respectés, dont le dépassement du seuil de matérialité de 15 M\$ et l'imprévisibilité de cet élément de coût au moment de l'établissement du revenu requis de l'année de base du MRI.

Pour ce qui est de l'impact sur l'année 2018, le Distributeur propose de créer un compte de neutralisation hors base de tarification et d'y verser le solde aux revenus requis de 2019. Il explique que « *le délai entre la date d'application au 1er avril de la révision de la durée de vie utile et la présente demande tient au fait que le Distributeur a dû attendre la décision sur le fond de la Régie dans le cadre du MRI* ». Il justifie davantage cette proposition en réponse à la DDR de la Régie, notamment en regard au principe de non-rétroactivité tarifaire⁶⁷.

⁶⁴ R-4058-2018, C-OC-0008, p. 18-19.

⁶⁵ C-AQCIE-CIFQ-0018, p. 22.

⁶⁶ B-0010, p. 17.

⁶⁷ B-0062, p. 31-33.

Dans sa décision D-2018-067⁶⁸, la Régie indique qu'elle examinera au cas par cas les impacts de révision de vie utile se qualifient ou non comme Facteur Z.

OC estime que la proposition du Distributeur satisfait les critères permettant la création d'un Facteur Z et elle recommande en conséquence d'accepter la demande du Distributeur. Étant donné la situation exceptionnelle décrite par le Distributeur et l'importance des écarts favorables à la clientèle, OC recommande également à la Régie d'accepter la disposition de l'impact de la révision de vie utile pour l'année 2019 tel que suggéré par le Distributeur.

V. Stratégie tarifaire

Tarification dynamique

Le 22 juin 2017, le gouvernement du Québec a donné suite à l'*Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz* (l'Avis) de la Régie contenant, parmi les pistes d'amélioration, une proposition relative à la tarification dynamique⁶⁹. Comme le souligne la Régie dans son Avis, la tarification dynamique n'est pas un concept nouveau dans l'offre tarifaire du Distributeur puisqu'une forme de tarification dynamique est déjà en place au tarif DT et que le Distributeur a vérifié la viabilité de cette option dans le projet pilote Heure juste. Soulignant qu'une réduction de la charge durant les heures de pointe en hiver, laquelle peut être renforcée par l'utilisation des nouvelles technologies de domotique, serait bénéfique pour l'ensemble de la clientèle, la Régie a proposé que le Distributeur développe des options de tarification dynamique volontaires :

Piste de solution 1. Demander à Hydro-Québec de présenter des propositions d'options volontaires de tarification dynamique – heures critiques accessibles à toutes les catégories de consommateurs en vue d'une mise en application débutant à l'hiver 2018-2019.

⁶⁸ D-2018-067, p. 95.

⁶⁹ R-3972-2016, A-0038, p. 45.

Le concept est utilisé à divers endroits en Amérique du Nord et peut prendre plusieurs formes, tel qu'illustré dans les rapports des experts Pineau et Christensen lors de la cause R-3972-2016⁷⁰.

Pour développer ses propositions, le Distributeur a examiné trois options⁷¹ :

1. Le crédit en pointe critique (CPC) qui offre un rabais aux clients qui réduisent leur consommation durant les périodes de pointes critiques.
2. Le tarif de pointe critique (TPC) qui offre aux clients un tarif d'électricité réduit durant tout l'hiver, sauf durant les périodes de pointes critiques où le tarif augmente substantiellement.
3. Le tarif différencié dans le temps (TDT) appliquant un tarif plus élevé à toutes les périodes de pointe et un tarif plus faible pour toutes les périodes hors pointe.

À ces options sont attachées un ensemble de caractéristiques déterminées par le Distributeur, notamment⁷² :

- Un nombre d'heures maximal de contribution fixé à 100 heures, représentant environ 25 à 44 événements de période de pointe critique.
- Un rabais (prix) de période de pointe critique pour le CPC (TPC) fixé à 50 ¢/kWh, basé sur un signal de prix de 50 \$/kW-hiver.
- Deux périodes de pointes journalières de 6 à 9h et de 16 à 20h.

