

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 D'OPTION CONSOMMATEURS (OC) À HYDRO-QUÉBEC
DISTRIBUTION (HQD)**

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE
TARIFAIRE 2019-2020**

R-4057-2018

SUIVI DE LA STRATÉGIE VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU (MFR)

- 1. Référence :**
- i) **Pièce B-0006, p. 24.**
 - ii) <http://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/paiement/menages-faible-revenu.html>

Préambule :

- i) « *En suivi de la décision D-2017-022, le Distributeur confirme la mise en place en avril 2018 de la première des deux phases du déploiement du centre d'accompagnement interne pour la clientèle à faible revenu.* »

La page du site Internet d'Hydro-Québec à la référence ii) présente aux consommateurs le nouveau centre d'accompagnement ainsi que les seuils d'admissibilité aux ententes de paiement.

Demande :

- 1.1 Veuillez fournir le nombre de MFR traités par le centre d'accompagnement interne depuis sa mise en place en avril 2018.
- 1.2 Veuillez fournir le nombre d'ETC employés dans le cadre du centre d'accompagnement. Veuillez faire la distinction entre les différents types de poste (gestionnaires, téléphonistes, etc.).
- 1.3 Veuillez fournir le nombre de visiteurs de la page internet à la référence ii) pour l'année 2018. Si possible, veuillez fournir le nombre de MFR ayant contacté le centre d'accompagnement du Distributeur suite à la visite de cette page.

2. Référence : i) Pièce B-0006, p. 24.

Préambule :

- i) *« Lors de l'implantation de la première phase en avril 2018, le Distributeur a ajouté un nouvel outil et introduit de nouvelles pratiques pour maximiser le nombre de clients MFR bénéficiant du centre d'accompagnement et obtenant des ententes personnalisées.*

L'analyse de dossiers est dorénavant automatisée pour concentrer les efforts du représentant sur l'accompagnement du client. Le nouvel outil base le choix de l'entente sur le niveau de revenu du ménage : plus le revenu est bas, plus l'entente est généreuse. À terme, à cela résultera en une augmentation du nombre d'ententes personnalisées et en une diminution du recours à l'entente sans frais d'administration, moins performante, facilitant ainsi le paiement régulier du versement attendu. »

Demande :

- 2.1 Veuillez élaborer sur les « *nouvelles pratiques* » introduites lors de la première phase.
- 2.2 Veuillez fournir les seuils de revenu utilisés et les ententes correspondantes paramétrisés dans le nouvel outil.
- 2.3 Veuillez fournir la liste des types de revenu pris en compte lors de l'utilisation du nouvel outil.
- 2.4 Lorsqu'un MFR qui n'a pas d'entente de paiement contacte le centre d'accompagnement, le Distributeur lui propose-t-il automatiquement, à l'aide de l'outil, l'entente la plus généreuse et adaptée à son revenu ?
- 2.5 Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par « *concentrer les efforts du représentant sur l'accompagnement du client* ».

3. Référence : i) Pièce B-0006, p. 24.

Préambule :

- i) *« En plus de la Solution B Plus, de nouvelles modalités d'ententes sont proposées aux clients qui ont une plus grande difficulté à mener à terme leur entente de paiement MFR. Ces modalités sont donc offertes aux clients qui ne respectent pas à deux reprises les modalités de l'entente MFR adaptée à leur revenu. Lors de la troisième tentative de prise*

d'entente, les clients MFR ont maintenant accès à une entente dite de « dernière chance » alors que le Distributeur leur proposait auparavant une entente moins bien adaptée à leur situation.

