

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DU RNCREQ**

R-4011-2017 : HQD – DEMANDE TARIFAIRE 2018-2019**DEMANDE DE RENSEIGNEMENT N° 1 DU REGROUPEMENT NATIONAL
DES CONSEILS RÉGIONAUX DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC (« RNCREQ »)
AU DISTRIBUTEUR****A. Mesurage net aux réseaux autonomes**

Référence : B-0049, HQD-13, Doc. 4, p. 161, art. 7.12

Préambule 1 :

Le coût marginal de l'énergie aux réseaux autonomes — qui reflète les coûts de combustible — excède de loin le tarif marginal, ce qui crée un déficit supporté par les autres consommateurs. Pour cette raison, le Distributeur a entamé une démarche de conversion vers des énergies renouvelables.

Citation 1 (art. 7.12):

L'option de mesurage net décrite dans la présente section s'applique au titulaire d'un abonnement au tarif D, DM, DN ou G au titre duquel l'électricité est fournie par un réseau autonome et dont la puissance maximale appelée n'a jamais dépassé 50 kilowatts pendant les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

Préambule 2 :

Selon l'art. 7.14 de la Grille tarifaire proposée, lorsqu'un client demande d'adhérer à l'option III de mesurage net (réseaux autonomes), le Distributeur analyse les caractéristiques de l'installation d'autoproduction, la fiabilité des équipements et l'impact prévu sur le réseau, avant de décider s'il accepte ou non le raccordement de son installation d'autoproduction et son adhésion à l'option de mesurage net.

Citation 2 (art. 7.14):

Hydro-Québec analyse alors la demande du client, notamment en ce qui concerne les caractéristiques de l'installation d'autoproduction, la fiabilité des équipements et l'impact prévu sur le réseau. Elle avise ensuite le client par écrit de sa décision d'accepter ou non le raccordement au réseau de son installation d'autoproduction et son adhésion à la présente option de mesurage net.

Demandes :

- 1.1 Veuillez confirmer, infirmer ou corriger les affirmations faites aux Préambules 1 et 2, compte tenu des citations 1 et 2.

Réponse :

1 **Concernant le préambule 1, le Distributeur réitère, comme mentionné dans le**
2 **cadre du *Plan d’approvisionnement 2017-2026*, dossier R-3986-2016, à la pièce**
3 **HQD-2, document 1 (B-0010), page 10, qu’il vise à convertir les centrales au**
4 **combustible en réseaux autonomes dans l’optique de réduire les coûts**
5 **d’approvisionnement et son empreinte environnementale.**

6 **Voir également la réponse à la question 1.2.**

7 **Le Distributeur confirme l’affirmation de l’intervenant au préambule 2.**

1.2 Veuillez expliquer pourquoi, en réseaux autonomes, le Distributeur considère important de limiter la puissance maximale d’autoproduction à 50 kW, étant donné les Préambules 1 et 2 et votre réponse à la question 1.1.

Réponse :

8 **Comme mentionné lors de l’introduction des modalités tarifaires pour soutenir**
9 **l’autoproduction au dossier R-3551-2004, à la pièce HQD-1, document 1,**
10 **section 4.2, la limite de capacité des installations de production du client**
11 **autoprodacteur, au moins de 50 kW ou l’estimation de la puissance**
12 **maximale appelée de l’abonnement, vise à assurer que ces installations ont**
13 **pour seule fonction de combler en partie ou en totalité ses besoins. Le**
14 **Distributeur réitère qu’il s’agit d’une option permettant de soutenir**
15 **l’autoproduction et non d’acquérir de nouveaux approvisionnements.**

16 **Par ailleurs, la limite de capacité vise également à restreindre l’impact sur le**
17 **réseau et les coûts associés. Ces limites, de 50 kW lorsque l’alimentation est**
18 **en triphasé et de 20 kW lorsqu’elle est en monophasé, sont spécifiées dans la**
19 **norme E.12-07 concernant les exigences relatives au raccordement de la**
20 **production décentralisée utilisant des onduleurs de faible puissance au**
21 **réseau de distribution basse tension d’Hydro-Québec. Voir :**

22 [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3551-04/Requete3551/HQD-](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3551-04/Requete3551/HQD-01_doc01_Annexe3_3551_05juil05.pdf)
23 [01_doc01_Annexe3_3551_05juil05.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3551-04/Requete3551/HQD-01_doc01_Annexe3_3551_05juil05.pdf)

Référence : B-0049, HQD-13, Doc. 4, p. 162, art. 7.15

Citation :

7.15 Conditions d’admissibilité

Pour être admissible, le client doit remplir les conditions suivantes :

- a) la capacité maximale d’autoproduction du client ne doit pas être supérieure au moins de :
 - 20 kilowatts si l’installation est monophasée ou 50 kilowatts si elle est triphasée, ou

- l'estimation de la puissance maximale appelée de l'abonnement ;
- b) la production d'électricité doit se faire à partir d'une installation qui est située au même point de livraison que celui qui est visé par l'abonnement ;
- c) le client doit avoir uniquement recours à une ou à plusieurs des sources d'énergie suivantes :
 - énergie éolienne,
 - énergie photovoltaïque,
 - énergie hydroélectrique,
 - énergie du sol (géothermie) aux fins de la production d'électricité,
 - bioénergie (biogaz ou résidus de biomasse forestière).

Demandes :

2.1 Veuillez expliquer pourquoi, en réseaux autonomes, le Distributeur considère qu'il est souhaitable de limiter la puissance maximale d'autoproduction à 20 kW (si monophasée), étant donné les Préambules 1 et 2 et votre réponse à la question 1.1.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.2.**

2.2 Veuillez expliquer pourquoi, en réseaux autonomes, le Distributeur considère qu'il est souhaitable d'exiger que la production d'électricité se fasse à partir d'une installation qui est située au même point de livraison que celui qui est visé par l'abonnement.

Réponse :

2 **Voir les réponses aux questions 22.7 et 22.8 de l'ACEF de Québec à la pièce**
3 **HQD-15, document 3.**

2.3 Veuillez expliquer pourquoi, en réseaux autonomes, le Distributeur considère qu'il est souhaitable de limiter les sources d'énergie admissibles aux cinq (5) technologies mentionnées à 7.15 c), plutôt que d'admettre toute source d'énergie non fossile.

