

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



---

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À L'AVIS  
SUR LES MESURES SUSCEPTIBLES D'AMÉLIORER LES PRATIQUES TARIFAIRES  
DANS LE DOMAINE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

---

### STRUCTURES ET OPTIONS TARIFAIRES

1. **Références :**
- (i) [C-HQD-0004](#), p. 27;
  - (ii) [C-HQD-0005](#), p. 11 et 12;
  - (iii) [C-HQD-0005](#), p. ii;
  - (iv) [C-HQD-0005](#), p. 8;
  - (v) [A-0008](#), p. 51.

**Préambules :**

(i) « [...] le Québec est également confronté à un ralentissement de la croissance des ventes d'électricité. En considérant la concurrence des autres sources d'énergie et l'arrivée éventuelle de la production distribuée et du stockage d'énergie à faible coût (voir la section 5), la récupération des coûts fixes par les tarifs devient un enjeu. Ce contexte énergétique amène un nouvel éclairage à la révision des tarifs domestiques, en particulier sur la pertinence d'éliminer la redevance d'abonnement. Le Distributeur entend donc approfondir ses analyses et explorer des avenues sur la base des meilleures pratiques de l'industrie. » [nous soulignons]

(ii) « **Fixed Cost Recovery.** HQD's current and proposed rate designs are confronting perhaps the primary rate design issue being faced by North American utilities at present: recovery of fixed costs. Residential rates have traditionally recovered fixed costs only partly via fixed charges per customer-month. Volumetric charges have recovered the remainder, typically via an energy charge due to the complexity and cost of demand pricing for mass market customers. This widespread departure from pricing based on cost causation arises from the general desire of utilities and regulators to avoid burdening low-usage customers' bills with high average cost per kWh. Since low usage is believed to be closely correlated with low income, retaining low customer charges was thought to be essential to delivery of broadly available residential service. » [nous soulignons]

(iii) « **Fixed Cost Recovery.** *The industry is exploring several approaches to fixed cost recovery:*

- *Increases in customer charges and the use of demand charges.*
- *Use of graduated customer charges to retain low charges for low-usage customers.*
- *Use of minimum bills.*
- *Use of other customer information to identify directly those with low income.*

*The industry has not selected any particular strategy as yet, providing utilities with the opportunity to explore preferred alternatives. »*

(iv) « Demand charges are not widely found in residential tariffs elsewhere, partly due to the classification by other utilities of larger customers such as farms under small general service tariffs. However, the issues of fixed cost recovery and distributed generation pricing are increasing interest in the use of residential demand charges, in some cases for the entire class. » [nous soulignons]

(v) « Ce rapport présente un aperçu des tendances tarifaires dans le secteur de l'électricité en Amérique du Nord, un état de la situation québécoise et un balisage des structures tarifaires pour les clientèles résidentielles et d'affaires. Les principaux constats dans les tendances indiquent une adoption de plus en plus grande de la tarification dynamique, des compteurs avancés et de la facturation nette. Une minorité de distributeurs, cependant, est impliquée dans cette voie. Ce n'est par contre pas le fruit du hasard ou un effet de mode si ces tendances existent : les technologies évoluent et si la tarification ne s'adapte pas, un écart grandissant entre des coûts fixes, plutôt en croissance, et les revenus variables, plutôt en déclin, pourrait ébranler l'équilibre tarifaire des distributeurs d'électricité. Le Québec n'est pas à l'abri d'un tel déséquilibre : les besoins en puissance croissent alors que les ventes stagnent. Plus d'autoproduction, d'efficacité énergétique et de véhicules électriques contribueront progressivement davantage à ce déséquilibre. Pire, la structure tarifaire québécoise pour les clients résidentiels amplifie cette tendance : aucun signal économique n'est donné pour réduire la puissance, et plus de 80% des revenus sont générés selon le volume des ventes d'énergie. Plutôt que de décourager les pointes et encourager la consommation d'énergie (chose qui serait possible en période de surplus), la structure tarifaire envoie le signal contraire. »

« Dans l'optique d'améliorer les pratiques tarifaires québécoise, les pistes suivantes sont donc suggérées :

#### 1. Tarif domestique

- Introduction d'une tarification de la puissance. *Pour contribuer à gérer les pointes et augmenter les revenus non liés au volume d'énergie consommé. Ce tarif pourrait être progressif, pour limiter l'impact sur les petits consommateurs.* » [nous soulignons]

Certains constats énoncés aux préambules (i) à (iv), extraits des rapports déposés par le Distributeur, semblent rejoindre un constat souligné au préambule (v), tiré du rapport de M. Pineau. Ce dernier suggère une tarification de la puissance aux tarifs domestiques. Une telle tarification existe aux tarifs DP, DM et DT, mais ne touche qu'un très faible nombre de clients.