Les nouvelles modalités de cette entente sont :

- un versement déterminé en fonction du revenu du ménage comme pour les autres ententes MFR ;*
- un suivi plus serré des manquements de paiement.»*

Demande :

3.1 Veuillez élaborer sur le « *suivi plus serré des manquements de paiement* » qui sera effectué.

- 4. Référence :**
- i) Pièce B-0006, p. 24.**
 - ii) <http://www.transitionenergetique.gouv.qc.ca/mon-habitation/econologis/coordonnees-des-organismes>**

Préambule :

- i) « L'implantation de la deuxième phase est toujours prévue pour septembre 2018. Toutefois, contrairement au modèle présenté lors du dossier R-4011-2017, le transfert de l'appel du client vers TEQ ne pourra pas être accompagné à court terme par le représentant du Centre d'accompagnement. Cette façon de faire pourrait éventuellement être revue dans le futur advenant un changement technologique du système téléphonique de TEQ. »*
- ii) « Pour vous inscrire au programme Éconologis ou pour en savoir davantage, vous devez communiquer directement avec l'organisme autorisé de votre région. »*

Demande :

- 4.1 Le centre d'accompagnement procède-t-il à l'identification des MFR ayant une consommation énergétique importante ?
- 4.2 Veuillez élaborer sur les contraintes empêchant le Distributeur de procéder au transfert accompagné des clients vers TEQ.

- 4.3 Un client MFR se qualifiant pour une entente de paiement peut-il être qualifié automatiquement pour le programme Éconologis ? Si non, veuillez élaborer sur les contraintes empêchant cette qualification automatique.
- 4.4 Le Distributeur a-t-il envisagé procéder à des transferts accompagnés des MFR aux organismes autorisés responsables de la livraison du programme Éconologis présentés à la référence ii) ?
- 4.5 En l'absence du transfert accompagné, veuillez détailler les actions entreprises par le Distributeur pour assurer que les clients MFR traités par le centre d'accompagnement puissent avoir accès aux programmes en efficacité énergétique qui leurs sont destinés.

5. Référence : i) **Dossier R-4011-2017, Pièce B-0041, p. 26.**
 ii) **Pièce B-0026, p. 30.**

Préambule :

Les références i) et ii) présentent les hypothèses de calcul pour les calculs de l'impact énergétique des programmes et activités du Distributeur en efficacité énergétique pour les années 2018 et 2019. Pour l'Offre MFR, le Distributeur anticipait au dernier dossier tarifaire 3198 unités/projets pour le programme *Rénovation énergétique – MFR* et 5000 unités/projets pour le programme *Offre intégrée – MFR*, avec des gains unitaires moyens respectifs de 880 et 424 kWh/an. Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur anticipe pour ces programmes respectifs 1 599 et 2160 unités/projets avec des gains unitaires moyens de 1 000 et 229 kWh/an.

Demande :

- 5.1 Veuillez présenter le nombre d'unités/projets et le gain unitaire moyen des programmes *Rénovation énergétique – MFR* et *Offre intégrée - MFR* pour l'année de base 2018. Veuillez expliquer les écarts, le cas échéant, avec les données du dernier dossier tarifaire.
- 5.2 Veuillez préciser comment ont été estimés le nombre d'unités/projets et les gains unitaires moyens pour l'année témoin 2019. Veuillez également justifier les écarts par rapport aux estimations du dernier dossier tarifaire et à l'année de base 2018.

PROPOSITIONS LIÉES À L'IMPLANTATION DU MRI DU DISTRIBUTEUR

Préambule :

- i) « *Le Distributeur retient deux indicateurs comme mesure globale de la qualité du service liés à l'alimentation électrique :*
- *Délai moyen de raccordement simple en aérien ;*
 - *Taux de respect global des interruptions planifiées. »*

La référence ii) présente au tableau 1 l'évolution des différents indicateurs de qualité du service du Distributeur.

Demande :

- 8.1 Pour mesurer la qualité du service relative à l'alimentation électrique, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles l'indicateur *Taux de respect des engagements à la 1^{ère} date annoncée au client* n'a pas été retenu.
- 8.2 Pour mesurer la qualité du service relative à l'alimentation électrique, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles l'indicateur *Taux de relève de compteurs* n'a pas été retenu.

