

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**Dossier R-4057-2018**

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

**MÉMOIRE DE L'ACEF DE QUÉBEC**

**Préparé par :**

**Co Pham, Ph.D.**

**Consultant en énergie**

**9 Novembre 2018**

## 1. INTRODUCTION

Par sa décision D-2018-129 (paragraphe 42 et 43), la Régie de l'énergie (la Régie) a reconnu l'ACEF de Québec comme intervenante dans le présent dossier :

[42] Après avoir pris connaissance des demandes d'intervention, des commentaires du Distributeur et des répliques, la Régie juge que l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, l'ARK, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ, le ROEE, SÉ-AQLPA, l'UC et l'UPA ont démontré un intérêt suffisant à intervenir dans le présent dossier et que leur participation pourrait être utile aux délibérations de la Régie, sous réserve des commentaires qui suivent.

[43] En conséquence, la Régie accorde le statut d'intervenant à l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, l'ARK, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ, le ROEE, SÉ-AQLPA, l'UC et l'UPA.

Conformément à la décision D-2018-129, l'ACEF de Québec soumet le présent mémoire qui traite des sujets suivants :

- Hausses tarifaires par catégories de consommateurs pour l'année tarifaire 2019-2020 ;
- Tarification dynamique ;
- Tarifs domestiques D et DM ;
- Coûts évités sur le réseau intégré ;
- Prévision de la demande ;
- Approvisionnement en électricité.

## 2. HAUSSES TARIFAIRES PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2019-2020

### 2.1 Le maintien de l'interfinancement en faveur des consommateurs domestiques : une exigence de la Loi

Le maintien de l'interfinancement en faveur des consommateurs domestiques est consigné dans la Loi sur la Régie de l'énergie, à l'article 52.1 :

*« 52.1. Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6° à 10° du premier alinéa de l'article*

*49 ainsi que des deuxième et troisième alinéas de ce même article. La Régie s'assure également que les ajustements au tarif L intègrent l'évolution des coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale alloués à cette catégorie.*

*La Régie peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours. Un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur d'électricité, à un consommateur qui le demande, pour lequel le coût de la fourniture est établi en fonction du prix du marché ou dont le service peut être interrompu par ce distributeur.*

*La tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53e parallèle.*

*La Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs. » [nos soulignés]<sup>1</sup>*

Il serait opportun de rappeler que cette exigence de la Loi se distingue de ce que l'on retrouve dans les autres juridictions, comme la Régie l'a si bien noté récemment dans son Avis au gouvernement :

*[92] En ce qui concerne plus précisément le critère du respect de la vérité des coûts, le cadre juridique québécois se distingue de ce que l'on retrouve dans les autres juridictions.*

*[93] En effet, en vertu du quatrième alinéa de l'article 52.1 de la Loi, la Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs dans le seul but d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables aux différentes catégories de consommateurs.*

*[94] Dans d'autres juridictions, en l'absence d'une telle disposition, les régulateurs, lorsqu'ils fixent les tarifs, visent généralement à les faire tendre vers le coût de desserte de chacune des catégories de consommateurs. Mais comme la fixation des tarifs doit satisfaire à de multiples critères et principes, difficilement compatibles, il n'est pas rare d'observer des tarifs qui comportent un certain degré d'interfinancement.<sup>2</sup> (nos soulignés)*

De ce fait, l'ACEF de Québec juge qu'une justification de la hausse des tarifs domestiques au Québec par une simple comparaison avec ceux en vigueur dans d'autres provinces canadiennes ou États américains ne serait pas pertinente.

---

1 Loi sur la Régie de l'énergie, article 52.1.

2 Régie de l'énergie, pièce A-2017-01, page 50.

Il serait important de se rappeler que l'interfinancement sert en partie à couvrir les déficits de l'alimentation électrique aux habitants des régions éloignées ou isolées (« réseaux autonomes »).

De l'avis de l'ACEF de Québec, ce « **rôle social** » de l'interfinancement ne saurait être remis en question indirectement par des raisonnements et calculs purement économiques.

L'interfinancement sert aussi à couvrir l'écart entre les coûts et les revenus associés au tarif biénergie DT dont l'une des « raisons d'être » est de fournir de la puissance aux heures de pointe utile à toutes les catégories de consommateurs (résidentiel et agricole, commerces, PME, moyennes et grandes entreprises, contrats spéciaux, tarifs de développement économique, etc.).<sup>3</sup>

## **2.2 La Régie a choisi comme balise l'indice d'interfinancement des tarifs domestiques évalué à 81% en 2002.**

Il serait utile de rappeler qu'en 2003, la Régie, par sa décision 2003-93, suggère formellement d'évaluer l'atténuation de l'interfinancement à l'aide de balises :

*Quant à l'expression « afin de », la Régie ne peut accepter de modifications tarifaires dans l'intention évidente d'atténuer l'interfinancement. Mais en plus, la Régie doit vérifier à l'aide des balises ci-dessous énoncées les tarifs proposés en comparant le résultat obtenu sur l'interfinancement.*

*Il est utile de rappeler que la Régie exerce ses fonctions de régulation économique dans un nouveau cadre juridique découlant de l'adoption de la Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie (projet de loi 116 entré en vigueur le 16 juin 2000). La Loi reflète, entre autres, ce qu'il est convenu d'appeler le « pacte social » québécois en matière de tarification de l'électricité. (...)*

*La Loi prévoit également que les tarifs de distribution d'électricité ne pourront être modifiés afin d'atténuer l'interfinancement (article 52.1).*

---

3 « L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques excluant les réseaux autonomes est de 88,1 pour l'année témoin 2019. [...]

