

# **PRÉSENTATION DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2019-2020**



## TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE.....	5
2. DÉTAIL DE LA HAUSSE TARIFAIRE AU 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2019 .....	6
3. REVENUS ADDITIONNELS REQUIS EN 2019.....	7
4. INVESTISSEMENTS .....	10
5. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	10
6. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET CONDITIONS DE SERVICE .....	11
7. SOUTIEN AUX MÉNAGES À FAIBLE REVENU .....	13
ANNEXE A : REVENUS ADDITIONNELS REQUIS ET HAUSSE TARIFAIRE AU 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2019.....	15
ANNEXE B : SUIVI DE LA STRATÉGIE VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU.....	21

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Hausse de la facture pour les résidences chauffées à l'électricité.....	7
Figure 2 : Indice comparatif des prix de l'électricité pour un client résidentiel .....	7

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Revenus additionnels requis en 2019.....	8
Tableau A-1 : Revenus additionnels requis et hausse tarifaire demandée au 1 <sup>er</sup> avril 2019 .....	17
Tableau A-2 : Comparaison des revenus requis avec les revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur .....	18
Tableau A-3 : Revenus prévus en 2019, avant et après la hausse tarifaire, et provision réglementaire.....	19
Tableau B-1 : Résultats du projet pilote d'effacement graduel de la dette .....	23



1 Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « Distributeur ») dépose à la Régie de  
2 l'énergie (la « Régie ») le présent dossier afin d'amorcer le processus visant à établir les  
3 tarifs d'électricité applicables à la clientèle québécoise à compter du 1<sup>er</sup> avril 2019.

4 Pour l'année tarifaire 2019-2020, la hausse des tarifs permettant au Distributeur de récupérer  
5 les revenus requis de 2019 est de 0,8 % pour tous les clients, à l'exception des clients  
6 industriels de grande puissance, pour lesquels la hausse est de 0,2 %<sup>1</sup>.

7 Le présent dossier tarifaire comprend également la demande d'autorisation d'une enveloppe  
8 d'investissement pour 2019 totalisant 624 M\$ pour les projets dont le coût est inférieur à  
9 10 M\$ et une demande budgétaire de 101 M\$ visant les interventions en efficacité  
10 énergétique.

11 Au chapitre des tarifs et des conditions de service, le Distributeur propose certaines  
12 modifications, notamment l'introduction d'options de tarification dynamique et certaines  
13 propositions visant à poursuivre l'évolution des tarifs domestiques, à bonifier l'offre pour la  
14 clientèle de moyenne puissance et à revoir l'option de mesurage net en réseau intégré.

## 1. CONTEXTE

15 L'implantation d'un mécanisme de réglementation incitative (le « MRI ») de type  
16 plafonnement des revenus a été approuvée en avril 2017 aux fins de l'établissement des  
17 tarifs. En vertu de cette décision, les tarifs au 1<sup>er</sup> avril 2018, première année de ce  
18 mécanisme d'une durée de quatre années, ont été fixés sur la base de la méthode du coût  
19 du service, comme par le passé. Pour chacune des trois années subséquentes, les revenus  
20 requis et la hausse tarifaire qui en découle doivent être déterminés sur la base du MRI dont  
21 les paramètres, plus particulièrement ceux de la formule d'indexation, ont été approuvés en  
22 juin 2018.

23 Ainsi, une très large part des revenus requis de 2019 associés à la distribution sont  
24 maintenant établis au moyen de cette formule d'indexation. Le reste des revenus requis  
25 associés à la distribution, tout comme ceux liés aux approvisionnements et au service de  
26 transport, continuent d'être établis sur la base de la méthode du coût du service.

27 Cette nouvelle approche réglementaire visant une réduction des coûts à l'avantage à la fois  
28 de l'ensemble de la clientèle et du Distributeur permet également l'allègement de la  
29 demande tarifaire puisque le fait d'utiliser une formule d'indexation exempte le Distributeur  
30 d'une justification détaillée des coûts qui y sont assujettis. Aussi, le présent dossier tarifaire  
31 témoigne-t-il d'un effort d'allègement important du Distributeur.

32 Par ailleurs, l'année 2019 donnera également lieu, le cas échéant, au partage d'éventuels  
33 écarts favorables de rendements, une fois l'année complétée, au moyen du mécanisme de  
34 traitement des écarts de rendement (le « MTÉR »).

---

<sup>1</sup> Les clients industriels de grande puissance ne sont pas visés par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale.

1 À cet égard, conformément à la demande de la Régie, le Distributeur présente dans sa  
2 demande une proposition pour lier certains de ses indicateurs de qualité du service au  
3 MTÉR, de façon à s'assurer qu'une plus grande efficacité ne puisse pas porter atteinte à la  
4 qualité du service. Ainsi, le partage d'éventuels écarts favorables au terme de l'année 2019  
5 sera modulé en fonction des indicateurs de qualité du service<sup>2</sup>.