- 9. Référence :**
- i) **Pièce B-0053, p. 10.**
 - ii) **Pièce B-0008 p. 10.**

Préambule :

- i) « *Comme mesure de la qualité de ses services à la clientèle, le Distributeur propose les deux indicateurs Délai moyen de réponse téléphonique, soit celui pour les clients résidentiels et celui pour les clients commerciaux. »*

La référence ii) présente au tableau 1 l'évolution des différents indicateurs de qualité du service du Distributeur.

Demande :

- 9.1 Pour mesurer la qualité du service relative à l'alimentation électrique, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles l'indicateur *Taux d'abandon téléphonique* n'a pas été retenu.
- 9.2 Pour mesurer la qualité du service relative à l'alimentation électrique, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles l'indicateur *Nombre d'appels par clients* n'a pas été retenu.
- 9.3 Pour mesurer la qualité du service relative à l'alimentation électrique, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles l'indicateur *Taux de résolution au 1^{er} appel* n'a pas été retenu.

9.4 Pour mesurer la qualité du service relative à l'alimentation électrique, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles l'indicateur *Nombre de contacts Web par client* n'a pas été retenu.

10. Référence : **i) Pièce B-0053, p. 14.**

Préambule :

i) « Pour le partage à survenir à compter de l'année 2019 et suivantes au cours de ce premier MRI, le Distributeur propose de moduler la part des écarts favorables à laquelle il est éligible selon les modalités suivantes :

- Si l'IMQ est supérieur ou égal à -1, le Distributeur conserve l'entièreté de la part à 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. »

Demande :

10.1 Veuillez préciser si le Distributeur a mené une étude de balisage pour analyser comment les indicateurs de performance étaient liés aux MTÉR dans d'autres juridictions. Si oui, veuillez déposer ce balisage et comparer la proposition du Distributeur aux solutions adoptées dans d'autres juridictions.

10.2 Veuillez justifier l'utilisation d'un seuil d'un écart-type sous la moyenne de l'IMQ en dessous duquel le Distributeur est pénalisé pour une dégradation de la qualité du service.

Échéancier pour la réalisation de l'étude PMF

11. Référence : **i) Pièce B-0053, p. 17.**

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 3 de la référence i) l'échéancier qu'il propose pour la réalisation de l'étude de productivité multifactorielle.

Demande :

- 11.1 Veuillez indiquer à l'intérieur de quel dossier réglementaire le Distributeur entend présenter à la Régie sa proposition de méthodologie pour l'étude de productivité multifactorielle prévue au 2^{ème} trimestre de 2019.
- 11.2 Veuillez préciser si les intervenants pourront commenter en temps opportun toutes propositions du Distributeur, notamment quant aux industries retenues dans l'échantillon et les différentes hypothèses utilisées.

PROPOSITIONS RELATIVES AUX FACTEURS Y ET Z

12. Référence : i) Pièce B-0021, p. 11-12.

Préambule :

i)

TABLEAU 7 :
ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)

	Autorisé ⁽¹⁾	Année de base	Réel
2006			76,0
2007		20,2	-4,5
2008		-0,3	-5,8
2009			-1,2
2010	-3,6	-3,6	-2,8
2011	-0,2	-0,4	-0,3
2012	87,0	-19,0	-24,2
2013	60,6	31,3	32,9
2014	6,5	-4,7	
2015	212,0	114,5	116,7
2016	155,7	212,2	215,5
2017	30,3	7,5	2,8
2018	142,8	238,6	
2019	13,2		

⁽¹⁾ Année témoin pour 2019

« Comme expliqué en réponse à la demande de renseignements précitée, le contexte économique, les besoins des partenaires d'affaires, les délais entre l'établissement de la prévision de la demande et la planification, l'autorisation et la réalisation des projets influencent la prévision des contributions et expliquent les écarts constatés au fil des années. Ces éléments affaiblissent l'acuité des prévisions des contributions à des projets de raccordement faisant en sorte que les contributions réelles peuvent être significativement différentes des contributions autorisées.