L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques excluant les réseaux autonomes et le tarif DT est de 88,5 pour l'année témoin 2019.[...]

L'indice d'interfinancement du tarif DT est de 76,4 pour l'année témoin 2019. »

HQD, pièce B-0079, page 25 (Réponse du Distributeur aux questions 8.1 à 8.3 de la DDR no 1 d'UC).

*La Régie en vient donc à interpréter le quatrième alinéa de l'article 52.1 de façon à y voir une intention du législateur de vouloir imposer à la Régie une limitation dans l'exercice de ses pouvoirs énoncés dans les autres dispositions de la Loi. Pour évaluer « l'atténuation », il faut des balises les plus objectives possible qui permettent d'apprécier le niveau de l'interfinancement. (..)*

*Au niveau de l'intention du législateur, les balises doivent représenter l'idée du maintien de l'interfinancement énoncée par le ministre lors des modifications de la Loi. La Régie est d'avis que ce maintien s'inscrit à l'intérieur du pacte social. La Régie doit maintenir dans le temps ces balises en les appliquant selon le contexte et au mérite des modifications demandées. (...).<sup>4</sup> (nos soulignés)*

Ainsi, pour suivre l'évolution du niveau d'interfinancement dans le temps, la Régie a choisi le niveau d'interfinancement de 2002, soit un indice d'interfinancement de 80 % pour la catégorie « Domestique » :

*La Régie retient comme balise le respect du ratio revenu/coût selon l'indice HQD. La Régie considère important, comme l'ont exprimé les intervenants, de se doter d'une balise qui permettra à la Régie de suivre l'évolution du niveau d'interfinancement dans le temps. Cette balise servira de référence pour la Phase 2 et les prochains dossiers tarifaires.*

*Il reviendra à la Régie de s'assurer, à chacun des dossiers tarifaires, que l'interfinancement soit maintenu au niveau de cette balise. La Régie croit toutefois qu'une application trop stricte de cette balise serait inappropriée, car l'étude d'un dossier tarifaire doit permettre la prise en considération du contexte à l'intérieur duquel se situe le dossier. Toutefois, en cas de dépassement substantiel de cette balise, la Régie serait appelé (sic) à intervenir pour inverser la tendance de sorte qu'après un certain nombre d'années l'interfinancement devrait se situer toujours au niveau de l'an 2002.*

*Dans sa preuve, le Distributeur a établi que pour l'année 2002-2003, l'indice d'interfinancement de la catégorie « Domestique » par les autres catégories de consommateurs s'élevait à 80 %, ce qui équivaut à 901 M \$ en valeur absolue.*

*Pour la Phase 2, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour le tableau présenté à la pièce HQD-3, document 4, à la page 10, pour les années 2002, 2003 et 2004, sur la base des données qu'il présentera dans sa demande, en tenant compte des paramètres et instructions énoncés dans la présente décision. [notes de bas de page omises ; nous soulignons].<sup>5</sup>*

---

4 Régie de l'énergie, D-2003-93, page 182.

5 Régie de l'énergie, D-2003-93, page 185.

Comme l'indique la décision D-2003-095, il reviendra à la Régie de s'assurer, à chacun des dossiers tarifaires, que l'interfinancement soit maintenu au niveau de la balise qu'elle a choisie.

Dans la décision D-2005-34, la Régie demandait toutefois au Distributeur de proposer une méthode permettant de mesurer et de suivre les effets des changements apportés à la méthode de répartition des coûts sur l'évaluation des indices d'interfinancement, et ce, à partir des données budgétaires.<sup>6</sup>

Les indices d'interfinancement 2002 présentés au tableau ci-dessous sont donc des indices ajustés par le Distributeur.

L'indice ajusté de la catégorie « Domestiques » se situait alors à **81 %** en 2002.

Tableau 2.1

	<b>Indice de référence choisi par la Régie (2002)</b>
	(Réf. 1)
<b>Domestiques</b>	<b>81.0%</b>
<b>Généraux</b>	
Tarif G	122.7%
Tarif M	130.1%
<i>Grands Industriels</i>	117.1%
Réf. 1 : D-2003-93 (R-3492-2002) cité par HQ dans HQD-13, doc. 1, p. 38 et 40	

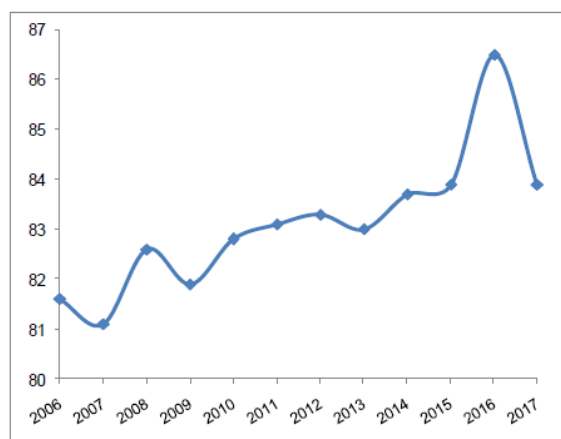
### **2.3 L'indice d'interfinancement de la catégorie Domestiques diminue depuis 2002**