6 Le montant des écarts à partager, le cas échéant, sera intégré en réduction des revenus  
7 requis lors de la demande tarifaire 2021-2022 qui sera déposée en 2020.

## 2. DÉTAIL DE LA HAUSSE TARIFAIRE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2019

8 Les tarifs actuellement en vigueur appliqués aux ventes prévues pour 2019 ne permettent  
9 pas de générer des revenus suffisants pour récupérer les revenus requis en vertu du MRI.

10 La hausse tarifaire de 0,8 %, nécessaire pour récupérer la totalité des revenus requis de  
11 2019, s'explique principalement par :

- 12 • l'évolution des coûts d'approvisionnements, soit les achats additionnels  
13 d'électricité requis pour répondre à la croissance de la demande et l'indexation du  
14 coût de l'électricité patrimoniale (+2,2 %) ;
- 15 • l'augmentation du coût du service de transport, attribuable principalement aux  
16 mises en service de projets majeurs de transport et aux besoins additionnels liés  
17 à la maintenance (+1,2 %) ;
- 18 • l'évolution des coûts de distribution et des services à la clientèle (+0,1 %) ;
- 19 • la modification à une norme comptable ayant un effet sur la comptabilisation des  
20 impacts climatiques (-0,3 %) ;
- 21 • les revenus additionnels générés par la croissance de la demande découlant  
22 notamment de l'augmentation du nombre d'abonnements, du développement des  
23 marchés et de la croissance du secteur industriel (-2,4 %).

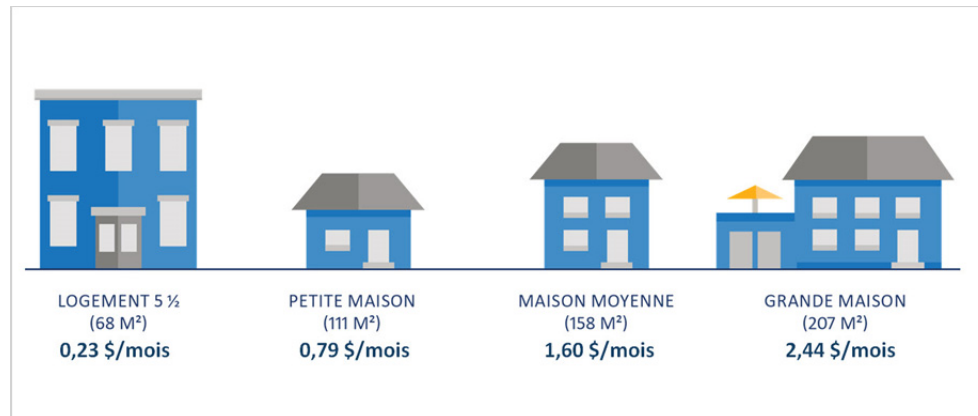
24 La portion à remettre aux clients de l'écart de rendement de 2017 d'Hydro-Québec  
25 TransÉnergie (le « Transporteur ») et du Distributeur en vertu du MTÉR contribue à réduire  
26 le coût du service de transport de même que les coûts de distribution et des services à la  
27 clientèle.

28 Si la Régie accueille favorablement la demande du Distributeur, il en résultera, tel qu'il appert  
29 de la figure 1, une hausse modeste de 0,23 \$ de la facture d'électricité mensuelle pour un  
30 logement chauffé à l'électricité alors que la hausse mensuelle sera de 1,60 \$ pour une  
31 maison de taille moyenne chauffée à l'électricité.

---

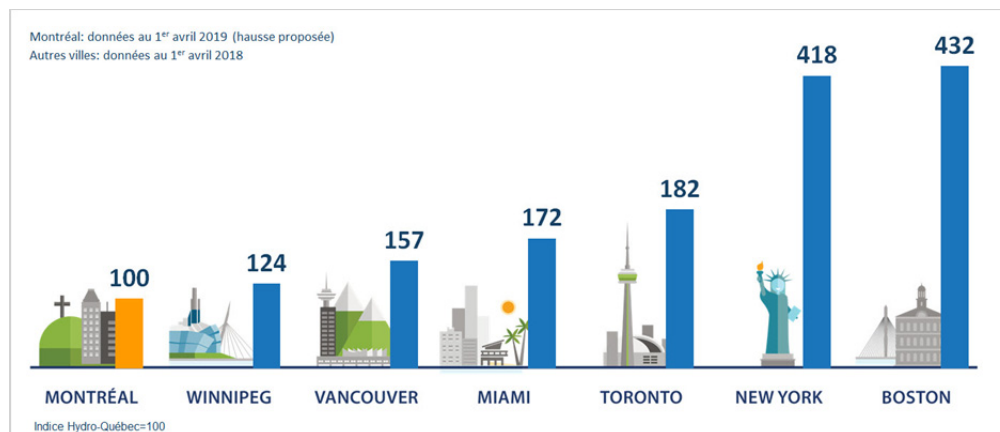
<sup>2</sup> Voir la pièce HQD-3, document 3.