Bien que la mise à jour du plan des charges soit au cœur de l'établissement de la prévision de la contribution requise, le Distributeur réitère que la prévision est également tributaire de nombreux aléas. À titre d'exemple, l'abandon par un client d'un projet d'implantation ou le report de la date de mise en service des projets liés aux appels d'offre éoliens peuvent être une source d'écart, ces exemples illustrant le fait que le Distributeur n'a pas de contrôle sur les contributions à des projets de raccordement. »

Demande :

- 12.1 Pour l'année 2018, veuillez expliquer l'écart observé au tableau 7 de la référence i) entre le montant autorisé et le montant de l'année de base. Veuillez quantifier les écarts selon les différents facteurs explicatifs.
- 12.2 Veuillez expliquer l'écart observé au tableau 7 de la référence i) entre le montant réel de l'année 2017 et le montant de l'année de base 2018. Veuillez quantifier les écarts selon les différents facteurs explicatifs.
- 12.3 Veuillez expliquer l'écart observé au tableau 7 de la référence i) entre le montant de l'année de base 2018 et le montant pour l'année témoin 2019. Veuillez quantifier les écarts selon les différents facteurs explicatifs.
- 12.4 Pour chacun des facteurs précisés à la référence i), veuillez expliquer comment ils viennent affecter l'acuité des prévisions.

13. Référence : **i) Pièce B-0010, p. 19.**

Préambule :

- i) *« De par sa nature, un événement imprévisible engendre inévitablement un délai entre le moment du constat de l'événement, l'évaluation des impacts et le dépôt d'une demande à la Régie. Afin de faciliter le processus de demande d'examen par la Régie, le Distributeur propose de créer un Facteur Z générique qui comptabiliserait tout impact, débiteur ou créditeur, découlant d'un tel événement imprévisible. De plus, il propose d'y adjoindre un compte de neutralisation lorsque l'impact d'une année donnée n'a pu être intégré dans l'établissement des revenus requis, ce compte agissant de la même façon qu'un compte d'écarts et de reports. Ainsi, de façon systématique, dès que l'impact d'un événement imprévisible dépasse le seuil de 15 M\$, le Distributeur peut comptabiliser cet impact dans le Facteur Z générique tout en informant la Régie. Ce Facteur Z générique, agissant à titre de véhicule pour capter les impacts, jumelé au compte de neutralisation, sera par la suite examiné par la Régie dans le prochain dossier tarifaire et celle-ci se prononcera au cas le cas sur la qualification à titre d'exogène (Facteur Z) des coûts comptabilisés dans le compte et sur la pertinence et les modalités de disposition du compte de neutralisation.*

Cette approche permettra ainsi d'alléger le processus de comptabilisation des événements imprévisibles en minimisant le délai entre leur moment d'application et le dépôt de la demande à la Régie. »

Demande :

- 13.1 À l'aide d'un exemple chiffré, veuillez expliquer la proposition du Distributeur.
- 13.2 De manière générale, veuillez indiquer quels sont les avantages de cette proposition par rapport au fonctionnement actuel.
- 13.3 Veuillez préciser comment le Distributeur entend informer la Régie lorsqu'il mentionne qu'il « *peut comptabiliser cet impact dans le Facteur Z générique tout en informant la Régie* ».
- 13.4 Veuillez indiquer comment la proposition du Distributeur « *permettra ainsi d'alléger le processus de comptabilisation des événements imprévisibles* ».

STRATÉGIE TARIFAIRE

Stratégie relative aux tarifs domestiques

14. Référence : i) **Pièce B-0045, p. 8-9.**

Préambule :

i) *« S'il est vrai que le coût évité total représente une bonne estimation de l'ajout ou de la perte d'un kWh de chauffage, on ne peut pas en dire autant d'un kWh perdu au profit de la production distribuée. En effet, si la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de puissance et ceux liés aux réseaux (transport et distribution), l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production. Il en résulte alors que le prix de la 2e tranche d'énergie du tarif D surestime inévitablement le crédit accordé à ce kWh évité. Le manque à gagner associé à l'autoproduction doit être récupéré auprès des autres consommateurs.*

[...]