#### **Demande :**

1.1 Veuillez présenter les avantages et inconvénients ainsi que les impacts potentiels d'un élargissement, à un plus grand nombre de clients aux tarifs domestiques, de la facturation de la puissance au moyen d'un abaissement du seuil de 50 kW de la

puissance à facturer. Veuillez évaluer les impacts selon différents seuils de puissance retenus.

**Réponse :**

1 Dans un contexte de faible croissance des ventes, d'émergence de la  
2 production distribuée et d'une position concurrentielle moins favorable de  
3 l'électricité par rapport au gaz naturel, la récupération des coûts fixes par les  
4 tarifs constitue un nouvel enjeu auquel le Distributeur devra faire face au  
5 cours des prochaines années.

6 Bien qu'une facturation sur la base de l'appel de puissance maximal puisse  
7 sembler un moyen évident pour récupérer une plus grande part de coûts  
8 fixes, d'autres avenues peuvent s'avérer supérieures sur le plan de la  
9 compréhension par la clientèle. Pour être efficace, le signal de prix doit avant  
10 tout être compris par les clients pour leur permettre d'y répondre.

11 Les appels de puissance d'une résidence au Québec varient passablement  
12 selon le moment de la journée, mais également en fonction de la température  
13 extérieure, des habitudes de consommation et de la coïncidence des  
14 événements. Par ailleurs, le fonctionnement simultané du chauffe-eau, du  
15 système de chauffage électrique et des appareils électriques d'une résidence  
16 pourrait produire un appel de puissance important, et cela, sans que le client  
17 en ait vraiment connaissance. De plus, il n'est pas certain que l'appel de  
18 puissance maximal du client survienne au moment de la pointe coïncidente  
19 sur le réseau. Par exemple, son appel maximal peut survenir le jour de la  
20 corvée durant le week-end. C'est l'agrégation de l'ensemble des appels de  
21 puissance individuels qui détermine le moment de la pointe du réseau et  
22 ultimement le niveau d'investissements requis sur le réseau.

23 Compte tenu de la nature très abstraite des appels de puissance et de leur  
24 caractère quasi imprévisible pour le consommateur résidentiel, la facturation  
25 de la puissance constitue un concept complexe et difficile à comprendre pour  
26 la grande majorité des clients domestiques. C'est pour ces raisons et par  
27 souci de simplicité que le Distributeur n'applique la facturation de la  
28 puissance aux tarifs domestiques et de petite puissance qu'au-delà d'un seuil  
29 de 50 kW. Ce seuil correspond à une entrée électrique supérieure à  
30 200 ampères. Compte tenu de leur plus grande taille, les clients visés sont  
31 plus en mesure de gérer leurs charges et ainsi de réagir au signal de prix.

32 Une facturation de la puissance auprès des plus petits consommateurs au  
33 tarif D pourrait ainsi induire des impacts importants (gagnants et perdants) et  
34 non prévisibles sur le montant des factures, davantage attribuables à la  
35 coïncidence du moment de l'utilisation des appareils électriques qu'à  
36 l'intensité de leur utilisation ou qu'aux actions des consommateurs.

1           Conséquemment, les clients éprouveraient de la difficulté à associer leurs  
2           gestes aux montants facturés.

3           Le Distributeur estime que la facturation de la puissance maximale appelée  
4           auprès de l'ensemble des clients domestiques, quel que soit le seuil  
5           d'application en deçà de 50 kW, aurait d'importants impacts sur la clientèle  
6           résidentielle et ne produirait pas la réduction escomptée de la puissance  
7           appelée au moment de la pointe du réseau.

8           Pour la clientèle domestique, la redevance d'abonnement permet déjà de  
9           récupérer une partie des coûts fixes. Les revenus générés par la redevance  
10          ont l'avantage d'être plus stables et prévisibles que ceux de la facturation de  
11          la puissance. Par ailleurs, certains distributeurs la modulent en fonction de  
12          différents paramètres afin de mieux refléter la causalité des coûts encourus  
13          pour desservir le client, comme par exemple selon l'ampérage de l'entrée  
14          électrique.

15          Dans le cadre du dossier tarifaire 2017-2018, le Distributeur a d'ailleurs  
16          proposé à la Régie d'entreprendre une réflexion sur le rôle joué par la  
17          redevance d'abonnement dans le cadre de la révision des tarifs domestiques.