**FIGURE 1 :  
HAUSSE DE LA FACTURE POUR LES RÉSIDENCES CHAUFFÉES À L'ÉLECTRICITÉ**



- 1 À la suite de l'ajustement tarifaire demandé, le Distributeur continuera à se maintenir parmi
- 2 les distributeurs qui offrent les tarifs d'électricité les plus bas en Amérique du Nord, et ce,
- 3 particulièrement pour ce qui est des clients résidentiels comme le montre la figure 2.

**FIGURE 2 :  
INDICE COMPARATIF DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ POUR UN CLIENT RÉSIDENTIEL  
(1 000 kWh/MOIS)**



### 3. REVENUS ADDITIONNELS REQUIS EN 2019

- 4 En 2019, les revenus requis du Distributeur totalisent 12 265 M\$ alors que les revenus
- 5 générés par les ventes prévues, lorsqu'elles sont facturées aux tarifs actuels, s'élèvent à
- 6 12 181 M\$. Il en découle un manque à gagner (revenus additionnels requis) de 84 M\$.
- 7 Le tableau 1 présente le détail des revenus additionnels requis en 2019. Le détail du calcul
- 8 de la hausse tarifaire de 0,8 % qui en découle est présenté au tableau A-1 de l'annexe A.

**TABLEAU 1 :  
REVENUS ADDITIONNELS REQUIS EN 2019 (M\$)<sup>1</sup>**

	2018 (reconnu)	2019 (témoin)	Écarts (2019-2018)	Évolution de la demande	Approvision- nement en électricité	Service de transport	Activités de distribution	Impacts climatiques (norme)
<b>Revenus</b>	<b>11 820</b>	<b>12 181</b>	<b>361</b>	<b>350</b>			<b>11</b>	
<b>Coût de service</b>	<b>11 820</b>	<b>12 265</b>	<b>445</b>	<b>85</b>	<b>241</b>	<b>128</b>	<b>27</b>	<b>-35</b>
Achats d'électricité	6 032	6 435	403	85	241			78
Service de transport	2 933	3 060	128			128		
Coûts de distribution et des services à la clientèle	2 856	2 770	-86				27	-113
<b>Revenus additionnels requis</b>	<b>---</b>	<b>84</b>	<b>84</b>	<b>-265</b>	<b>241</b>	<b>128</b>	<b>16</b>	<b>-35</b>
Impact tarifaire	---	---	0,8 %	-2,4 %	2,2 %	1,2 %	0,1 %	-0,3 %

<sup>1</sup> Les totaux et sous totaux sont calculés à partir des données non arrondies.

### Évolution de la demande<sup>3</sup>

1 Les ventes d'électricité totales prévues pour 2019 sont de 4,1 TWh supérieures à celles  
2 reconnues pour 2018. Cette croissance marquée est attribuable tant à la clientèle  
3 résidentielle (1,1 TWh) qu'à la clientèle commerciale et institutionnelle (1,4 TWh) et à la  
4 clientèle industrielle (1,6 TWh). L'augmentation du nombre d'abonnements, le  
5 développement des marchés, notamment celui des centres de données et de l'usage  
6 cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, de même que le contexte industriel plus  
7 favorable expliquent cette croissance de la demande.

8 Les revenus générés par l'accroissement des ventes de 350 M\$ prévu en 2019 contribuent à  
9 réduire les revenus additionnels requis de 265 M\$, en tenant compte d'un rajustement des  
10 achats d'électricité.

### Approvisionnement en électricité<sup>4</sup>

11 Au total, l'augmentation du coût des approvisionnements en électricité compte pour 241 M\$  
12 des revenus additionnels requis.

13 Des achats d'électricité plus importants que ceux reconnus de 2018 de 180 M\$ sont requis  
14 pour répondre à la croissance de la demande, notamment des achats d'électricité  
15 patrimoniale. De plus, l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale,  
16 prévue dans la *Loi sur la Régie de l'énergie*, exerce une pression à la hausse de 61 M\$ sur  
17 les revenus additionnels requis en 2019.

<sup>3</sup> Voir la pièce HQD-4, document 1.

<sup>4</sup> Voir les pièces HQD-6, documents 1 et 2.



### **Service de transport<sup>5</sup>**

1 Le coût du service de transport est en hausse de 128 M\$ par rapport au montant reconnu  
2 pour 2018. Ce coût consiste essentiellement en la facture de 3 071 M\$ de la charge locale  
3 pour 2019 payée au Transporteur.

4 La hausse du coût du service de transport découle notamment de la mise en service de  
5 divers projets importants de lignes et de postes de transport de même que des besoins  
6 additionnels pour assurer la maintenance du réseau.