Le Distributeur propose, pour le 1er avril 2019, la stratégie tarifaire suivante applicable aux tarifs domestiques :

- *Tarif D*
 - *gel de la redevance ;*
 - *poursuite de la hausse du seuil de la 1re tranche d'énergie de 36 à 40 kWh/jour, soit la cible retenue par la Régie dans sa décision D-2017-0226 ;*
 - *hausse uniforme des prix d'énergie, pour les raisons énoncées précédemment ; »*

Demande :

14.1 Veuillez élaborer sur l'affirmation suivante : *« En effet, si la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de puissance et ceux liés aux réseaux (transport et distribution), l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production ».*

14.2 Veuillez fournir le nombre d'autoproduiteurs branchés au réseau du Distributeur pour l'année 2017 et l'année de base 2018.

14.3 Le Distributeur a-t-il procédé à une prévision du nombre d'autoproduiteurs pour les années à venir ? Dans l'affirmative, veuillez déposer cette prévision.

- 14.4 Veuillez discuter de l'impact de la hausse du seuil de la première tranche d'énergie de 36 à 40 kWh/jour sur l'habilité du Distributeur à recouvrir ses coûts.
- 14.5 Veuillez discuter de l'impact de l'introduction de la facture minimale sur l'habilité du Distributeur à recouvrir ses coûts auprès des autoproducteurs. Veuillez expliquer si la situation décrite à la référence i) serait toujours présente.

Proposition relative à la tarification dynamique

15. Référence : i) **Pièce B-0045, p. 19.**

Préambule :

Le Distributeur présente à la référence i) la figure 3 correspondant au profil de charge horaire moyen pour l'ensemble du réseau en journée en pointe hivernale. Il indique également que :

« Considérant ce profil de charge, des options visant une réduction de la consommation durant ces périodes de 3 ou 4 heures permettraient de réduire les besoins en puissance à la pointe et contribueraient à réduire les coûts pour l'ensemble de la clientèle. Par ailleurs, ces deux plages plus ciblées que celle retenue dans le cadre du Projet tarifaire Heure Juste (« PTHJ »), octroient aux clients plus de flexibilité pour modifier leur consommation compte tenu d'une fenêtre de plusieurs heures hors pointe en mi-journée, sans compromettre l'équilibre énergétique. Enfin, ces plages plus ciblées permettent également d'accentuer l'écart entre les prix de pointe et hors pointe et, par ricochet, l'incitatif pour les clients à réduire leur consommation, comme le mentionne la Régie dans son Avis.

En ce qui a trait aux options de pointe critique, le Distributeur évalue leur contribution requise à un maximum de 100 heures afin de contribuer de manière efficace à la gestion plus fine des aléas de la demande et à la fiabilité de l'approvisionnement de la clientèle. Considérant des plages de 3 ou 4 heures, une limite de 100 heures pendant l'hiver correspond à un maximum se situant entre 25 à 33 événements de pointe critique par hiver. »

Demande :

- 15.1 Dans un fichier Excel, veuillez fournir les données utilisées pour construire la figure 3.

- 15.2 Veuillez fournir les données similaires en distinguant la clientèle résidentielle, la clientèle industrielle et la clientèle de petites et de moyennes puissances.
- 15.3 Veuillez préciser quelles étaient les plages de période de pointe du projet Heure Juste.
- 15.4 Veuillez préciser comment le Distributeur a établi le nombre maximum de 100 heures de contributions.
- 15.5 Veuillez présenter des prévisions de réduction de la charge en journée de pointe hivernale suite à l'introduction des propositions CPC et TPC du Distributeur en fonction de différents niveaux de participation de la clientèle.