18          Par ailleurs, la structure du tarif D, en raison du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche  
19          d'énergie et du prix plus élevé en 2<sup>e</sup> tranche, comporte un caractère  
20          saisonnier. Cela contribue à envoyer un signal de prix en ¢/kWh qui couvre les  
21          coûts de puissance et à indiquer au consommateur de mieux gérer sa  
22          consommation durant l'hiver.

23          De plus, pour la gestion de la puissance, le Distributeur privilégie le recours à  
24          des programmes de gestion de la consommation qui sont mieux adaptés pour  
25          cibler et inciter, sur une base volontaire, les clients les plus aptes à contribuer  
26          au succès des mesures de gestion de la demande en période de pointe. Cette  
27          approche permet de répondre directement aux besoins de gestion du réseau,  
28          d'assurer une plus grande stabilité à l'offre tarifaire et de contribuer à une  
29          meilleure acceptabilité des tarifs par la clientèle.

## INTÉGRATION DES NOUVELLES TECHNOLOGIES ET LEUR INCIDENCE SUR LE PARTAGE DES COÛTS ET SUR LES TARIFS

2.   Références :   (i)    [C-HQD-0005](#), p. iv et 47;  
                         (ii)    [C-HQD-0005](#), p. 37;  
                         (iii)   Dossier R-3940-2008, pièce [B-5](#), p. 29.

### Préambules :

- (i)   « *Electric Vehicle Rates. A. Home charging. HQD can follow other utilities' lead by investigating the merits of a time-varying price (that reflects whatever time variation*

*exists in its own marginal costs). Optional variants on this design allow either the utility to use direct load control or short-notice pricing like CPP for times of tight supply. [...]*

*For HQD's pricing of residential EV service, a CPP approach embedded within a flat price might be reflective of the pattern of costs. »*

- (ii) « *At HQD in winter, charging in the early evening would add to peak demand, and even overnight would add to potentially large space heating-related levels of demand. »*
- (iii) Séance de travail du 16 septembre 2010 sur le Projet Tarifaire Heure Juste

*« Proposition*

***À court terme : statu quo en matière de tarification dynamique***

***Compte tenu,***

- de la Stratégie énergétique du gouvernement*
- de l'intérêt que suscite ce genre de tarif*
- du déploiement à venir de compteurs avancés*

***offrir une TDT optionnelle aux clients résidentiels lorsque l'infrastructure de mesurage sera mise en place. »***

**Demandes :**

- 2.1 Dans le contexte d'une éventuelle augmentation significative du nombre de véhicules électriques dans le parc automobile du Québec, veuillez présenter les avantages et inconvénients d'une tarification dynamique selon l'heure ou une période critique.

**Réponse :**

1 **Une tarification dynamique, soit selon l'heure, soit en fonction d'une période**  
2 **critique, permet de transmettre aux clients un signal de prix les encourageant**  
3 **à déplacer leur consommation des périodes de pointe vers les périodes hors**  
4 **pointe. Le fait d'avoir des plages horaires fixes et déterminées à l'avance a**  
5 **l'avantage de permettre aux clients de planifier leur consommation en**  
6 **conséquence.**

7 **Dans le contexte du Québec, des plages horaires fixes et prédéterminées ne**  
8 **permettraient pas de répondre de façon spécifique aux besoins du réseau qui**  
9 **sont plus liés aux conditions climatiques. Contrairement aux distributeurs**  
10 **américains qui doivent répondre principalement aux besoins de climatisation**  
11 **de leur clientèle résidentielle et qui font face à des pointes quotidiennes, le**  
12 **réseau d'Hydro-Québec n'est en pointe que pour un nombre limité d'heures**  
13 **(moins de 100 heures) au cours de l'hiver lors de périodes de grands froids.**  
14 **La détermination de prix distincts pour des périodes définies, avec un plus**  
15 **grand nombre d'heures « en pointe » qu'effectivement nécessaire, générerait**

1 un faible écart de prix entre les périodes, diminuant ainsi l'incitatif pour les  
2 clients à déplacer leurs charges. Par ailleurs, tous les déplacements de  
3 charges lors de ces périodes qui ne sont pas véritablement des périodes de  
4 pointe pour le réseau ne seraient pas utiles au Distributeur.