### **Activités de distribution<sup>6</sup>**

7 Le coût propre aux activités de distribution est en hausse globalement de 16 M\$ en 2019 par  
8 rapport à celui reconnu pour 2018. Cette hausse découle de deux éléments qui se  
9 compensent, soit la croissance de 11 M\$ des revenus autres que ceux liés aux ventes  
10 d'électricité, laquelle vient réduire les revenus requis du Distributeur, et une augmentation  
11 des coûts de distribution et des services à la clientèle de 27 M\$.

12 Dans le contexte du MRI, l'augmentation des coûts propres au Distributeur repose entre  
13 autres sur l'application de la formule d'indexation dont les paramètres intègrent, pour 2019,  
14 un taux d'inflation de 1,2 %, un facteur de productivité de -0,3 % et un facteur de croissance  
15 des activités de 0,7 %.

16 Cette augmentation est partiellement compensée par une réduction de coût découlant de la  
17 révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens<sup>7</sup>, la faisant passer de 30 ans à  
18 40 ans, de même que par la remise à la clientèle de la part des excédents de rendement de  
19 l'année 2017 qui lui revient.

20 En effet, un écart de rendement de 36 M\$ a été constaté à l'issue de l'année 2017. En vertu  
21 du MTÉR, le Distributeur doit remettre à sa clientèle une part de cet écart, soit un montant de  
22 18 M\$ (sans les intérêts).

### **Impacts climatiques**

23 Les effets financiers liés aux impacts climatiques, reflétés par l'entremise des comptes de  
24 *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques se compensent partiellement en 2019. La  
25 réduction des revenus requis s'explique essentiellement par une modification apportée aux  
26 normes comptables faisant en sorte que le compte de nivellement pour aléas climatiques doit  
27 dorénavant être soldé sur une période maximale de deux ans suivant sa constatation, plutôt  
28 que sur cinq ans, comme auparavant.

<sup>5</sup> Voir la pièce HQD-7, document 1.

<sup>6</sup> Voir la pièce HQD-8, document 1.

<sup>7</sup> Voir la pièce HQD-3, document 2.

**Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître des revenus requis de 12 265 M\$ pour 2019 et d'autoriser, au 1<sup>er</sup> avril 2019, une hausse tarifaire de 0,8 % pour tous les clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance, pour lesquels la hausse est de 0,2 %.**

#### 4. INVESTISSEMENTS<sup>8</sup>

1 Le Distributeur poursuit ses investissements dans le développement, le maintien et  
2 l'amélioration de ses installations afin de répondre à la demande d'électricité, d'assurer la  
3 fiabilité de l'alimentation et d'offrir un service de qualité.

4 Pour 2019, ses besoins d'investissement totalisent 825 M\$, dont une enveloppe de 624 M\$  
5 est consacrée à des projets de moins de 10 M\$. De façon sommaire, cette enveloppe  
6 d'investissement permettra au Distributeur de renouveler des équipements de son réseau,  
7 de poursuivre les projets d'amélioration de son service à la clientèle, de raccorder plus de  
8 40 000 nouveaux abonnements en plus de prolonger et renforcer le réseau de distribution et  
9 de répondre aux exigences législatives ou autres liées à ses activités.

**Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser, pour l'année 2019, un montant de 624 M\$ pour les projets d'investissement dont le coût est inférieur à 10 M\$.**

#### 5. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE<sup>9</sup>

10 Par ses interventions en efficacité énergétique, le Distributeur entend contribuer à la  
11 transition énergétique du Québec décrite dans le Plan directeur 2018-2023 de Transition  
12 énergétique Québec (« TEQ ») déposé à la Régie le 15 juin 2018. Ces interventions visent  
13 notamment la réduction de la demande en puissance et le développement de solutions  
14 énergétiques innovantes.

15 En 2019, le Distributeur consacrera un montant de 101 M\$ à la réalisation d'interventions en  
16 efficacité énergétique, qui se traduiront par environ 405 GWh d'économies d'énergie, de  
17 même que par une réduction de ses besoins de puissance de l'ordre de 372 MW. Le budget  
18 demandé permettra de poursuivre les programmes et activités destinés tant au marché  
19 résidentiel qu'au marché d'affaires.

20 Pour les clients résidentiels, le Distributeur mise sur ses activités de sensibilisation pour  
21 encourager l'adoption de comportements écoénergétiques. Pour ce faire, il met à la

<sup>8</sup> Voir la pièce HQD-9, document 1.

<sup>9</sup> Voir la pièce HQD-10, document 1.

1 disposition des clients résidentiels, par la voie de divers canaux de communication et outils  
2 Web, des conseils sur des produits et gestes à poser pour économiser l'énergie et réduire  
3 leur facture. De plus, le Distributeur poursuit certaines interventions visant plus  
4 spécifiquement à soutenir les ménages à faible revenu en leur permettant de réduire leur  
5 consommation d'électricité.