16. Référence : **i) Pièce B-0045, p. 19-20.**

Préambule :

- i) *« Les coûts évités servent de balise à l'établissement des tarifs. Ainsi, le coût évité en puissance de long terme de 112 \$/kW-an (\$ 2018 indexé à l'inflation) constitue la valeur maximale pour établir la structure de prix des options tarifaires de tarification dynamique.*

Aux fins des options étudiées, un signal de prix de 50 \$/kW-hiver est retenu durant les heures de pointe. Pour les options tarifaires de pointe critique, la répartition de ce signal de prix de 50 \$/kW sur les 100 heures retenues correspond à un prix de 50 ¢/kWh applicable sous forme, soit de crédit ou de prix d'énergie en période critique. Le Distributeur estime que ce prix est un signal suffisamment incitatif et contrasté pour permettre de maximiser les résultats en termes d'effacement et de déplacement de la consommation. Son acceptabilité commerciale a d'ailleurs été étudiée lors de la consultation auprès de la clientèle (voir la section 4.4). »

Demande :

- 16.1 Veuillez fournir les détails des calculs permettant au Distributeur de passer du coût évité en puissance de long terme de 112 \$/kW-an au 50 ¢/kWh.
- 16.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur utilise un prix basé sur l'énergie (50 ¢/kWh) plutôt que sur la puissance.

17. Référence : **i) Pièce B-0045, p. 20.**

Préambule :

i) « **4.3. Options étudiées**

Aux fins de la consultation de la clientèle, le Distributeur a étudié trois options tarifaires pouvant répondre à ses besoins de pointe. Il s'agit d'options qui se retrouvent également chez d'autres distributeurs, avec des structures de prix et des modalités qui tiennent compte de leurs besoins et de leurs coûts propres.»

Demande :

17.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a mené un balisage des options de tarification dynamique pour l'analyse de ses trois options tarifaires. Dans l'affirmative, veuillez déposer les résultats du balisage.

17.2 Veuillez discuter des leçons qu'a tiré le Distributeur de l'expérience ontarienne suite à la mise en place d'un tarif différencié dans le temps en 2012.

18. Référence : **i) Pièce B-0045, p. 20.**

Préambule :

i) « *Le Distributeur propose deux options tarifaires pour la clientèle domestique et les petits clients commerciaux, soit un CPC et un TPC. Ces nouvelles options s'appliqueraient à compter de l'hiver 2019-2020.*

Bien que la consultation de la clientèle ait permis de constater un intérêt envers des options de tarification dynamique, il est difficile pour l'instant d'en mesurer le potentiel commercial. Toutefois, avec une offre diversifiée, le Distributeur estime qu'il pourra favoriser l'adhésion à la tarification dynamique et donc maximiser l'impact de ces mesures sur sa gestion du bilan énergétique. Il entend d'ailleurs mettre en place des mesures pour inciter l'adhésion à ces options et maximiser la satisfaction des participants (voir la section 4.7).

Pour l'hiver 2019-2020, le Distributeur se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements aux options proposées. Un déploiement progressif permettra d'évaluer l'expérience des participants en cours de route et d'ajuster, au besoin, l'offre tarifaire et commerciale pour les hivers suivants. Dans un premier temps, les options ne

s'appliqueront qu'aux clients domestiques et de petite puissance dont l'appel de puissance est inférieur à 50 kW. »

Demande :

18.1 Pour chacune des deux options proposées, veuillez présenter et discuter du :

- Nombre de consommateurs qui seront éligibles selon les catégories tarifaires.
- De l'estimation du nombre de participants au programme lors des premières années d'implantation des deux options selon les catégories tarifaires.
- De l'estimation de la réduction de charge (matins et soirs) selon les catégories tarifaires et les deux options proposées.
- De l'ensemble des coûts engendrés par l'introduction des deux options tarifaires pour le Distributeur.