Dans son mémoire soumis à la Régie en 2017, UC affirmait, données et figure à l'appui, que l'interfinancement dont bénéficiaient historiquement les clients aux tarifs domestiques n'a cessé de se détériorer au cours des 10 dernières années :

*« Comme la Figure 1 le démontre, l'interfinancement dont bénéficiaient historiquement les clients aux tarifs domestiques n'a cessé de se détériorer depuis les 10 dernières années. Selon l'estimation d'UC réalisée en 2015, la*

*détérioration de l'interfinancement au détriment de la clientèle domestique lui a coûté près de 1,3 milliard \$ depuis 10 ans. »<sup>7</sup>*

**Figure 1**  
**Indice d'interfinancement prévu selon la hausse tarifaire demandée (2006-2017)<sup>23</sup>**



De 81% en 2002, l'indice d'interfinancement de la catégorie « Domestiques » est évalué par Hydro-Québec à **84%** en 2017, ce qui signifie une diminution de l'interfinancement en faveur des consommateurs domestiques par les autres catégories de consommateurs<sup>8</sup>.

De surcroît, dans le présent dossier, Hydro-Québec propose à la Régie de diminuer davantage l'interfinancement, en haussant les tarifs applicables aux consommateurs domestiques plus que l'augmentation de leurs coûts<sup>9</sup>. Ainsi, si la Régie acceptait la proposition d'Hydro-Québec, l'indice d'interfinancement serait de **86,9%** en 2019<sup>10</sup>, selon son évaluation.

L'ACEF de Québec soumet respectueusement que la détérioration de l'interfinancement est suffisamment importante pour justifier l'intervention de la Régie afin de le ramener **graduellement** au niveau de 81% à court terme, soit la balise choisie par la Régie.

7 Union des consommateurs, Mémoire soumis à la Régie de l'énergie, dossier R-3972-2016, pièce C-UC-0003, page 14, (18 janvier 2017).

8 Source : HQD, Suivi de la décision D-2017-022 (R-3980-2016), pièce HQD-20, document 4, page 13.

9 HQD, pièce B-0045 (document Stratégie tarifaire amendé), tableau B-3, colonne S : baisse des coûts de - 0,5%.

10 HQD, pièce B-0045, page 65, tableau B-3, colonne R (Révision du 14 septembre 2018).

Selon nous, la correction devrait se faire graduellement sur plusieurs années afin de maintenir la **stabilité tarifaire** pour les autres catégories de consommateurs.

### **Recommandation no 1 :**

Bien que consciente que la Régie puisse avoir à pondérer plusieurs objectifs parfois incompatibles dans ses décisions sur les ajustements tarifaires dans les prochaines années, l'ACEF de Québec recommande respectueusement qu'elle considère comme prioritaire le retour graduel de l'indice d'interfinancement de la catégorie Domestiques au niveau de 81% à court terme, soit la balise qu'elle a choisie.

## **2.4 Méthode rigoureuse approuvée par la Régie pour évaluer les coûts de service**

Dans sa preuve, le Distributeur présente, à la pièce B-0045<sup>11</sup>, au tableau B-3, l'évolution des coûts de service par catégories de consommateurs.

Les coûts de service ont été établis par le Distributeur selon la méthode d'allocation des coûts approuvée par la Régie. Ils tiennent compte de tous les coûts pertinents applicables aux différentes catégories de consommateurs mentionnées à l'article 52.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Dans le cadre du dossier tarifaire de l'an dernier, la Régie souligne qu'elle a procédé à un examen minutieux des méthodes et du résultat de la répartition du coût de service utilisés par le Distributeur.

La Régie a ainsi noté que, selon ce dernier, les méthodes et les facteurs de répartition utilisés sont toujours adéquats et il n'y a pas d'éléments nouveaux qui justifient une révision.<sup>12</sup>

Dans le présent dossier, le Distributeur a identifié les principales causes de la hausse de ses coûts telles que les achats additionnels d'électricité, l'indexation du coût de

---

11 HQD, pièce B-0045 (HQD-13, document 1, page 65, tableau B-3, version révisée du 13 sept. 2018)

12 Régie de l'énergie, D-2018-025 (R-4011-2017), pièce A-0102 (7 mars 2018), page 166 :

[607] La Régie procède à un examen minutieux des méthodes et du résultat de la répartition du coût de service présentés par le Distributeur.

[608] Selon ce dernier, les méthodes et les facteurs de répartition utilisés sont toujours adéquats et il n'y a pas d'éléments nouveaux qui justifient une révision.



l'électricité patrimoniale et l'augmentation du coût du service de transport et de distribution.<sup>13</sup>

Ce sont là des éléments de hausses de coûts habituels des dossiers tarifaires du Distributeur qui ne justifient pas, à notre avis, une remise en question de la méthode de répartition des coûts.

On peut donc croire que la méthode de répartition du coût de service utilisée par le Distributeur dans le présent dossier est rigoureuse et objective pour fournir des résultats fiables.