Réponse :

4 **Sur le plan environnemental et celui de l'intérêt public, l'autoproduction ne**
5 **peut se justifier que si elle est faite à partir de sources renouvelables.**
6 **Certaines sources d'énergie renouvelable permettent la production d'énergie**
7 **thermique et mécanique. Toutefois, dans le contexte de l'option de mesurage**
8 **net, seules les sources permettant la production d'énergie électrique sont**
9 **considérées. Par ailleurs, la liste des sources d'énergie admissibles à l'option**
10 **est compatible avec celle du ministère Ressources naturelles Canada.**

2.4 Plus spécifiquement, veuillez expliquer pourquoi, en réseaux autonomes, le Distributeur considère qu'il est souhaitable d'exclure des filières comme le solaire thermique, la valorisation énergétique des matières résiduelles (waste-to-energy) et la valorisation des rejets thermiques.

Réponse :

1 **Outre le fait que la production d'électricité doit se faire à partir d'une source**
2 **d'énergie renouvelable pour être admissible à l'option de mesurage net,**
3 **l'installation d'autoproduction doit également répondre à d'autres conditions**
4 **d'admissibilité. Ainsi, par exemple, l'installation doit être située au même**
5 **point de livraison que celui visé par l'abonnement et la capacité maximale doit**
6 **être de 50 kW pour une alimentation triphasée et de 20 kW pour une**
7 **alimentation monophasée.**

8 **Dans la mesure où une autre source d'énergie renouvelable répondrait aux**
9 **conditions d'admissibilité tout en respectant l'esprit de l'option selon lequel**
10 **elle offre un soutien à l'autoproduction, le Distributeur pourrait évaluer la**
11 **possibilité de l'inclure dans la liste des sources d'énergie admissibles.**

2.5 Plus généralement, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur a choisi de limiter l'utilisation du mesurage net dans les réseaux autonomes, étant donné le coût élevé de la fourniture d'électricité, d'une part, et les objectifs du Distributeur dans sa démarche de conversion, d'autre part.

Réponse :

12 **Voir les réponses aux questions 22.7 et 22.8 de l'ACEF de Québec à la pièce**
13 **HQD-15, document 3.**

Référence : B-0049, HQD-13, Doc. 4, p. 163, art. 7.17

Citation :

7.17 Banque de surplus

Pour chaque période de consommation, la valeur de l'électricité injectée par l'autoproduit dans le réseau d'Hydro-Québec est créditée dans une banque de surplus.

Cette valeur correspond au nombre de kilowattheures injectés multiplié par :

17,00 ¢ le kilowattheure, si l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au mazout lourd, ou

33,00 ¢ le kilowattheure, si l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au diesel léger, ou

47,00 ¢ le kilowattheure, si l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au diesel arctique.

Demandes :

3.1 Veuillez identifier les réseaux autonomes où l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au mazout lourd.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.10.1 du GRAME à la pièce HQD-15, document 8.**

3.2 Veuillez identifier les réseaux autonomes où l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au diesel léger.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 2.10.1 du GRAME à la pièce HQD-15, document 8.**

3.3 Veuillez identifier les réseaux autonomes où l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au diesel arctique.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 2.10.1 du GRAME à la pièce HQD-15, document 8.**

3.4 Veuillez expliquer la ou les différence(s) entre diesel léger et le diesel arctique, en termes de caractéristiques et de coût.

Réponse :

4 **Le diesel arctique a certaines qualités et spécificités qui lui permettent d'être**
5 **plus résistant aux températures très basses. Il est donc mieux adapté au**
6 **climat du Nunavik. Le surcoût attribuable à ce facteur constitue une donnée**
7 **commerciale et par conséquent cette information ne peut être déposée.**

3.5 Veuillez expliquer comment les valeurs de 17, 33 et 47 cents/kWh ont été choisies. Veuillez fournir, en soutien à votre réponse, des feuilles de calcul en format Excel indiquant précisément comment ces valeurs ont été fixées, et indiquer clairement les hypothèses et sources de données.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 2.7 du GRAME à la pièce HQD-15, document 8.**

Référence : B-0019, HQD-4, Doc. 4, p. 8

Préambule:

Dans la référence, le Distributeur indique le coût évité en énergie pour chacun des réseaux autonomes.

Demande :

4.1 Veuillez commenter en détail la relation entre les prix fixés à l'art. 7.17 de la Grille proposée et les coûts évités en énergie des différents réseaux autonomes, tel qu'indiqué au document B-0019.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.7 du GRAME à la pièce HQD-15, document 8.**

Référence : B-0049, HQD-13, Doc. 4, p. 164-165, art. 7.19 et 7.20

Citation :

7.19 Restrictions relatives à la banque de surplus

La banque de surplus est ramenée à 0 :

- a) au début de la période de consommation commençant le ou après le 31 mars suivant la date d'adhésion établie selon l'article 7.16 et tous les 24 mois par la suite, ou
- b) au début de la période de consommation commençant après la date choisie par le client dans les 24 mois suivant la date d'adhésion établie selon l'article 7.16 et tous les 24 mois par la suite, ou (...)

7.20 Annulation

(...) Pour que le client puisse de nouveau être admissible à la présente option de mesurage net, une période d'au moins 12 mois consécutifs doit s'être écoulée depuis la date d'annulation.

Demande :

5.1 Veuillez expliquer le raisonnement qui sous-tend l'application des dispositions citées aux clients de mesurage net en réseaux autonomes, étant donné le coût élevé de la fourniture d'électricité dans ces réseaux, d'une part, et les objectifs du Distributeur dans sa démarche de conversion, d'autre part.

Réponse :

2 **Voir les réponses aux questions 22.7 et 22.8 de l'ACEF de Québec à la pièce**
3 **HQD-15, document 3.**

B. Tarification dynamique / Coûts marginaux

Référence : B-0019, HQD-4, Doc. 4, p. 5

Citation :

1.1.1 Signal de coût évité de l'énergie

Le bilan offre - demande en énergie du Distributeur présente encore d'importants surplus jusqu'en 2027. Ainsi, sur cet horizon, aucun approvisionnement de long terme n'est requis. Les besoins en hiver seront comblés par des achats sur les marchés de court terme.

Le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût de ces achats. (...)