Le Distributeur explique avoir également tenu compte des concepts de neutralité tarifaire, de simplicité et d'adhésion volontaire⁷³.

Pour évaluer l'attrait auprès de la clientèle des trois options de tarification dynamique mentionnées plus haut, des groupes de discussion et des entrevues auprès de 38 personnes ont

⁷⁰ R-3972-2016, A-0008 et C-HQD-0005.

⁷¹ B-0045, p. 20.

⁷² B-0045, p. 19-20.

⁷³ B-0045, p. 20.

été réalisés⁷⁴. Les résultats sont présentés au rapport de la firme Ad Hoc recherche en Annexe à la DDR du RNCREQ⁷⁵. Ils illustrent une préférence des clients sondés pour les options TPC et CPC, l'option TDT étant jugée trop contraignante par plusieurs. Le Distributeur indique également que les participants « *préfèrent un signal de prix élevé, qui permet plus d'économies, à un signal de prix faible* »⁷⁶.

En conséquence, le Distributeur estime que les options CPC et TPC sont les plus susceptibles de générer de l'intérêt chez la clientèle et il propose à la Régie de les « *approuver pour une application en décembre 2019* »⁷⁷.

Outre les caractéristiques décrites plus haut, le Distributeur précise certaines modalités et stratégie qu'il entend mettre de l'avant :

- Les options CPC et TPC seront limitées à un certain nombre de clients. En réponse à la DDR de la Régie⁷⁸, il précise ce chiffre à 20 000 abonnements. Ces clients seront sélectionnés par hasard⁷⁹. Le Distributeur indique que « *À la lumière des résultats obtenus au cours du premier hiver, le Distributeur pourra proposer de poursuivre le déploiement progressif ou d'offrir la tarification dynamique à l'ensemble de la clientèle* »⁸⁰.
- Les options seront offertes d'abord aux clients résidentiels et de petite puissance.
- Pour déterminer l'effacement et donc le crédit total auquel a droit le participant dans l'option CPC, le Distributeur considère une consommation de période de référence. Cette période consiste en la consommation moyenne sur 5 jours de semaine ou de fin

⁷⁴ B-0045, p. 23.

⁷⁵ B-0076, Annexe A.

⁷⁶ B-0045, p. 23.

⁷⁷ B-0045, p. 28.

⁷⁸ B-0062, p. 132.

⁷⁹ B-0066, p. 26.

⁸⁰ B-0062, p. 132.

de semaine avant la période de pointe critique⁸¹. Un seuil minimal d'effacement de 2 kWh sera utilisé avant que le client ne reçoive un crédit.

- L'option TPC sera offerte aux clients D et G. Les clients qui choisiront cette option paieront durant l'hiver le tarif réduit DPC et GPC. Ces tarifs sont calibrés sur la base des 100 heures d'effacement pour préserver le principe de neutralité tarifaire, dont le calcul est présenté en réponse à la DDR de la FCEI⁸². Au tarif DPC, un client paiera 3,98 ¢/kWh en première tranche et 7,03 ¢/kWh en deuxième tranche⁸³.
- Les coûts de déploiement du projet, initialement évalués à 6 M \$, se situent présentement à 9,5 M\$⁸⁴. Ce coût consiste principalement en des modifications aux systèmes informatiques du Distributeur.
- Le Distributeur estime avoir pris les mesures nécessaires pour limiter les comportements opportunistes⁸⁵.

Commentaires d'OC

À ce stade d'avancement du projet, OC n'est pas en mesure de déterminer si les paramètres des options CPC et TPC sont adéquats, notamment en ce qui a trait au prix de la période de pointe critique basé sur le signal de prix de 50 \$/kW-hiver, à la détermination des 100 heures de contribution maximales (utilisé notamment pour calibrer le tarif DPC) ou encore sur le seuil minimal d'effacement de 2 kWh.