19. Référence : **i) Pièce B-0045, p. 27.**

Préambule :

- i) *« Pour l'hiver 2019-2020, le Distributeur se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements aux options proposées. Un déploiement progressif permettra d'évaluer l'expérience des participants en cours de route et d'ajuster, au besoin, l'offre tarifaire et commerciale pour les hivers suivants. Dans un premier temps, les options ne s'appliqueront qu'aux clients domestiques et de petite puissance dont l'appel de puissance est inférieur à 50 kW. »*

Demande :

19.1 Veuillez préciser, selon les catégories de tarifs, le nombre maximal d'abonnements aux options proposées.

20. Référence : **i) Pièce B-0045, p. 28.**

Préambule :

- i) *« Selon que l'événement a lieu un jour de semaine ou de fin de semaine, le Distributeur établit ce profil à partir des valeurs de consommation horaires enregistrées pendant la plage correspondante des 5 jours de semaine ou de la fin de semaine, sans événement de*

pointe critique, qui précèdent la journée de l'événement. Pour chaque heure prise en compte, il retranscrit les valeurs réelles minimale et maximale enregistrées pendant les heures de référence correspondantes, puis il ajuste la moyenne des valeurs restantes en fonction de la consommation du client durant les heures qui précèdent l'événement de pointe critique.

Comme le calcul du crédit repose sur une estimation de ce que le client aurait consommé si l'événement de pointe critique n'avait pas eu lieu, une marge d'erreur doit être considérée afin de ne pas accorder indûment un crédit à un client qui ne se serait pas réellement effacé. À cette fin, un seuil minimal de 2 kWh d'énergie effacée par événement de pointe critique est requis, en-deçà duquel aucun crédit n'est versé. »

Demande :

- 20.1 Veuillez justifier l'utilisation d'une plage de 5 jours de semaine ou de fin de semaine.
- 20.2 Veuillez préciser comment a été calculé le seuil minimal de 2 kWh d'énergie effacée.
- 20.3 Veuillez élaborer sur la méthode de calcul du crédit à l'aide d'un exemple chiffré.

21. Référence : i) **Pièce B-0045, p. 29.**

Préambule :

- i) « *Le calibrage du TPC doit tenter de limiter l'attrait de ce tarif pour les opportunistes, c'est-à-dire les clients qui verraient une baisse de leur facture d'électricité sans qu'ils aient à modifier leur profil de consommation ou qui auraient intérêt à accroître leur consommation hors pointe pour profiter du prix le plus bas sans effacement en période de pointe. Le Distributeur propose d'utiliser deux moyens pour limiter ces cas d'opportunisme.*

D'abord, le TPC proposé conserve une structure similaire à celle du tarif régulier. Ainsi, les participants au TPC ont accès à ni plus ni moins de kWh facturés au prix plus bas de la 1re tranche d'énergie du TPC que s'ils étaient restés au tarif régulier. Dans le cas de la clientèle au tarif G, le TPC est calibré uniquement en fonction du prix de la 1re tranche d'énergie compte tenu que le prix de la 2e tranche ne s'applique qu'à une très faible consommation et qu'il est appelé à disparaître.

Ensuite, les prix du TPC appliqués durant la période d'été sont identiques à ceux du tarif régulier. Ainsi, les revenus supplémentaires associés à la consommation facturée au prix

plus élevé de pointe critique sont compensés uniquement sur les heures hors pointe de la période d'hiver. De cette façon, les clients, notamment ceux consommant davantage en été qu'en hiver, ne peuvent pas réaliser d'économies sans contrepartie d'un effacement en période d'hiver.

Par ailleurs, le calibrage du TPC doit assurer globalement la neutralité tarifaire par rapport au tarif régulier, c'est-à-dire que les clients qui ne modifient pas leur consommation lors d'événements de pointe critique ont, en moyenne, la même facture annuelle au tarif régulier et au TPC. Par ricochet, cette neutralité permet au Distributeur de récupérer les mêmes revenus globaux au TPC avant effacement qu'au tarif régulier. C'est donc en réduisant leur consommation ou en la déplaçant de la période de pointe critique vers la période hors pointe que les clients réalisent, en moyenne, des économies sur leur facture. C'est donc le signal de prix qui encourage les clients à poser des gestes pour réaliser des économies. »

Demande :

- 21.1 Veuillez élaborer sur les risques d'opportunisme que pose l'option TPC. Veuillez préciser l'évaluation que fait le Distributeur de ce risque.
- 21.2 Veuillez indiquer si ce risque d'opportunisme est également présent pour l'option CPC.
- 21.3 Veuillez fournir les calculs permettant d'assurer que le calibrage du tarif TPC respecte le principe de neutralité tarifaire.