- 2018 à 2027 inclusivement :
le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation ;

1.1.2. Signal de coût évité de la puissance

Le bilan offre - demande du Distributeur prévoit des besoins en puissance de long terme à compter de l'hiver 2023-2024, et ce, considérant une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW, comme mentionné dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026.

Pour les hivers précédant cette date, le signal de coût évité correspond au coût moyen d'approvisionnement sur les marchés de court terme. À partir de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité reflète le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.

- Pour les hivers 2017-2018 à 2022-2023, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation) ;
- À compter de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité est de 110 \$/kW-an (\$ 2017, indexé à l'inflation).

Demande :

5.1 (*bis*) Veuillez expliquer en détail comment les valeurs retenues pour le signal de coût évité de l'énergie en hiver ont été fixées, en indiquant les données d'origine et leurs sources, ainsi que les calculs y appliqués.

Réponse :

1 **Le signal de coût évité en énergie est une annuité calculée à partir de la**
2 **moyenne des prix à terme sur le marché de New York pour les mois d'hiver,**
3 **auxquels s'ajoutent des frais de sortie du marché de New York, des frais de**
4 **courtage et des frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.**

Citation 1

Référence : Avis A-2017-01, p. 16

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.

Citation 2

Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 7-8

En réponse aux pistes de solution touchant la mise en place d'options volontaires de tarification dynamique, le Distributeur entend réaliser les travaux nécessaires à l'introduction à l'hiver 2018-2019, sur une base expérimentale, d'options de tarification dynamique pour les clientèles domestique et générale, incluant les serres et les centres de ski. Ces options pourraient permettre aux consommateurs qui peuvent moduler leur consommation de réduire leur facture d'électricité. Pour ce faire, le Distributeur pourra compter sur l'expérience qu'il a acquise en cette matière, plus particulièrement dans le cadre du projet tarifaire Heure Juste³.

Les conditions et structures de ces nouvelles options devront cependant refléter le contexte énergétique qui a évolué depuis le projet Heure Juste. Tout en restant simples, elles devront permettre de répondre de façon efficace, par un signal de prix important en période de pointe, aux besoins de gestion du réseau.

³ Rapport final du projet tarifaire Heure juste, dossier R-3740-2010, pièce HQD-12, document 6.

Préambule :

Dans la mesure où le Distributeur entend introduire des options de tarification dynamique pour les clientèles domestique et générale dès l'année tarifaire 2018-2019, il est raisonnable de penser que la nature et les principaux paramètres de ces options ont déjà été identifiés.

Demandes :

6.1 Veuillez préciser si « l'option de tarification dynamique » mentionnée en Citation 2 fait référence aux « options volontaires de tarification dynamique – heures critiques » mentionnées à l'Avis (Citation 1).

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

6.2 Veuillez confirmer que le Distributeur fait généralement référence aux 300 heures de plus grandes charges comme ses « heures critiques ». S'il entend utiliser une

autre définition d'« heures critiques » dans le contexte des options volontaires de tarification dynamique, veuillez la préciser.

Réponse :

1 **Dans le contexte de la gestion par le Distributeur de l'équilibre offre-demande,**
2 **les heures critiques correspondent généralement aux heures de fine pointe**
3 **durant l'hiver où le réseau est très sollicité et où il doit recourir à des achats**
4 **de court terme dans le but d'assurer la fiabilité des approvisionnements à la**
5 **clientèle québécoise. Il s'agit d'un nombre d'heures qui varie, d'une année à**
6 **l'autre, selon les conditions de l'équilibre offre-demande, lesquelles sont**
7 **influencées par les différents aléas climatiques qui surviennent durant l'hiver.**

8 **Par ailleurs, dans le contexte d'une tarification dynamique, les « heures**
9 **critiques » correspondent à un nombre d'heures restreint durant lesquelles un**
10 **signal de prix fort est appliqué afin d'inciter le client participant à réduire sa**
11 **consommation ou à déplacer des charges en période hors pointe. Ce nombre**
12 **d'heures peut être déterminé à l'avance ou variable. Il correspond**
13 **généralement aux heures de fine pointe mais peut différer de ces heures pour**
14 **des considérations commerciales.**

15 **Voir également la réponse à question 51.1 de la demande de renseignements**
16 **n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

6.3 Veuillez préciser la nature et les paramètres de la ou des options de tarification dynamique que le Distributeur entend offrir sur une base expérimentale pour l'hiver 2018-2019. Dans la mesure où ces éléments ne sont pas encore fixés, veuillez préciser les options qui sont considérées.

Réponse :

17 **Voir la réponse à question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
18 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

6.4 Veuillez préciser les constats du projet Heure Juste, notamment à l'égard des options Réso et Réso+, que le Distributeur considère pertinents dans le contexte de la conception des options de tarification dynamique.

Réponse :

19 **Voir la réponse à question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
20 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

6.5 Veuillez préciser la démarche employée par le Distributeur pour évaluer la rentabilité d'une option de tarification dynamique.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

Référence : D-2017-105, p. 8

Citation :

[22] Cependant, il sera loisible aux intervenants de questionner le Distributeur sur ce sujet [la méthodologie d'établissement des coûts évités] en lien avec le projet pilote de tarification dynamique. En effet, l'Avis comporte une piste de solution recommandant une option volontaire de tarification dynamique – heures critiques accessible à toutes les catégories de consommateurs. La Régie y précisait que pour être efficace et atteindre ses objectifs, la structure tarifaire des options de tarification dynamique doit s'appuyer sur une étude détaillée des coûts marginaux pendant les heures de plus grande charge. Cela pourrait donc nécessiter à terme un raffinement de la méthode d'établissement des coûts évités.

7.1 Veuillez préciser comment le Distributeur évalue le bénéfice marginal qui découlera de la réduction de la demande par un kW suite à l'adoption par un consommateur d'une option de tarification dynamique.

Réponse :

- 3 **Voir la réponse à question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

7.1.1 Est-ce que le Distributeur calcule ce bénéfice en fonction des coûts évités tels que présentés dans B-0019? Si oui, veuillez préciser les valeurs utilisées pour les coûts évités d'énergie et de puissance.