Selon l'ACEF de Québec, les résultats de la répartition du coût de service représentent des *intrants* utiles à l'établissement des tarifs.

En effet, selon nous, les questions telles que le développement d'un secteur industriel compétitif au Québec ou le signal de prix pour encourager l'efficacité énergétique devront être débattues à l'étape de l'établissement des tarifs, et non à l'étape de répartition du coût de service.

## **2.5 L'évolution des coûts de service suggère une baisse des tarifs domestiques pour 2019-2020.**

En se basant sur son évaluation des coûts de service, le Distributeur a calculé les ajustements tarifaires reflétant la variation des coûts et les indices d'interfinancement résultants.

Nous reproduisons les résultats de l'évaluation du Distributeur au tableau ci-dessous.

Selon cette évaluation du Distributeur, les consommateurs domestiques pourraient bénéficier d'une baisse de tarifs de **-0,5%**<sup>14</sup> en 2019 si l'on se basait *uniquement* sur la variation de leurs coûts de service entre 2018 et 2019.

À l'opposé, les « grands clients industriels<sup>15</sup> » et les clients au tarif LG subiraient des hausses tarifaires relativement importantes compte tenu de la variation de leurs coûts.

---

13 HQD, pièce B-0006 (HQD-1, document 1), page 6, ligne 10 et ss.

14 HQD, pièce B-0045, page 65, tableau B-3, colonne S (Révision du 13 septembre 2018).

15 Dans sa répartition des coûts, HQD étudie les grands clients industriels au tarif L et aux contrats spéciaux. Leurs parts de coûts de service en 2019 sont estimées comme suit par HQD :

## Tableau 2.2

Ajustements des tarifs selon la variation des coûts de service (coûts calculés par Hydro-Québec)

Ajustement des tarifs reflétant la variation des coûts entre 2018 et 2019		
(Source: Hydro-Québec - pièce B-0045, page 65, tableau B-3, rév. 13 sept. 2018)		
	Ajustement reflétant la variation des coûts (%)	Indice d'interfinancement (%)
<b>Domestiques</b>	<b>-0.5%</b>	<b>85.8%</b>
<b>Généraux</b>	<b>1.8%</b>	<b>122.4%</b>
Tarif G	1.6%	119.8%
Tarif M	1.8%	128.7%
Tarif LG	2.6%	102.8%
<b>Grands Industriels</b>	<b>2.6%</b>	<b>107.1%</b>
<b>Total</b>		<b>100.0%</b>

Il serait utile de noter que les ajustements tarifaires selon la variation des coûts ont été calculés par le Distributeur et que les coûts de service pour 2018 et 2019 incluent tous les coûts requis pour fournir le service aux différentes catégories de consommateurs :

« 1.1 Veuillez confirmer que les coûts de service (en M\$) pour 2018 et 2019 présentés au tableau B-3, colonnes A et B [référence (i)], incluent tous les coûts requis pour fournir le service aux différentes catégories de consommateurs indiquées au tableau B-3. Veuillez justifier votre réponse si elle est négative.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. »<sup>16</sup>

## 2.6 La proposition tarifaire d'Hydro-Québec a un biais favorable aux clients industriels au détriment de ses clients domestiques.

### Coûts de service des Grands clients industriels selon HQD (2019)

Source : HQD, pièce HQD-13, document1 , page 64, tableau B-2

	M\$	
Tarif L	1262.6	53%
Contrats spéciaux	1099.8	47%
<b>Total</b>	<b>2362.4</b>	<b>100%</b>

Nous présentons dans le tableau suivant une comparaison des hausses tarifaires proposées par le Distributeur et celles calculées en fonction de l'évolution des coûts de service.

On y voit que la proposition du Distributeur ne reflète pas correctement ou adéquatement l'évolution des coûts de service.

En effet, les hausses tarifaires proposées par Hydro-Québec pour les clients industriels<sup>17</sup> ne suffisent pas à couvrir leurs hausses de coûts. Il en est de même pour les clients au tarif M et au tarif G, quoique dans une moindre mesure.

Afin de donner au Distributeur le même revenu requis, ce dernier propose de hausser les tarifs domestiques à un niveau bien supérieur à l'évolution de leurs coûts (-0,5%).

La proposition du Distributeur a donc un biais favorable aux clients industriels, au détriment de ses clients domestiques.

Tableau 2.3

Comparaison des scénarios de hausses tarifaires (résultats de calculs de la variation des coûts de service et proposition tarifaire d'Hydro-Québec)

<b>Comparaison des scénarios de hausses tarifaires</b>			
	Hausse tarifaire proposée par Hydro-Québec (référence 1)	Hausse tarifaire selon la variation des coûts (référence 2)	Écart
<b>Domestiques</b>	<b>0.8%</b>	<b>-0.5%</b>	<b>1.3%</b>
<b>Généraux</b>	<b>0.8%</b>	<b>1.8%</b>	<b>-1.0%</b>
Tarif G	0.8%	1.6%	-0.8%
Tarif M	0.7%	1.8%	-1.1%
Tarif LG	<b>0.8%</b>	<b>2.6%</b>	<b>-1.8%</b>
<b>Grands Industriels</b>	<b>0.2%</b>	<b>2.6%</b>	<b>-2.4%</b>
Sources :			
Référence 1 : HQD, pièce B-0045, page 65, tableau B-3, colonne P.			
Référence 2 : HQD, pièce B-0045, page 65, tableau B-3, colonne S.			