6 Pour le marché d'affaires, il préconise une approche de sensibilisation aux bonnes pratiques  
7 en matière de conception de bâtiments et de systèmes industriels, de même qu'un  
8 accompagnement des clients dans leurs démarches de gestion de l'énergie. L'aide offerte  
9 dans le cadre de ces programmes permet une plus grande performance énergétique pour les  
10 secteurs manufacturier, agricole et institutionnel. Le Distributeur contribue ainsi, par ses  
11 programmes, à améliorer la compétitivité des entreprises québécoises.

12 Enfin, le Distributeur entend poursuivre ses efforts en matière de gestion de demande en  
13 puissance, lesquels contribuent à l'équilibre de son bilan en puissance de l'hiver 2018-2019.

**Le Distributeur demande à la Régie d'approuver, pour l'année 2019, un budget de 101 M\$ pour les interventions en efficacité énergétique.**

## 6. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET CONDITIONS DE SERVICE<sup>10</sup>

14 Pour les tarifs domestiques, le Distributeur poursuit l'implantation graduelle de la stratégie  
15 déjà reconnue par la Régie. Ainsi, la 1<sup>re</sup> tranche de consommation du tarif domestique D  
16 passera de 36 kWh/jour à 40 kWh/jour en 2019, soit la cible reconnue par la Régie. Cette  
17 consommation plus importante à prix plus bas contribuera à l'allègement de la facture des  
18 petits consommateurs, dont les ménages à faible revenu, qui utilisent l'électricité pour le  
19 chauffage de leur résidence. Le Distributeur propose, de plus, d'appliquer à ce tarif une  
20 hausse uniforme des prix de l'énergie pour tenir compte du contexte énergétique et de la  
21 position concurrentielle de l'électricité par rapport aux autres sources d'énergie. Par ailleurs,  
22 il est proposé de geler les prix d'énergie du tarif biénergie DT de manière à poursuivre la  
23 bonification des économies réalisées par les clients et ainsi ralentir l'effritement du parc  
24 biénergie résidentiel.

25 Quant aux tarifs généraux, l'approche préconisée depuis quelques années consiste à  
26 appliquer une hausse moindre au tarif M en contrepartie d'une hausse un peu plus  
27 importante que la hausse moyenne aux tarifs G et LG. Cette stratégie permet d'alléger la  
28 pression sur les petites et moyennes entreprises et de mieux équilibrer les structures  
29 tarifaires.

<sup>10</sup> Voir les pièces HQD-13, document 1 et HQD-14, document 1.

1 Comme annoncé dans son dernier dossier tarifaire, le Distributeur propose d'introduire de  
2 façon progressive des options de tarification dynamique sur une base volontaire. Ces options  
3 seront offertes à la fin de 2019 en raison, notamment des délais d'implantation des outils  
4 informatiques requis et de la nécessité de mettre en place une stratégie complète  
5 d'accompagnement de la clientèle dans ses choix tarifaires.

6 Les options proposées visent les clients actuellement au tarif domestique D et au tarif  
7 général de petite puissance dont l'appel de puissance n'excède pas 50 kW. Elles prennent la  
8 forme, soit d'un nouveau tarif de pointe critique (un prix élevé pour un maximum de 100  
9 heures sur appel du Distributeur en contrepartie de prix plus bas pendant les heures d'hiver  
10 restantes), soit d'un crédit sur la facture au tarif régulier (s'il y a réduction de la  
11 consommation en réponse à un appel du Distributeur, pour un maximum de 100 heures en  
12 hiver). Le Distributeur propose également la mise en œuvre d'un projet pilote de tarif de  
13 pointe critique aux tarifs M et G-9 auprès d'un nombre restreint de clients.

14 Par ailleurs, il est proposé de permettre aux clients industriels de moyenne puissance de  
15 plus de 500 kW de profiter du tarif de relance industrielle introduit en 2018 pour les clients  
16 industriels de grande puissance. Ce tarif avantageux, qui permet de réduire les surplus  
17 énergétiques, est offert aux clients qui remettent en exploitation des capacités de production  
18 inutilisées et à ceux qui convertissent à l'électricité un procédé industriel fonctionnant  
19 actuellement au combustible. Pour assurer la cohérence en ce qui a trait aux seuils  
20 d'admissibilité, il est proposé de réduire celui de l'option d'électricité additionnelle pour la  
21 clientèle de moyenne puissance de 1 000 kW actuellement à 500 kW.