Réponse :

- 5 **Voir la réponse à question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
6 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

7.2 Veuillez fournir, en format Excel, les données suivantes pour les 300 heures de plus grande charge des années 2012, 2013, 2014, 2015 et 2016 :

- La date ;
- L'heure ;
- Les besoins réguliers ;
- Le bâtonnet affecté ;
- Le nombre de MW acheté aux marchés de court terme ;
- Le prix moyen des MW achetés aux marchés de court terme ; et

- Le prix ajusté au marché de NY, selon le Suivi de l'entente cadre (DAM HQ + TSC NYPA-HQ + NTAC + SC NYISO) * T (\$/MWh).

Réponse :

1 **Cette demande est prématurée, car le Distributeur ne fait pas de proposition**
2 **formelle relative à la tarification dynamique dans son dossier tarifaire 2018-**
3 **2019.**

4 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
5 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

7.3 Veuillez verser au dossier les documents Excel B-0044 à B-0051, inclusivement,
du dossier R-3986-2016.

Réponse :

6 **Le Distributeur rappelle que la demande de renseignements d'un intervenant**
7 **ne vise pas à faire faire sa preuve par le Distributeur. Ces fichiers ont été**
8 **déposés dans le cadre du *Plan d'approvisionnement 2017-2026* à la demande**
9 **de l'intervenant.**

10 **Voir également la réponse à la question 51.1 de la demande de**
11 **renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

7.4 Veuillez fournir, en format Excel :

- le Suivi 2016 de l'Entente globale cadre 2014-2016, et
- le Suivi détaillé des activités du Distributeur 2016.

Réponse :

12 **Cette demande est prématurée, car le Distributeur ne fait pas de proposition**
13 **formelle relative à la tarification dynamique dans son dossier tarifaire 2018-**
14 **2019.**

15 **Voir la réponse à la question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
16 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

C. Tarif DP

Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 15

Citation :

Suivant le principe de causalité des coûts, il pourrait être justifié d'augmenter davantage le niveau de la redevance d'abonnement, et ce, dès à présent.

Demande :

8.1 En faisant référence à l'étude du coût de service, veuillez préciser les éléments qui suggèrent que le niveau de la redevance d'abonnement n'est pas suffisant pour couvrir les coûts d'un abonnement.

Réponse :

1 **Comme il appert du tableau R-8.1, la redevance d'abonnement de 40,64 ¢/jour**
2 **ne permet pas de récupérer l'ensemble des coûts d'abonnement estimés à**
3 **58,79 ¢ par jour pour l'année 2018.**

TABLEAU R-8.1 :
COÛTS D'ABONNEMENT AUX TARIFS DOMESTIQUES

Année 2018 (prévue)	Ensemble des revenus requis	
	(M\$)	(¢/jour)
Services à la clientèle	343,1	23,95
Relève des compteurs	7,8	0,54
Facturation	53,9	3,76
Encaissement	9,0	0,63
Recouvrement	116,2	8,11
Subtilisation	5,4	0,38
Réponse téléphonique	176,4	12,32
Plaintes et réclamations	9,8	0,68
Relations avec le milieu	-	-
Réseaux autonomes - Autres	0,7	0,05
Revenus (frais d'adm. & d'ouv. doss.)	(36,1)	(2,52)
Ventes et commercialisation	-	-
Mesurage	158,3	11,05
Réseau (Abonnement)	340,8	23,79
Branchement	46,8	3,3
Réseau minimum	294,0	20,5
Total (¢/jour)	842,2	58,79
Total (\$/mois)		17,64

Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 16

Citation :

Pour rencontrer cet objectif, le principal défi consiste à déterminer le coût pour le Distributeur de livrer au client un kWh additionnel de même que le coût évité d'un kWh épargné par celui-ci. Pour ce faire, il faut se référer au signal donné par les coûts évités, mais également à la nature du kWh, livré ou épargné, en termes de puissance et d'énergie. La tâche consiste donc à fixer le niveau du prix de la 2e tranche d'énergie de sorte que le choix du consommateur, d'augmenter ou de réduire sa consommation d'un kWh, n'ait pas d'impact sur le coût de service des autres clients, la variation de revenus du Distributeur étant équivalente à la variation des coûts engendrés. En d'autres mots, le prix de la 2e tranche d'énergie doit être fixé de telle sorte qu'il reflétera la juste valeur du service rendu.

Demande :

8.2 Veuillez expliquer le sens donné à l'expression, « la nature du kWh ».

Réponse :

1 **En utilisant l'expression « la nature du kWh livré ou épargné, en termes de**
2 **puissance et d'énergie » le Distributeur fait référence à l'usage du kWh, ses**
3 **caractéristiques de consommation et sa source d'approvisionnement.**

Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 16

Citation 1 (p. 16):

Plus spécifiquement, le prix de la 2e tranche d'énergie vise à refléter le coût évité du chauffage des locaux, soit le coût associé à une charge de chauffage à la marge, tant à la hausse qu'à la baisse.

Citation 2 (p. 17):

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 2e tranche d'énergie du tarif D. Il propose ainsi d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2e tranche. Ce choix tient compte du fait que le Distributeur ne peut plus être certain d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée et assure ainsi la mise en œuvre d'une pratique plus équitable pour l'ensemble de sa clientèle.

Référence : R-3610-2006, HQD-15, Doc. 2, Annexe A, pages 12 et 14

Citation 3 (p. 12) :

**3.1 Coût évité de transport – charge locale :
définition**

Définition:

- Dépenses associées aux travaux requis sur le réseau de transport, pour répondre aux besoins de croissance dans une région ou des zones données ou à maintenir la stabilité du réseau et la continuité de service après augmentation de la charge.
- Dépenses requises au-delà de celles engagées sur le réseau de transport pour l'intégration de la fourniture.

Le coût évité de transport – charge locale comprend :

- Investissements
- Frais annuels d'exploitation
- Taxe sur le capital
- Taxe sur les services publics

17

Suivi de la décision D-2006-56

Document de travail

12 mai 2006



Citation 4 (p. 14) :

4.1. Coût évité de distribution : définition

Définition:

- Le coût évité de distribution prend en compte les dépenses nécessaires sur le réseau de distribution pour rencontrer la croissance de la demande au cours des prochaines années.
- Les investissements retenus concernent essentiellement les équipements sur les tronçons principaux (25 kV).