22. Référence : **i) Pièce B-0045, p. 32.**

Préambule :

- i) *« Les économies potentielles sont propres à chaque ménage. Selon le montant de la facture annuelle au tarif régulier, elles peuvent représenter une économie très variable, exprimée en pourcentage de la facture. Elles dépendent, entre autres, du profil de consommation du ménage, de sa motivation à faire des efforts, de sa capacité à modifier sa consommation lors des événements de pointe critique et des outils à sa disposition pour faciliter la gestion de sa consommation (par exemple, des thermostats programmables, la domotique). De plus, comme indiqué par la Régie, l'ajout de technologies habilitantes à une tarification dynamique pourrait accentuer significativement la réponse des consommateurs au signal de prix et se traduire par une réduction plus marquée de la demande à la pointe. »*

Demande :

- 22.1 Veuillez élaborer sur le rôle que jouera les technologies habilitantes dans le cadre des options de tarification dynamique proposées par le Distributeur.
- 22.2 Veuillez préciser si le Distributeur entend encourager sa clientèle à utiliser ce type de technologie.

23. Référence : i) Pièce B-0045, p. 32.

Préambule :

- ii) *« Les économies potentielles sont propres à chaque ménage. Selon le montant de la facture annuelle au tarif régulier, elles peuvent représenter une économie très variable, exprimée en pourcentage de la facture. Elles dépendent, entre autres, du profil de consommation du ménage, de sa motivation à faire des efforts, de sa capacité à modifier sa consommation lors des événements de pointe critique et des outils à sa disposition pour faciliter la gestion de sa consommation (par exemple, des thermostats programmables, la domotique). De plus, comme indiqué par la Régie, l'ajout de technologies habilitantes à une tarification dynamique pourrait accentuer significativement la réponse des consommateurs au signal de prix et se traduire par une réduction plus marquée de la demande à la pointe. »*

Demande :

- 23.1 Veuillez élaborer sur le rôle que jouera les technologies habilitantes dans le cadre des options de tarification dynamique proposées par le Distributeur.
- 23.2 Veuillez préciser si le Distributeur entend encourager sa clientèle à utiliser ce type de technologie.

24. Référence : i) Pièce B-0045, p. 33

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 11 de la référence i) une estimation des économies potentielles en fonction de l'effacement.

Demande :

24.1 Veuillez préciser pour quelle catégorie de clients et pour quelle option tarifaire les estimations présentées au tableau 11 ont été effectuées.

24.2 Veuillez fournir les calculs permettant d'arriver aux estimations présentées au tableau 11.

25. Référence : i) Pièce B-0045, p. 34.

Préambule :

i) « *La bonification de l'offre tarifaire implique nécessairement une hausse de la charge de travail dans les centres de relations clientèle. En effet, de nouveaux motifs pour contacter le Distributeur, certains nécessitant un temps de traitement élevé, devront être pris en charge. De plus, l'ensemble des représentants des centres de relations clientèle devront recevoir une formation afin, notamment, d'accompagner la clientèle et d'assurer un traitement optimal de ces abonnements. Aussi, le centre d'exploitation du mesurage devra mettre en place un processus de suivi visant à assurer la disponibilité des données horaires de consommation.*

L'envergure globale des coûts de services à la clientèle et du système d'information clientèle sont estimés à environ 6 M\$. Les coûts de commercialisation, ceux associés à l'augmentation de la charge de travail en téléphonie ainsi qu'à certains développements informatiques ne sont pas précisés pour l'instant et s'ajouteront à ce montant. »

Demande :

25.1 Veuillez élaborer sur les efforts de communication qui seront entrepris par le Distributeur pour expliquer les deux nouvelles options de tarification dynamique à sa clientèle.

25.2 Veuillez fournir les détails du coût de 6 M\$.