17 Soit les clients « Grands industriels » et les clients au tarif LG.

Notons que dans ses calculs des coûts de service, le Distributeur a pris soin de tenir compte du fait que les clients au tarif L sont exempts de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale, comme on peut le voir au tableau suivant.

Tableau 2.4

<b>Non-indexation des coûts de l'électricité patrimoniale pour le tarif L déjà prise en compte dans les calculs des coûts de service par Hydro-Québec</b>			
<b>Coût unitaire de l'électricité patrimoniale en ¢/kWh</b>			
	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
	(Réf. 1)	(Réf. 2)	(Réf. 3)
Tarif D et DM	3.4	3.43	3.46
Tarif M	2.79	2.81	2.88
Tarif LG	2.85	2.87	2.92
<b>Tarif L</b>	<b>2.38</b>	<b>2.38</b>	<b>2.39</b>
Réf. 1 : HQD, R-3980-2016, B--0203, p. 14, tableau 9A.			
Réf. 2 : HQD, R-4011-2017, B-0103, p. 16, tableau 9A.			
Réf. 3 : HQD, R-4057-2018, B-0043, page 66, tableau B-4.			
ou R-4057-2018, B-0045, page 66, tableau B-4 (révision du 4 sept. 2018)			

Par conséquent, la hausse tarifaire<sup>18</sup> des « Grands industriels » requise pour couvrir leur hausse de coût de service reflète déjà cette contrainte stipulée dans la Loi, aux articles 52.1 et 52.2 :

« Article 52.1 :

*La Régie s'assure également que les ajustements au tarif L intègrent l'évolution des coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale alloués à cette catégorie [...]*

Article 52.2 :

[...]

*1° pour chaque année à compter de l'année 2014, le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale doit correspondre au coût moyen fixé pour l'année*

18 Évaluée à 2,6 % par Hydro-Québec [HQD, pièce B-0045, page 65, tableau B-3, colonne S (Révision du 13 septembre 2018)].

*précédente, indexé le 1er janvier de chaque année selon le taux correspondant à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation, pour la période de 12 mois qui se termine le 31 mars de l'année qui précède celle pour laquelle une demande a été présentée en vertu de l'article 52.1. Le taux d'indexation ne peut être inférieur à zéro ;  
2° le coût alloué au tarif L et aux contrats spéciaux n'est pas touché par l'indexation prévue au paragraphe 1°; » (nos soulignés)*

Plusieurs passages de la preuve du Distributeur confirment nos constats.

En effet, le Distributeur a confirmé, dans ses réponses aux questions 1.2 et 1.4 de l'ACEF de Québec, qu'il a tenu compte de la **non-indexation du coût de l'électricité patrimoniale** pour le tarif L dans sa répartition des coûts :

*« 1.2 Veuillez confirmer que le coût unitaire de l'électricité patrimoniale de 2,39 ¢/kWh pour le tarif L pour 2019 [référence (ii)] tient compte de la non-indexation prévue pour ce tarif malgré le fait que le Distributeur indique à la référence (iii) un coût de 2,38 ¢/kWh pour 2018.*

*Réponse :*

*Le Distributeur le confirme. De plus, il précise que le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale pour chaque catégorie de consommateurs est réparti, comme explicité à l'article 52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie, en tenant compte de l'évolution des caractéristiques de consommation de ces catégories, soit leur taux de pertes et leur facteur d'utilisation, et, à l'exception du tarif L, de la variation annuelle de l'IPC moyen du Québec. »<sup>19</sup> (nos soulignés)*

Et :

*« 1.4 Veuillez confirmer (ou infirmer) que « l'ajustement différencié reflétant la variation des coûts » de 2,8% pour la catégorie « Grands industriels » indiqué au tableau B-3, colonne S [(référence (i))] tient compte de la non-indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour ce tarif. Veuillez expliquer votre réponse.*

*Réponse :*

*Les ajustements tarifaires, uniformes et différenciés selon la variation des coûts, sont établis en tenant compte de la non-indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale pour la catégorie Grands industriels, comme prévu à l'article 52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie. [...] »<sup>20</sup> (nos soulignés).*

---

19 HQD, pièce B-0066, page 3, ligne 5 et ss. (Réponse du Distributeur à la question 1.2 de la DDR no 1 de l'ACEF de Québec).

20 HQD, pièce B-0066, page 4 (Réponse du Distributeur à la question 1.4 de l'ACEF de Québec).

Dans sa réponse à notre question no 1.7, le Distributeur réaffirme qu'il respecte, l'esprit de l'article 52.2 à la lettre et qu'il tient compte, dans ses calculs des coûts de service, de **l'exemption** de l'indexation des coûts de l'électricité patrimoniale accordée aux grands clients industriels et aux contrats spéciaux :

*« Le Distributeur respecte l'esprit de l'article 52.2 à la lettre. D'ailleurs, dans sa décision D-2014-037 phase II, la Régie prend acte des modifications apportées à la méthode de répartition du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale par catégories de consommateurs qui reflète, d'une part, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale et, d'autre part, l'exemption accordée aux grands clients industriels et aux contrats spéciaux. »<sup>21</sup> (nos soulignés)*

Étant donné que le Distributeur a tenu compte, dans ses calculs des coûts de service, de la non-indexation des coûts de l'électricité patrimoniale allouée aux grands clients industriels, la hausse des coûts de 2,6 %<sup>22</sup> de ces derniers s'explique par des facteurs autres que l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale.