22 Dans le contexte du développement de la production d'électricité à partir de l'énergie solaire  
23 photovoltaïque et de la progression de ce type d'énergie comme source de production  
24 individuelle, le Distributeur a proposé, lors du dernier dossier tarifaire, de revoir la  
25 compensation offerte dans le cadre de l'option de mesurage net de façon à accorder une  
26 juste valeur au service, limitant ainsi le transfert de coûts au reste de la clientèle en réseau  
27 intégré. La Régie a répondu favorablement en 2018 à la demande de révision proposée pour  
28 les réseaux autonomes, mais a demandé que l'option applicable en réseau intégré soit  
29 examinée ultérieurement. Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur resoumet ainsi sa  
30 proposition, pour les clients autoproducteurs en réseau intégré, qui consiste à mieux refléter  
31 la valeur économique de l'électricité injectée sur le réseau.

32 Enfin, faisant suite à la refonte en profondeur des conditions de service complétée en 2017,  
33 le Distributeur propose quelques clarifications au texte, quelques ajouts à la liste des prix  
34 forfaitaires relatifs à l'alimentation électrique, l'ajustement de certaines modalités et la  
35 bonification des compensations offertes aux clients dans un contexte de conversion de  
36 tension, et ce, dans une optique d'amélioration continue.

---

## **7. SOUTIEN AUX MÉNAGES À FAIBLE REVENU<sup>11</sup>**

- 1 Le Distributeur accompagne les ménages à faible revenu depuis plusieurs années afin  
2 d'alléger leur effort budgétaire consacré à la facture d'électricité. À cet effet, il développe des  
3 services de recouvrement et des interventions en efficacité énergétique adaptés à la  
4 situation de ces clients.
- 5 En 2018, deux projets pilotes visant à tester des initiatives pour bonifier les ententes de  
6 paiement des ménages à faible revenu ont été complétés. Le Distributeur procède  
7 actuellement au déploiement de l'offre d'ententes plus généreuses aux clients à très faible  
8 revenu, les résultats de ce projet pilote ayant été concluants.
- 9 De plus, le Distributeur poursuit l'implantation de son centre d'accompagnement, lequel vise  
10 à faciliter l'accès aux divers services et programmes destinés à la clientèle à faible revenu,  
11 dont ceux en efficacité énergétique offerts par TEQ.
- 12 Enfin, une compensation financière est offerte aux associations de consommateurs afin de  
13 soutenir leurs activités d'accompagnement budgétaire.

---

<sup>11</sup> Voir l'annexe B sur le suivi de la stratégie visant à soutenir les ménages à faible revenu.



**ANNEXE A :**

**REVENUS ADDITIONNELS REQUIS ET  
HAUSSE TARIFAIRE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2019**





**TABLEAU A-1 :  
REVENUS ADDITIONNELS REQUIS ET HAUSSE TARIFAIRE DEMANDÉE  
AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2019 (M\$)**

Revenus des ventes 2019 (sans hausse de tarif)	12 063,1
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	-12,1
Revenus autres que ventes d'électricité	143,9
Ajustement - Provision réglementaire 2018	-13,6 <sup>1</sup>
<b>Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis</b>	<b>12 181,3</b>
<b>Revenus requis</b>	
Achats	
Achats d'électricité	6 435,2
Service de transport	3 060,5
Coûts de distribution & services à la clientèle	
Formule d'indexation	2 586,5
Facteurs Y	253,2
Facteurs Z	-30,7
Comptes d'écarts pré-MRI	10,1
Compte de neutralisation - Facteur Z	-30,6
Compte d'écarts - Rendement à remettre à la clientèle	-18,6
<b>Revenus requis</b>	<b>12 265,6</b>
<b>Revenus additionnels requis 2019</b>	<b>-84,3 <sup>2</sup></b>
<b>Revenus des ventes avant hausse</b>	
- Excluant les contrats spéciaux	10 963,2
- Excluant les contrats spéciaux et le tarif L	9 643,9
<b>Hausse demandée - 1<sup>er</sup> avril 2019<sup>3</sup></b>	
- Clientèle au tarif L	0,2%
- Autres clientèles	0,8%
<b>Revenus générés en 2019 par la hausse demandée</b>	<b>51,9</b>
<b>Provision réglementaire 2019 récupérée en 2020</b>	<b>32,4</b>

<sup>1</sup> Ce montant correspond au manque à gagner de janvier à mars 2018 relatif à la hausse tarifaire appliquée au 1<sup>er</sup> avril 2018, récupéré en 2019.

<sup>2</sup> De ce montant, 51,9 M\$ sont récupérés au moyen de la hausse tarifaire couvrant la période du 1<sup>er</sup> avril au 31 décembre 2019. Le montant résiduel, qui constitue la provision réglementaire de 2019, se chiffre à 32,4 M\$, montant récupérable en 2020. La provision réglementaire de 2019 est établie au tableau A-3.

<sup>3</sup> L'ajustement tarifaire plus faible pour les clients industriels de grande puissance s'explique par le fait que, en vertu de l'article 52.1.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie, l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est assumée par l'ensemble des tarifs à l'exception du tarif L, dont l'abonnement est lié principalement à une activité industrielle, et des contrats spéciaux. De plus, l'article 52.2 de cette loi indique que le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est indexé depuis 2014 selon l'indice des prix à la consommation du Québec. Sur cette base, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour l'année témoin 2019 est de 1,19 %.