5 Quant à l'application d'une tarification dynamique, il importe de déterminer si  
6 elle doit s'appliquer à l'ensemble des charges de la résidence ou uniquement  
7 à l'usage de la recharge du véhicule électrique. Une application à l'ensemble  
8 des charges est plus simple pour le Distributeur et ne requiert aucune  
9 modification à l'installation de l'appareil de mesurage chez le client. Pour le  
10 client, l'application de prix de pointe pour la facturation des usages qu'il ne  
11 peut déplacer, comme le chauffage, pourrait s'avérer pénalisante. Ainsi,  
12 l'application d'une tarification dynamique à l'ensemble des clients pourrait  
13 créer des perdants, malgré leurs efforts pour réagir au signal de prix, et des  
14 gagnants, malgré l'absence d'efforts. L'application d'un tarif différencié pour  
15 l'usage de la recharge uniquement nécessiterait l'installation d'un deuxième  
16 compteur et l'ajout d'un deuxième abonnement, augmentant d'autant les  
17 coûts de desserte, ce qui réduirait les gains potentiels d'un tel tarif.

18 Le Distributeur a effectué un projet pilote de tarification dynamique, le Projet  
19 Tarifaire Heure Juste (PTHJ). Ce projet a montré qu'il n'y avait pas de  
20 déplacement de charge significatif entre les périodes de pointe et hors pointe.  
21 Il y avait même des clients qui constataient une augmentation de leur facture  
22 avec la tarification dynamique<sup>1</sup>.

23 Au-delà de la tarification dynamique, le recours à des programmes  
24 commerciaux constitue un moyen efficace pour cibler et inciter, sur une base  
25 volontaire, les clients les plus aptes à contribuer à la gestion de la demande  
26 en puissance en période de pointe. Contrairement à une tarification en pointe  
27 critique qui peut pénaliser les clients ne pouvant déplacer leur consommation,  
28 un programme commercial permet de récompenser les gestes posés par les  
29 clients qui disposent d'une telle flexibilité.

30 Outre les options tarifaires et les programmes commerciaux, le Distributeur  
31 estime qu'il serait porteur de mettre à profit des technologies qui pourraient  
32 permettre de gérer cette charge et d'implanter des mesures favorisant la  
33 recharge de véhicules électriques en dehors des heures de pointe du réseau.

2.2 À la lumière des expériences récentes, veuillez commenter l'enjeu de la coïncidence entre la période de pointe sur le réseau du Distributeur et la période de recharge des véhicules électriques.

---

<sup>1</sup> Voir le dossier R-3740-2010, pièce HQD-12, document 6, page 45.



**Réponse :**

1           Le Distributeur estime que le déploiement des véhicules électriques aura un  
2           impact favorable pour la clientèle en engendrant des ventes additionnelles  
3           d'électricité, particulièrement souhaitables dans le contexte actuel de surplus  
4           énergétiques, comme mentionné à la page 64 du rapport d'Hydro-Québec  
5           (pièce HQD-1, document 1 [C-HQD-0004]).

6           L'impact de la recharge sur les besoins en puissance dépendra de ses  
7           caractéristiques d'usage. Or, ces caractéristiques, actuellement en évolution,  
8           demeurent imprécises, du fait qu'il s'agit d'un nouvel usage et que les  
9           technologies de recharge et des batteries, dont dépend l'autonomie des  
10          véhicules, sont en développement. Ainsi, le Distributeur entend documenter  
11          l'usage de la recharge, tant la recharge publique qu'à domicile, et les  
12          habitudes de consommation des propriétaires de véhicules électriques en  
13          effectuant des sondages auprès de sa clientèle et en analysant les données  
14          disponibles dans le cadre du projet pilote du tarif BR.

15          Par ailleurs, la diversité de la charge fait en sorte que la puissance appelée  
16          sera inférieure à la puissance installée de l'ensemble des bornes de recharge  
17          à domicile. À titre indicatif, comme indiqué en réponse à la question 51.5 de la  
18          demande de renseignements n° 2 de la Régie dans le dossier R-3980-2016, à la  
19          pièce HQD-16, document 1.2 (B-0072), le Distributeur estime que la  
20          contribution coïncidente à la pointe serait de l'ordre de 0,5 kW à 1,0 kW par  
21          véhicule. Cela se traduirait par un impact en puissance de 50 MW à 100 MW  
22          pour 100 000 véhicules électriques, tel que le gouvernement du Québec  
23          l'anticipe pour 2020 (soit moins de 0,3 % de la pointe annuelle du réseau).

24          Comme mentionné en réponse à la question 2.1, lorsque le nombre de  
25          véhicules électriques prévu sera suffisamment important pour accentuer  
26          l'enjeu des besoins en puissance, le Distributeur évaluera la possibilité de  
27          mettre à profit des technologies et des programmes de gestion de la  
28          demande, s'apparentant aux interventions en gestion de la demande en  
29          puissance pour le marché résidentiel.