Rappelons que le Distributeur a identifié les causes de l'augmentation des coûts pour l'ensemble de sa clientèle à la pièce B-0006, page 6, qui comprennent, entre autres, les achats additionnels d'électricité, l'augmentation du coût du service de transport, l'évolution des coûts de distribution et des services à la clientèle<sup>23</sup>.

Selon toute logique, la hausse tarifaire de 0,2 %<sup>24</sup> proposée par le Distributeur pour les clients au tarif L **ne s'explique pas** par la non-indexation du coût de l'électricité patrimoniale allouée à ces clients.

Dans sa preuve, le Distributeur n'a pas justifié sa proposition tarifaire en fonction du maintien de l'interfinancement ni de l'évolution du coût de service.

Au sujet du rapprochement des tarifs avec l'évolution de leurs coûts de service, l'ACEF de Québec rappelle respectueusement qu'il s'agit d'un principe établi et reconnu par la Régie :

*[85] Selon Bonbright, le troisième objectif prioritaire que devrait rechercher toute structure tarifaire est d'être équitable et non discriminatoire. Ceci implique, conformément aux meilleures pratiques tarifaires, que le revenu généré par les tarifs applicables à une catégorie de consommateurs devrait refléter le coût attribuable à sa desserte.*

*[86] Ce principe s'accompagne d'un corollaire, à savoir que la réglementation*

---

21 HQD, pièce B-0066, page 5 (Réponse du Distributeur à la question 1.7 de l'ACEF de Québec).

22 HQD, pièce B-0045, page 65, tableau B-3, colonne S (Révision du 13 septembre 2018).

23 HQD, pièce B-0006, page 6.

24 HQD, pièce B-0045, page 8, tableau 1 (Révision du tableau 13 septembre 2018).

*devrait favoriser une évolution des tarifs de chaque catégorie de consommateurs qui reflète l'évolution des coûts alloués à chacune de ces catégories. Ainsi, le principe de respect de la vérité des coûts est au cœur du rôle que doit jouer le régulateur lorsqu'il fixe les tarifs.<sup>25</sup>*

Si l'on applique ce principe, tous les tarifs qui ne sont pas « interfinancés » par les autres devraient **refléter leurs coûts de service**.

Il importe de rappeler que la décision D-2007-12 exige que le Distributeur fasse la preuve, « *chaque fois qu'il demande une modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement est en **relation causale** avec la variation des coûts de desserte de cette catégorie* »<sup>26</sup>.

La décision D-2007-12 indique également que le Distributeur « *pourra proposer des **ajustements tarifaires différenciés** par catégorie de consommateurs, chacun d'eux reflétant l'évolution des coûts attribuables à la catégorie correspondante* » :

*« La Régie réitère qu'elle vise à s'assurer, par le biais des tarifs, de la vérité des coûts et de l'équité entre les catégories de consommateurs. Dans le contexte où les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs n'évolueraient pas uniformément, la Régie n'est pas empêchée de procéder à des ajustements tarifaires différenciés d'une catégorie de consommateurs à l'autre. Interpréter la Loi autrement priverait de ses effets plusieurs de ses dispositions, et ce ne serait pas sain des points de vue de l'équité, de la rigueur économique ou environnementale, autant d'éléments dont la Régie doit tenir compte en exerçant ses pouvoirs « dans une perspective de développement durable ».*

*Conséquemment, le Distributeur devra faire la preuve, chaque fois qu'il demande une modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement est en relation causale avec la variation des coûts de desserte de cette catégorie.*

*À compter de la demande tarifaire 2008, le Distributeur pourra proposer des ajustements tarifaires différenciés par catégorie de consommateurs, chacun d'eux*

*reflétant l'évolution des coûts attribuables à la catégorie correspondante.*

*Lorsqu'elle fixera les tarifs du Distributeur, la Régie jugera du caractère juste et raisonnable des hausses tarifaires demandées en prenant en compte l'ensemble des articles de la Loi qui s'appliquent dans ce cas, dont celui d'interfinancement en faveur de la clientèle domestique. »<sup>27</sup> (nos soulignés)*

---

25 Régie de l'énergie, Avis A-2017-01, dossier R-3972-2016, page 48.

26 Régie de l'énergie, D-2007-12, page 93.

27 idem, pages 93-94.

Il serait donc surprenant de constater que malgré une hausse de coût relativement importante, le Distributeur propose d'ajuster les tarifs applicables aux « Grands industriels » de seulement 0,2%<sup>28</sup> pour 2019-2020<sup>29</sup>.

À l'opposé, le Distributeur propose de hausser les tarifs domestiques à un taux plus important que la variation de leurs coûts de service dans un contexte où l'interfinancement en leur faveur diminue depuis 2002.

La proposition du Distributeur ne respecterait donc pas le principe de refléter les coûts dans les tarifs pour les catégories de consommateurs qui ne sont pas « interfinancés » par les autres catégories.