**TABLEAU A-2 :**  
**COMPARAISON DES REVENUS REQUIS AVEC LES REVENUS DES VENTES**  
**DÉCOULANT DES TARIFS EN VIGUEUR (M\$)**

<b>Réseau relié</b>	
Ventes (GWh)	172 771
Revenus des ventes	12 025,3
Revenus requis	12 040,6
Écart	(15,4)
<b>Réseaux autonomes</b>	
Ventes (GWh)	407
Revenus des ventes	37,9
Revenus requis	225,0
Écart	(187,1)
<b>Total Réseaux de distribution</b>	
Ventes (GWh)	173 178
Revenus des ventes	12 063,1
Revenus requis	12 265,6
Écart	(202,5)
<b><u>Conciliation tableau 1</u></b>	
Plus : Autres revenus	143,9
Plus : Provision réglementaire	(13,6)
Plus : Rabais MFR	(12,1)
Revenus additionnels requis	(84,3)

**TABLEAU A-3 :  
REVENUS PRÉVUS EN 2019, AVANT ET APRÈS LA HAUSSE TARIFAIRE, ET PROVISION RÉGLEMENTAIRE**

Année 2019	Abonnements (nombre)	Ventes (GWh)	Revenus avant la hausse			Revenus après la hausse au 1 <sup>er</sup> janvier 2019									Revenus après la hausse au 1 <sup>er</sup> avril 2019		
			janvier à mars (M\$)	avril à décembre (M\$)	Total (M\$)	Variations						Total (M\$)	Variations				
						janvier à mars (M\$)	avril à décembre (M\$)	Total (M\$)	janvier à mars (%)	avril à décembre (%)	Total (%)		Total (M\$)	Variations			
														(M\$)	(M\$)	(M\$)	(%)
<b>Domestique</b>	<b>3 771 525</b>	<b>66 528</b>	<b>2 053</b>	<b>3 311</b>	<b>5 364</b>	<b>2 074</b>	<b>3 336</b>	<b>5 410</b>	<b>21</b>	<b>24</b>	<b>45</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,8%</b>	<b>5 389</b>	<b>24</b>	<b>0,5%</b>
Tarifs D, DM et DN	3 657 875	62 968	1 963	3 156	5 119	1 984	3 180	5 164	21	24	45				5 143	24	
Tarif DP	3 665	1 003	31	63	94	31	63	94	0	0	0				94	0	
Tarif DT	109 985	2 558	59	93	152	59	93	152	0	0	0				152	0	
<b>Généraux</b>	<b>322 285</b>	<b>53 031</b>	<b>1 223</b>	<b>3 057</b>	<b>4 279</b>	<b>1 233</b>	<b>3 082</b>	<b>4 316</b>	<b>11</b>	<b>26</b>	<b>36</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,8%</b>	<b>4 305</b>	<b>26</b>	<b>0,6%</b>
Tarifs G et T1, T2, T3	284 348	9 527	305	652	957	307	657	965	3	5	8				962	5	
Éclairage public et Sentinelle	4 585	558	15	45	60	15	45	60	0	0	1				60	0	
Tarif G-9	4 158	1 020	38	95	133	38	96	134	0	1	1				134	1	
Tarif M	29 084	31 692	699	1 853	2 552	704	1 866	2 570	5	13	19				2 565	13	
Tarif LG	109	10 227	166	411	578	169	417	586	2	6	8				583	6	
Tarif H	1	7	0	1	1	0	1	1	0	0	0				1	0	
<b>Grands industriels</b>	<b>139</b>	<b>54 198</b>	<b>604</b>	<b>1 815</b>	<b>2 419</b>	<b>605</b>	<b>1 817</b>	<b>2 422</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	<b>2 421</b>	<b>2</b>	<b>s.o.</b>
Tarif L	130	26 958	334	985	1 319	335	988	1 322	1	2	3	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	1 321	2	0,2%
Contrats spéciaux	9	27 240	271	829	1 100	271	829	1 100	0	0	0	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	1 100	0	<b>s.o.</b>
<b>Total</b>	<b>4 093 949</b>	<b>173 758</b>	<b>3 880</b>	<b>8 183</b>	<b>12 063</b>	<b>3 913</b>	<b>8 235</b>	<b>12 147</b>	<b>32,4<sup>1</sup></b>	<b>51,9</b>	<b>84,3</b>	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	<b>12 115</b>	<b>52</b>	<b>s.o.</b>

<sup>1</sup> Provision réglementaire de 2019.