En effet, ces paramètres n'ont pas encore été testés auprès de la clientèle et ne peuvent donc pas être validés. Dans le même esprit, le Distributeur n'est pas en mesure d'établir comment ses clients vont réagir aux variations de prix des options CPC et TPC et n'a pas projeté quel sera l'effacement à la pointe clients. De plus, l'opinion des participants aux groupes de discussion est pertinente à la réflexion du Distributeur mais demeure limitée quant à la définition des modalités dans la mesure où les participants étaient peu nombreux (38) et non représentatifs de la

⁸¹ B-0045, p. 28.

⁸² B-0072, p. 43-44.

⁸³ B-0045, p. 3.

⁸⁴ B-0072, p. 50.

⁸⁵ B-0045, p. 29.

population (tous demeurant à Montréal et ayant dû démontrer un intérêt préalable pour la tarification dynamique).

OC note que le Distributeur en semble conscient puisqu'il réitère à plusieurs reprises qu'il souhaite une mise en place progressive des options de tarification dynamique. Il explique entre autres avoir pour l'instant de la difficulté à mesurer le potentiel commercial de son projet⁸⁶. Puisqu'il s'agit d'un déploiement limité, une approche s'apparentant à un projet pilote, OC estime que le Distributeur a suffisamment justifié les modalités qu'il suggère pour ses options CPC et TPC. OC recommande donc à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur pour le déploiement limité du projet en décembre 2019. Par contre, OC recommande à la Régie de demander au Distributeur de mener une analyse indépendante, à l'aide des données obtenues lors du déploiement limité, avant d'offrir les options CPC et TPC à l'ensemble de la clientèle. Cette analyse devrait inclure des recommandations concernant des changements aux CPC et TPC.

OC souligne en terminant la nécessité des efforts de communication et d'éducation que devra faire le Distributeur pour expliquer le projet à sa clientèle. Le simulateur qu'il propose et le plan de communication qu'il mettra en place sont des pas dans cette direction. OC est particulièrement préoccupé par l'accompagnement qui sera offert aux clients adhérant à l'option TPC. Les participants aux groupes de discussion ont montré un intérêt particulier envers cette option étant donné les gains monétaires projetés. Elle comporte toutefois un risque que pourraient mal évaluer certains clients. Bien que ce risque soit diminué par la possibilité pour le client de se retirer en tout temps de l'option, OC encourage le Distributeur à accompagner les participants pendant et après les périodes de pointe critique. Notamment, des outils de communication devraient être développés pour donner un « feedback » aux consommateurs suite à une période de pointe critique pour que ceux-ci soient en mesure d'évaluer leur effacement et l'impact sur leur facture. OC comprend qu'actuellement, ces clients devront se

⁸⁶ B-0045, p. 20.

rendre d'eux-mêmes sur le portail de l'Espace client pour s'assurer qu'ils ont suffisamment réduit leur consommation d'électricité.

VI. Conclusions

OC recommande à la Régie de permettre aux intervenants de formuler des commentaires sur la méthodologie de l'étude PMF qui sera présentée par le Distributeur à la Régie au deuxième trimestre de 2019.

OC recommande à la Régie d'accepter la proposition de PEG relativement à la clause de sortie.

OC recommande à la Régie de refuser la demande de création d'un Facteur Y pour les contributions aux projets de raccordement. OC considère plus appropriée la création d'un Facteur Z pour certains projets spécifiques.

OC recommande à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur relativement à la révision de durée de vie utile des transformateurs.

OC recommande à la Régie d'accepter, sur une base limitée, la proposition du Distributeur de déployer les options CPC et TPC. Avant le déploiement de ces options pour l'ensemble de la clientèle, OC recommande à la Régie qu'elle demande au Distributeur une analyse indépendante des résultats du déploiement limité.

Le tout respectueusement soumis.