Pour justifier sa proposition, le Distributeur n'a évoqué que brièvement deux raisons, soit l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale et le rééquilibrage des tarifs généraux :

*Ce document présente les modifications aux tarifs d'électricité du Distributeur en vigueur qui apparaissent au document Tarifs d'électricité (« Tarifs ») ainsi que les propositions aux fins des tarifs applicables au 1er avril 2019.*

*Pour l'année tarifaire 2019-2020, les hausses des tarifs permettant au Distributeur de générer les revenus requis de 2019 sont de :*

- 0,2 % pour les clients industriels de grande puissance au tarif L ;*
- 0,8 % pour tous les autres clients.*

*[...]*

*L'ajustement tarifaire par catégories de consommateurs, qui reflète l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale et le rééquilibrage des tarifs généraux ainsi que les indices d'interfinancement qui en découlent sont présentés au tableau 1.<sup>30</sup>*

---

28 HQD, pièce B-0045, page 8, tableau 1 (révision du 13 septembre 2018).

29 HQD, pièce B-0045, tableau B-3, colonne P (révision du 13 sept. 2018).

30 HQD, pièce B-0045, page 7 (révision du 13 septembre 2018).



**TABLEAU 1 :  
AJUSTEMENT TARIFAIRE ET INDICES D'INTERFINANCEMENT  
PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS**

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux	
	Ajustement tarifaire	Indice d'interfinancement
Domestiques Généraux	0,8%	86,9 <sup>(2)</sup>
G	0,8%	119,0
M	0,7%	127,4
LG	1,5% <sup>(1)</sup>	101,6
Sous-total - Généraux	0,8%	121,2
Grands industriels	0,2%	104,6

<sup>1</sup> Incluant une hausse des prix de 0,8% et des revenus de 3 M\$ associés au mécanisme de fixation de la PFM.

<sup>2</sup> L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes est de 85,5

31

Note de l'ACEF de Québec : La note 1 du tableau ci-dessus d'Hydro-Québec explique la différence entre la hausse tarifaire proposée de 0,8% pour le tarif LG présentée à la pièce B-0045, page 65, tableau B-3 et celle du tableau 1 [1,5%] (raison invoquée par le Distributeur : prise en considération de 3 M\$ associés au mécanisme de fixation de la PFM).

Comme discuté précédemment, l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale pour les catégories de consommateurs autres que le tarif L et la non-indexation pour ce dernier sont considérées dans les calculs de coûts de service et par conséquent dans le scénario de hausses tarifaires calculées en fonction de la variation des coûts de service.

L'ACEF de Québec soumet respectueusement l'opinion que le rééquilibrage des tarifs généraux ne saurait être un prétexte pour hausser les tarifs domestiques de façon plus importante que la croissance de leurs coûts de service. <sup>32</sup>

31 HQD, pièce B-0045 (HQD-13, document 1), page 8 (révision du 13 septembre 2018).

32 Sur cette question, le Distributeur soutient ce qui suit :

« Le rééquilibrage des tarifs généraux se limite exclusivement aux tarifs généraux, soit les tarifs G, M et LG, et, de ce fait, n'a aucun impact sur l'ajustement tarifaire de la catégorie Domestiques, qu'il soit uniforme ou différencié selon la variation des coûts. » HQD, pièce B-0066, page 6 (Réponse du Distributeur à la question 1.8 de l'ACEF de Québec)

**Recommandation no 2**

Considérant que la proposition tarifaire du Distributeur ne permettrait pas le reflet des coûts dans les tarifs et comporterait des iniquités envers sa clientèle domestique, l'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie la rejette.

**2.7 Une baisse des tarifs domestiques *strictement* selon la variation de leurs coûts résulterait en des hausses tarifaires relativement importantes chez les autres catégories de consommateurs.**

Nous présentons ci-dessous le scénario « Baisse des tarifs domestiques selon la variation de leurs coûts et *hausse uniforme des autres tarifs* ».

Selon ce scénario, une baisse des tarifs domestiques *strictement* selon la variation de leurs coûts résulterait en des hausses tarifaires relativement importantes chez les autres catégories de consommateurs.<sup>33</sup>

---

33 Le revenu total après l'ajustement des tarifs calculé par l'ACEF de Québec est identique au revenu requis du Distributeur (11,047.5 M\$). Il se compose comme suit, selon les données présentées par le Distributeur à la pièce B-0045, page 65 :

- Coût de service total : 11 034.1 M\$ (colonne B) ;
- Provision réglementaire : 13.6 M\$ (colonne F) ;
- Total : 11 034.0 + 13.6 = 11 047.6 M\$.

Tableau 2.5

Scénario Baisse des tarifs domestiques selon la variation de leurs coûts et Hausse uniforme des autres tarifs				
	Revenus avant ajustement (M\$)	Ajustements	Revenus après ajustements (M\$)	Indice d'interfinancement
	(Référence 1)			
Domestiques	5,364.5	-0.50%	5,337.7	85.8%
Généraux	4,279.4	1.98%	4,364.3	122.6%
Tarif G	1,016.5	1.98%	1,036.7	120.3%
Tarif M	2,684.5	1.98%	2,737.8	129.0%
Tarif LG	578.5	1.98%	590.0	102.2%
Grands Industriels	1,319.3	1.98%	1,345.5	106.4%
Total	10,963.2		11,047.5	100.0%

Référence 1 : HQD, pièce B-0045 (HQD-13, document 1), page 65, tableau B-3, colonne (D).