**ANNEXE B :**

**SUIVI DE LA STRATÉGIE VISANT À SOUTENIR  
LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU**



1 Le Distributeur présente les suivis demandés par la Régie dans les décisions D-2018-025 et  
2 D-2017-022.

### 1. SUIVI CONCERNANT LA MISE EN PLACE DE L'ENTENTE PLUS GÉNÉREUSE

3 En suivi de la décision D-2018-025<sup>12</sup>, le Distributeur confirme la mise en place de l'entente  
4 plus généreuse en 2018. Plus particulièrement, l'entente personnalisée Solution B Plus est  
5 offerte depuis le 3 avril 2018 au client dont le revenu est de 50 % ou moins du seuil de faible  
6 revenu pour qui cette entente est plus avantageuse que la Solution B. Le versement mensuel  
7 est basé sur 5 % de son revenu brut mensuel. Au 30 juin 2018, 1 738 ententes  
8 personnalisées Solution B Plus ont été conclues.

### 2. SUIVI CONCERNANT L'EFFACEMENT GRADUEL DE LA DETTE

9 En suivi de la décision D-2018-025<sup>13</sup>, le Distributeur présente les résultats finaux du projet  
10 pilote au tableau B-1.

11 Le Distributeur rappelle que, dans le cadre du projet pilote, il a procédé à la radiation  
12 graduelle de la dette pour les clients d'un échantillon (groupe test) et a comparé la proportion  
13 d'encaissement de l'entente de paiement à celle des clients d'un groupe témoin qui  
14 bénéficiaient de la radiation de la dette selon le mode actuel.

15 Le bilan du projet pilote, qui s'est déroulé sur une période de 14 mois, montre des résultats  
16 moins intéressants pour le groupe test que pour le groupe témoin tant sur l'aspect du taux  
17 d'encaissement que sur l'objectif d'encourager le client à se rendre au terme de l'entente.  
18 L'écart entre le groupe témoin et le groupe test n'est pas jugé statistiquement significatif pour  
19 la proportion des sommes attendues et payées. Toutefois, sur la base de la proportion des  
20 ententes rendues à terme, le Distributeur conclut que l'effacement graduel de la dette ne  
21 favorise pas le paiement régulier du versement de l'entente.

22 Il n'entend donc pas déployer cette mesure.

**TABLEAU B-1 :**  
**RÉSULTATS DU PROJET PILOTE D'EFFACEMENT GRADUEL DE LA DETTE**  
**PÉRIODE DE FÉVRIER 2017 À AVRIL 2018**

Indicateur	Groupe test	Groupe témoin
Proportion des sommes attendues et payées	72 %	76 %
Proportion des ententes rendues à terme	60 %	66 %

<sup>12</sup> Décision D-2018-025, paragraphe 877.

<sup>13</sup> Décision D-2018-025, paragraphe 883.

### 3. SUIVI CONCERNANT LE CENTRE D'ACCOMPAGNEMENT

1 En suivi de la décision D-2017-022<sup>14</sup>, le Distributeur confirme la mise en place en avril 2018  
2 de la première des deux phases du déploiement du centre d'accompagnement interne pour  
3 la clientèle à faible revenu<sup>15</sup>. Cette première phase vise à prendre en charge la validation de  
4 l'admissibilité des ménages à faible revenu (« MFR ») et l'offre d'ententes de paiement  
5 personnalisées avec notamment l'introduction de la nouvelle entente plus généreuse. La  
6 deuxième phase vise à transférer les clients présentant une forte consommation vers TEQ.

#### 3.1. Phase 1 - Maximisation de l'accès au centre d'accompagnement

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

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

16 En plus de la Solution B Plus, de nouvelles modalités d'ententes sont proposées aux clients  
17 qui ont une plus grande difficulté à mener à terme leur entente de paiement MFR. Ces  
18 modalités sont donc offertes aux clients qui ne respectent pas à deux reprises les modalités  
19 de l'entente MFR adaptée à leur revenu. Lors de la troisième tentative de prise d'entente, les  
20 clients MFR ont maintenant accès à une entente dite de « dernière chance » alors que le  
21 Distributeur leur proposait auparavant une entente moins bien adaptée à leur situation.

22 Les nouvelles modalités de cette entente sont :

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

#### 3.2. Phase 2 - Opérationnalisation du centre d'accompagnement avec TEQ

26 L'implantation de la deuxième phase est toujours prévue pour septembre 2018. Toutefois,  
27 contrairement au modèle présenté lors du dossier R-4011-2017, le transfert de l'appel du  
28 client vers TEQ ne pourra pas être accompagné à court terme par le représentant du Centre  
29 d'accompagnement. Cette façon de faire pourrait éventuellement être revue dans le futur  
30 advenant un changement technologique du système téléphonique de TEQ.

---

<sup>14</sup> Décision D-2017-022, paragraphe 801.

<sup>15</sup> Dossier R-4011-2017, réponse à la question 24.4 de la demande de renseignement n°1 d'OC, pièce HQD-15 document 9 (B-0091).