Le coût évité de la distribution comprend :

- Investissements
- Frais annuels d'exploitation
- Taxe sur le capital
- Taxe sur les services publics

21

Suivi de la décision D-2006-56

Document de travail

12 mai 2006



Préambule :

Les citations 3 et 4, tirées d'une présentation d'HQD sur les concepts qu'il utilise à l'égard des coûts évités, indiquent que les coûts évités de « transport – charge locale » et de « distribution » réfèrent effectivement aux coûts à la marge, associés aux investissements futurs qui seraient requis afin de répondre à la croissance de la demande, qui découlent de l'ajout d'un kWh de charge.

Demandes :

9.1 Veuillez confirmer ou infirmer l'affirmation faite en préambule.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

9.2 Veuillez expliquer pourquoi les coûts évités de transport – charge locale et de distribution ne contribuent pas aux coûts associés à une charge de chauffage à la marge.

Réponse :

2 **Voir les réponses aux questions 53.2 et 53.3 de la demande de**
3 **renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 20, Figure 2

Préambule :

La Figure 2 indique que 59% des clients au tarif D verraient une réduction de leur facture selon la structure cible proposée.

Dans le passé, le Distributeur a refusé des propositions de modification tarifaire qui mèneraient à des réductions de facture pour certains clients, en suggérant que cela donnerait un mauvais signal de prix.

Demandes :

10.1 Veuillez confirmer, infirmer ou préciser les affirmations faites en préambule.

Réponse :

4 **Le Distributeur n'est pas en mesure de reconnaître la dernière affirmation de**
5 **l'intervenant mentionnée en préambule, laquelle n'est pas appuyée d'une**
6 **référence. Le Distributeur est d'avis qu'il n'est pas souhaitable de réduire le**
7 **niveau d'un prix d'une composante tarifaire, dans un contexte autre que celui**
8 **d'une baisse de tarifs puisqu'une telle baisse atténuerait le signal de prix. Voir**
9 **à ce sujet la réponse à la question 29.1 de l'ACEF de Québec à la pièce**
10 **HQD-15, document 3.**

11 **Toutefois, l'affirmation de l'intervenant ne peut s'appliquer aux modifications**
12 **à la structure d'un tarif. Le Distributeur tient à rappeler que, compte tenu de la**
13 **réallocation des revenus qui y est associée, toute modification à la structure**
14 **d'un tarif à revenus équivalents génère inévitablement des gagnants et des**
15 **perdants. Comme la hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie du tarif D vise**
16 **à alléger la facture des plus petits clients chauffés à l'électricité, il est donc**
17 **tout à fait attendu qu'il y ait des réductions de facture pour ceux-ci. Le**

1 **Distributeur confirme que, dans un scénario à revenus équivalents, c'est-à-**
2 **dire un scénario purement hypothétique d'un gel de tarifs, l'application de la**
3 **structure cible du tarif D générerait une baisse de facture pour 59 % des**
4 **clients.**

5 **Dans un contexte d'une hausse tarifaire, la proportion de clients profitant**
6 **d'une baisse de facture est toutefois nettement inférieure. En effet, comme**
7 **présenté en réponse à la question 27.3 de l'ACEF de Québec à la pièce**
8 **HQD-15, document 3, ce sont 2 % des clients au tarif D qui verraient leur**
9 **facture diminuer selon la stratégie tarifaire proposée au 1^{er} avril 2018. Toutes**
10 **choses égales par ailleurs, la proportion de gagnants et de perdants dépend**
11 **donc de la hausse appliquée.**

10.2 Le cas échéant, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'est plus préoccupé par cet enjeu.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 10.1.**

Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 21 et 22

Préambule :

La Figure 3 indique un impact tarifaire maximal de 2,2%, qui s'appliquerait à tous les clients avec une consommation annuelle de moins de 10 000 kWh.

La Figure 4 indique un impact tarifaire de près de 14% (5^e centile) pour les clients agricoles.

Dans les deux cas, l'effet disparaît si l'on exclut les clients touchés par la facture minimale.

Demandes :

11.1 Veuillez confirmer, infirmer ou préciser les affirmations faites en préambule.

Réponse :

13 **Le Distributeur rectifie les affirmations de l'intervenant au préambule.**

14 **L'impact tarifaire de 2,2 % pour l'ensemble des clients au tarif D consommant**
15 **moins de 10 000 kWh correspond à un impact annualisé moyen, et non à un**
16 **impact annualisé maximal. L'impact annualisé maximal (95^e centile) pour ces**
17 **clients s'élève plutôt à 10,4 % mais il est de 0,7 % si les clients touchés par le**
18 **montant minimal de la facture sont exclus. Quant à l'impact annualisé**

1 d'environ 14 % pour les clients agricoles, il correspond à l'impact associé au
2 95^e centile et non, au 5^e centile.

3 Enfin, le Distributeur précise que les impacts annualisés sont
4 considérablement réduits, et non éliminés, lorsque sont exclus les clients
5 touchés par le montant mensuel minimal de la facture.

11.2 Veuillez mettre les Figures 3 et 4 en contexte :

11.2.1 en identifiant, la plus précisément possible, la clientèle affectée par
les augmentations tarifaires les plus importantes, et

Réponse :

6 Comme indiqué à la pièce HQD-13, document 2 (B-0047), section 3.1.2, la
7 clientèle la plus affectée par la structure cible du tarif D est celle touchée par
8 le montant minimal de la facture. Il s'agit donc de clients qui ne consomment
9 pas ou très peu de kWh.

10 Le tableau R-54.2 présenté en réponse à la question 54.2 de la demande de
11 renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3, permet de
12 faire le constat que 85 % des clients susceptibles de payer un montant
13 mensuel minimal de la facture consomment moins de 10 000 kWh par année.

14 Voir également la réponse à la question 28.1 de l'ACEF de Québec à la pièce
15 HQD-15, document 3.

11.2.2 en expliquant pourquoi le Distributeur considère que ces impacts
tarifaires sont acceptables.

Réponse :

16 Ces impacts tarifaires sont acceptables puisqu'ils représentent des hausses
17 en dollars raisonnables. Par exemple, l'impact maximal (95^e centile) pour les
18 clients agricoles apparaissant à la figure 4 de la pièce HQD-13, document 2
19 (B-0047) correspond à une hausse de la facture annuelle de 73 \$.

Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 23

Citation 1:

L'ensemble des modifications aux tarifs domestiques, incluant le chevauchement des domaines d'application des tarifs D et DP pour les clients dont la PMA est de 50 kW ou plus, mais inférieure à 65 kW, et la procédure de transfert proactif entre ceux-ci, ont pour effet d'avantager la majorité de la clientèle, notamment celle dont l'appel de

puissance est supérieur à 50 kW. Néanmoins, compte tenu de la diversité des profils de consommation, certains clients seront plus ou moins affectés.

Demande :

12.1 Un client de tarif D qui considère s'inscrire au tarif DP a-t-il accès à son historique d'appels de puissance? Si oui, comment?

Réponse :

1 **En vertu de l'article 2.24 des Tarifs, un compteur à indicateur de maximum**
2 **doit être installé pour qu'un abonnement soit admissible au tarif DP. Une fois**
3 **celui-ci installé, les données relatives aux appels de puissance enregistrés**
4 **sont présentées sur la facture d'électricité. Les clients peuvent donc avoir**
5 **accès à leur historique d'appels de puissance depuis l'installation de ce**
6 **compteur en consultant leurs factures antérieures. Les clients peuvent**
7 **également obtenir cette information en communiquant avec les services à la**
8 **clientèle.**

9 **Par ailleurs, dans le cadre du transfert proactif prévu entre les tarifs D et DP,**
10 **le Distributeur envoie une correspondance aux clients domestiques dont la**
11 **puissance maximale appelée a été d'au moins 50 kW mais pour qui le tarif D**
12 **demeure le tarif domestique le plus avantageux sur la base de leur historique**
13 **de consommation. Le but de cette correspondance est de les aviser qu'ils**
14 **sont également admissibles au tarif DP et qu'ils seraient automatiquement**
15 **transférés à ce tarif si leur puissance maximale appelée atteignait 65 kW.**

Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 23

Citation 1:

Un autre principe important de conception tarifaire est qu'un tarif devrait permettre aux clients d'être informés des coûts engagés pour répondre à leur demande. Dans la mesure où le tarif DP s'adresse à des clients de taille plus importante, davantage en mesure de gérer leur appel de puissance, il importe de les inciter à le faire avec un bon signal de prix. La facturation de la puissance favorise une meilleure gestion de la puissance et permet aux clients de rentabiliser des investissements en technologie de gestion de la charge, tout en assurant un meilleur appariement des tarifs avec les coûts fixes.

Citation 2 (B-0049, pages 20 et 21):

2.19 Puissance à facturer

La puissance à facturer au tarif DP correspond à la puissance maximale appelée au cours de la période de consommation visée, mais elle n'est jamais inférieure à la puissance à facturer minimale telle qu'elle est définie dans l'article 2.20.

2.20 Puissance à facturer minimale

La puissance à facturer minimale de chaque période de consommation correspond à 65 % de la puissance maximale appelée au cours d'une période de consommation qui se situe en totalité dans la période d'hiver comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

Préambule :

La facturation de la puissance au tarif DP se base sur la puissance maximale appelée au cours de chaque période de consommation, avec une puissance à facturer minimale qui correspond à 65% de la puissance maximale appelée à l'hiver antérieur.

Demandes :

13.1 Veuillez confirmer, infirmer ou préciser les affirmations faites en préambule.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme. En effet, à l'instar des tarifs généraux et de la**
2 **pratique dans l'industrie pour les tarifs en vertu desquels la puissance est**
3 **facturée, la facturation de la puissance au tarif DP est établie sur la base de la**
4 **puissance maximale appelée au cours de la période de consommation, sans**
5 **toutefois être inférieure à une puissance à facturer minimale. Cette dernière**
6 **est généralement calculée en fonction des appels de puissance historiques.**

13.2 Veuillez fournir, en format Excel, l'appel de puissance horaire d'une résidence typique pendant l'année 2015, en utilisant des données réelles de clients réels (mais sans identification nominative), pour les types de résidences suivants :

13.2.1 Maison unifamiliale avec un appel de puissance maximale de 70 kW;

13.2.2 Maison unifamiliale avec un appel de puissance maximale de 60 kW;

13.2.3 Maison unifamiliale avec un appel de puissance maximale de 50 kW;

13.2.4 Maison unifamiliale avec un appel de puissance maximale de 40 kW;

13.2.5 Maison unifamiliale avec un appel de puissance maximale de 30 kW;

13.2.6 Appartement avec un appel de puissance maximale de 70 kW;

13.2.7 Appartement avec un appel de puissance maximale de 60 kW;

- 13.2.8 Appartement avec un appel de puissance maximale de 50 kW;
- 13.2.9 Appartement avec un appel de puissance maximale de 40 kW;
- 13.2.10 Appartement avec un appel de puissance maximale de 30 kW;
- 13.2.11 Installation agricole avec un appel de puissance maximale de 70 kW;
- 13.2.12 Installation agricole avec un appel de puissance maximale de 60 kW;
- 13.2.13 Installation agricole avec un appel de puissance maximale de 50 kW;
- 13.2.14 Installation agricole avec un appel de puissance maximale de 40 kW; et
- 13.2.15 Installation agricole avec un appel de puissance maximale de 30 kW.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur ne dispose pas de ces informations. Le Distributeur tient**
- 2 **également à rappeler que les données horaires ne sont pas nécessaires à**
- 3 **l'analyse des impacts de la structure cible du tarif DP, incluant celle de la**
- 4 **facturation de la puissance dès le 1^{er} kW.**
- 5 **Voir également la réponse à la question 13.1.**

13.3 Pour chacun des cas mentionnés aux demandes 12.2.1 à 12.2.15, veuillez fournir en format Excel, pour chaque mois de l'année 2015 (en faisant l'hypothèse d'une période de facturation mensuelle), les composantes principales de la facture (redevance, énergie et puissance), selon trois options :

- a) Tarif D (si éligible),
- b) Tarif DP (tel qu'en vigueur actuellement) et
- c) Tarif DP (tel que proposé – structure cible).

Réponse :

- 6 **Voir la réponse à la question 13.2.**

13.4 Veuillez fournir copie de toute analyse faite par ou pour le Distributeur, ainsi que de tout rapport dont il dispose sur le degré de coïncidence entre l'appel de puissance d'une résidence et a) la pointe mensuelle du réseau, b) la pointe

annuelle du réseau, c) la pointe mensuelle du poste de distribution, et d) la pointe annuelle du poste de distribution.

Réponse :

1 Le Distributeur ne procède pas à l'analyse des appels de puissance des
2 résidences, prises individuellement, et du degré de coïncidence de ces appels
3 de puissance avec la pointe du réseau ou des postes de distribution. Le
4 Distributeur réfère l'intervenant au tableau 50 de la pièce HQD-12, document 3
5 (B-0045) dans lequel il présente les pointes coïncidentes mensuelles par
6 catégories de consommateurs. Comme il le mentionne en réponse à la
7 question 48.1 de la demande de renseignements n° 3 la Régie à la pièce
8 HQD-15, document 1.3, le Distributeur utilise les profils de consommation de
9 l'année historique par catégories de consommateurs, qu'il normalise pour les
10 conditions climatiques et qu'il ajuste pour tenir compte du calendrier de
11 l'année témoin et de la courbe des besoins du Distributeur.

12 Concernant la pointe mensuelle du réseau, voir la réponse à la question 13.5.

13.5 Veuillez expliquer en détail l'utilisation des pointes mensuelles dans l'allocation des coûts, selon la méthodologie d'étude de coût de service utilisée par le Distributeur.

Réponse :

13 La mensualisation des pointes coïncidentes et non coïncidentes fait suite à
14 une demande de la Régie dans sa décision D-2004-47, page 106, et n'est pas
15 utilisée aux fins de la répartition du coût de service du Distributeur.

16 Ce sont les pointes coïncidentes et non coïncidentes, présentées aux
17 colonnes (3) à (5) du tableau 11 de la pièce HQD-12, document 3 (B-0045), qui
18 servent à répartir, entre les catégories de consommateurs, la composante
19 Puissance associée au coût de service du Distributeur¹. La pointe coïncidente
20 correspond à la pointe de chaque catégorie de consommateurs au moment de
21 la pointe du réseau. Quant à la pointe non coïncidente, elle correspond au
22 plus grand appel de puissance de chaque catégorie de consommateurs
23 mesuré par le Distributeur, sans égard à la pointe du réseau.

24 Le Distributeur soutient qu'il faut distinguer la répartition des coûts par
25 catégories de consommateurs de la récupération des revenus requis auprès
26 de la clientèle par l'entremise des tarifs, sur la base des données de
27 consommation spécifiques des clients. L'appel maximal mensuel des clients
28 utilisé pour la facturation de la puissance (voir la réponse à la question 13.1)
29 reflète leur utilisation du réseau et sert à déterminer leur contribution aux

¹ Voir les colonnes (3), (4) et (6) du tableau 6, les colonnes (4), (5) et (7) du tableau 7 et les colonnes (2), (4), (5) et (7) du tableau 9C de la pièce HQD-12, document 3 (B-0045).

1 **revenus requis. De plus, la puissance à facturer minimale permet de refléter le**
2 **fait que le coût d'un kW appelé en hiver est plus élevé que celui d'un kW**
3 **appelé en été.**

13.6 Plus généralement, veuillez commenter jusqu'à quel point et comment l'augmentation d'une pointe mensuelle, autre que la pointe annuelle, influe sur les coûts de service du Distributeur.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 32.1 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-15,**
5 **document 3.**

13.7 À la lumière de l'information fournie, veuillez expliquer jusqu'à quel point l'appel maximal mensuel d'un client résidentiel influe sur les coûts de service du Distributeur.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 32.1 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-15,**
7 **document 3.**

13.8 Veuillez identifier les mesures disponibles au Québec pour aider un client résidentiel à connaître et limiter l'appel mensuel en puissance de sa résidence.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 12.1. Voir également la réponse à la**
9 **question 56.1 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce**
10 **HQD-15, document 1.3.**

Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 23-24

Citation :

Il faut rappeler que l'objectif d'inciter à une meilleure gestion de la puissance a mené à la facturation annuelle de la puissance aux tarifs domestiques, à la prise en compte de la puissance apparente dans l'établissement de la puissance à facturer et à l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la PFM aux tarifs domestiques. D'ailleurs, en approuvant la facturation annuelle de la puissance, la Régie a reconnu, à juste titre, l'importance pour le Distributeur que les clients gèrent leurs appels de puissance en tout temps et non pas seulement à la pointe du réseau, de façon à réduire la pression tant sur les coûts de fourniture que sur ceux de transport et de distribution.

Demandes :

14.1 Veuillez fournir des références précises aux décisions de la Régie mentionnées dans la dernière phrase de la Citation.

Réponse :

1 **Le Distributeur présente l'extrait de la décision D-2008-024 du dossier**
2 **R-3644-2007 auquel il faisait référence.**

Facturation de la puissance

L'application d'une prime de puissance pour les appels excédant 50 kW en hiver permet d'ajouter un signal de prix en puissance pour les clients qui ont la capacité de gérer leur pointe en hiver. Cette prime affecte surtout les quelque 2 600 clients qui consomment plus de 130 000 kWh par année, mais elle a également un impact sur l'ensemble de la clientèle du tarif D qui est facturé pour l'ajout de capacité en puissance par le Distributeur sur son réseau.

Le Distributeur propose la réforme suivante de la facturation de la puissance :

- facturation annuelle de la puissance et non seulement en hiver;
- introduction, à compter du 1^{er} avril 2009, d'une prime de puissance de 0,63 \$/kW applicable en été (augmentation annuelle de 0,63 \$/kW jusqu'à ce la prime d'été atteigne la prime d'hiver);
- gel de la prime d'hiver à son prix au 1^{er} avril 2008 (6,21 \$/kW);
- introduction à partir du 1^{er} avril 2009 de la facturation de la puissance apparente exprimée en kVA pour les clients dont le facteur de puissance est inférieur à 90 %.

Le Distributeur mentionne que la facturation actuelle de la puissance uniquement en hiver n'offre aux clients aucun incitatif à gérer leurs appels de puissance en période d'été, dans un contexte où il n'existe qu'un très faible écart entre les coûts marginaux de long terme d'été et ceux d'hiver.

Il souligne également que les clients du tarif domestique dont le facteur de puissance est inférieur à 90 % disposent d'un avantage indu par rapport aux clients des autres tarifs (G, M et L), puisqu'ils n'ont aucun incitatif à installer des condensateurs pour améliorer leur facteur de puissance. Or, un plus faible facteur de puissance augmente les pertes sur le réseau et occasionne des fluctuations de tension sur les lignes électriques, ce qui oblige le Distributeur à installer des condensateurs aux frais de l'ensemble des clients.

La Régie considère qu'une prime de puissance annuelle envoie un meilleur signal de prix en reflétant adéquatement les coûts évités en puissance et incite les clients à mieux gérer leurs appels de puissance en tout temps. Elle juge également que les impacts tarifaires d'une telle réforme sont acceptables.

Décision : La Régie retient la proposition de réforme de la facturation de la puissance du Distributeur.

14.2 Veuillez expliquer en quoi la gestion de l'appel de puissance, outre qu'à la pointe du réseau, contribue à réduire la pression tant sur les coûts de fourniture que sur ceux de transport et de distribution.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 32.1 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-15,**
2 **document 3.**

Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 28

Citation :

À elle seule, la facturation des 50 premiers kW représente à terme une hausse de facture annuelle de 3 778 \$, ou 315 \$ par mois, pour un client ayant toujours un appel de puissance d'au moins 50 kW. Pour un client qui consomme plus de 9 643 kWh à chaque mois, soit une consommation annuelle de 117 323 kWh, cette hausse de facture est annulée par l'effet de l'accroissement du seuil de la 1re tranche d'énergie au prix le plus bas.

Demande :

14.3 Dans le contexte où certains clients consomment beaucoup moins que 9 643 kWh/mois, veuillez préciser les implications tarifaires pour un tel client.

Réponse :

- 3 **Toutes choses égales par ailleurs, les clients qui consomment moins de**
4 **9 643 kWh par mois verraient leur facture augmenter puisque leur**
5 **consommation d'énergie n'est pas suffisante pour compenser l'impact**
6 **tarifaire associé à la facturation des 50 premiers kW.**

Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 35, Figure 13

Préambule :

La Figure 13 démontre une présence importante des clients agricoles dans les tranches de facteur d'utilisation de 0% à 10% et de 10% à 20%. Il indique par ailleurs 235 clients agricoles avec un facteur d'utilisation de moins de 10%.

Demande :

15.1 Veuillez commenter en détail les implications de la réforme proposée pour les petites entreprises agricoles, telles que les fermes familiales.

Réponse :

1 **Le Distributeur réitère d'abord qu'à profil de consommation égal, l'impact de**
2 **la structure cible du tarif DP est identique que les clients soient résidentiels**
3 **ou agricoles.**

4 **Les clients les plus touchés par la structure cible du tarif DP sont notamment**
5 **des clients dont le profil de consommation est caractérisé par un faible FU.**
6 **Comme la proportion des clients agricoles présentant un FU mensuel de 20 %**
7 **ou moins est plus importante, ils sont plus nombreux à être davantage**
8 **touchés par la structure cible, toutes choses égales par ailleurs, c'est-à-dire**
9 **avant optimisation tarifaire et avant une meilleure gestion de leur charge.**

Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 39

Citation :

Il importe de souligner que le tarif DP cible demeure le tarif optimal pour 82 % des clients actuellement au tarif DP alors que le tarif D cible s'avère avantageux pour 10 % d'entre eux. Ainsi, l'un ou l'autre des tarifs domestiques demeurent avantageux à terme pour 92 % des clients domestiques dont la PMA est de 50 kW ou plus. Le Distributeur est donc d'avis que les structures cibles proposées répondent bien aux besoins de la clientèle domestique.

Demande :

16.1 Veuillez fournir des précisions sur les 8% restant de la clientèle, pour qui ni le tarif DP cible ni le tarif D n'est optimal.

Réponse :

10 **Les tableaux 11 et 12 de la pièce HQD-13, document 2 (B-0047) présentent**
11 **déjà des précisions sur les 391 clients actuellement au tarif DP pour lesquels**
12 **un tarif général serait plus avantageux que le tarif DP cible ou le tarif D cible.**

Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 40.

Citation :

Par exemple, l'abonnement le plus affecté en termes relatifs (en %) par la structure cible du tarif DP (cas 1) est un abonnement résidentiel alimentant une pompe à incendie dans un immeuble à logements. En 2016, la PMA varie entre 42 et 86 kW alors que la consommation annuelle ne s'élève qu'à 900 kWh, ce qui résulte en un FU moyen de moins de 1 %. La facture annuelle au tarif actuel associée à cet abonnement est de 433 \$, ce qui est très faible compte tenu de ses appels de puissance. Toutes choses égales par ailleurs, l'impact à terme après optimisation

serait de 182 %. Ainsi, avant même que le client fasse une meilleure gestion de ses charges, la migration au tarif G lui permet de réduire de 75 % l'impact prévu sur sa facture. Sur une période de 12 ans, il s'agit d'un impact annualisé de 9 % en termes relatifs et d'un impact moyen annuel de 66 \$ en termes absolus.

Préambule :

Une pompe à incendie est, par sa nature même, rarement utilisée et son utilisation n'est pas reliée à la pointe du réseau.

Demandes :

17.1 Veuillez élaborer sur les coûts de desservir un tel client, dont notamment :

17.1.1 La probabilité que sa puissance soit appelée au moment de la pointe annuelle du réseau;

Réponse :

1 **Les pompes à incendie doivent régulièrement être utilisées pour en vérifier**
2 **leur bon fonctionnement. Comme pour tout autre client, le Distributeur doit**
3 **pouvoir répondre à cette demande en tout temps.**

4 **Le Distributeur rappelle que les tarifs ne visent pas à récupérer les coûts**
5 **additionnels spécifiques à chaque abonnement (coût marginal), mais plutôt à**
6 **récupérer les revenus requis auprès de l'ensemble des clients (coût moyen).**

17.1.2 Les coûts additionnels de fourniture occasionnés par son abonnement;

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 17.1.1.**

17.1.3 Les coûts additionnels de transport occasionnés par son abonnement; et

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 17.1.1.**

17.1.4 Les coûts additionnels occasionnés par son abonnement au réseau de distribution.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 17.1.1.**