Bien qu'une baisse des tarifs applicables aux consommateurs domestiques reflète la variation de leurs coûts, l'ampleur des hausses tarifaires requises chez les autres catégories de consommateurs afin de donner au Distributeur son revenu requis pourrait s'avérer problématique.

En vue de soulager le problème potentiel chez certains clients aux tarifs généraux et industriels, nous avons donc élaboré le scénario suivant.

### 2.8 Scénario « *Gel des tarifs domestiques et hausse uniforme des autres tarifs* »

Nous présentons dans le tableau suivant les résultats du scénario « *Gel des tarifs domestiques et hausse uniforme des autres tarifs* ».

On y voit qu'un gel éventuel des tarifs domestiques devrait s'accompagner d'une hausse des autres tarifs de l'ordre de **1,5%** pour donner au Distributeur son revenu requis.

Dans ce scénario, le gel des tarifs domestiques ne suit pas *exactement* l'évolution de leurs coûts et résultera en un indice d'interfinancement (86.2%) moins favorable aux consommateurs domestiques par rapport au scénario « *Variation des coûts* » (85,8%).<sup>34</sup>

34 L'ACEF de Québec utilise, dans tous les scénarios, la formule de calcul des indices d'interfinancement utilisée par Hydro-Québec.

Dans les deux cas, les indices d'interfinancement des tarifs domestiques pour 2019 selon les données présentées par le Distributeur dans le présent dossier sont bien supérieurs à celui de 2017 évalué à 84%<sup>35</sup>. (L'indice d'interfinancement de 2018 est estimé par le Distributeur à 85,4 %, selon sa proposition tarifaire de l'an dernier, avant les réductions de coûts ordonnées par la Régie<sup>36</sup>. Il est estimé par Hydro-Québec à 85,6 %, en suivi de la décision tarifaire D-2018-025 [HQD, R-4011-2017, pièce B-0240, page 13, tableau 8B, colonne R, évaluation du 16 mars 2018]).

En revanche, les hausses tarifaires applicables aux clients industriels et généraux (**1,5%**) sont moins élevées que celles du scénario « Variation des coûts » (**1,98%**).

Tableau 2.6

Scénario Gel des tarifs domestiques et Hausse uniforme des autres tarifs				
	Revenus avant ajustements des tarifs (M\$-2019) (Réf. 1)	Ajustements	Revenus après ajustements (M\$)	Indice d'interfinancement
<b>Domestiques</b>	5364.5	<b>0%</b>	<b>5,364.5</b>	<b>86.2%</b>
<b>Généraux</b>	4279.4	1.5%	4,343.8	122.0%
Tarif G	1016.5	1.5%	1,031.8	119.8%
Tarif M	2684.5	1.5%	2,724.9	128.4%
Tarif LG	578.5	1.5%	587.2	101.7%
<b>Grands Industriels</b>	1319.3	1.5%	1,339.2	105.9%
<b>Total</b>	<b>10963.2</b>		<b>11,047.5</b>	100.0%

Référence 1 : HQD, pièce B-0045, page 65, tableau B-3, colonne D.

Le tableau suivant présente l'écart entre les ajustements tarifaires selon la variation des coûts et le scénario « *Gel des tarifs domestiques et hausse uniforme des autres tarifs* ».

35 Source : HQD, Suivi de la décision D-2017-022 (R-3980-2016), pièce HQD-20, document 4, page 13.

36 Sources : Selon HQD, (R-4011-2017, pièce B-0045, page 15), l'indice d'interfinancement de la catégorie Domestique en 2018 est de 85,4%, selon sa proposition tarifaire présentée avant l'examen des coûts par la Régie.

Régie de l'énergie, D-2018-025, page 170 :  
 [619] La Régie constate qu'avec la hausse uniforme des tarifs proposée par le Distributeur, l'indice d'interfinancement selon la preuve au dossier, serait à 85,4 aux tarifs domestiques. (nos soulignés).

On y note que, dans le dernier scénario, les consommateurs aux tarifs domestiques **contribuent** à la couverture des hausses de coûts occasionnées par les grands clients industriels entre 2018 et 2019.

Cela permettrait à ces derniers de bénéficier d'une certaine **stabilité tarifaire**, malgré leurs hausses de coûts relativement importantes.

Tableau 2.7

	Ajustements selon la variation des coûts	Ajustements selon le scénario "Gel des tarifs domestiques et hausse uniforme des autres tarifs"	Écart
<b>Domestiques</b>	<b>-0.5%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.5%</b>
<b>Généraux</b>	<b>1.8%</b>	<b>1.5%</b>	<b>-0.3%</b>
Tarif G	1.6%	1.5%	-0.1%
Tarif M	1.8%	1.5%	-0.3%
Tarif LG	2.6%	1.5%	-1.1%
<b>Grands Industriels</b>	<b>2.6%</b>	<b>1.5%</b>	<b>-1.1%</b>

## 2.9 Scénario « *Hausse uniforme pour toutes les catégories de consommateurs* »

Notons finalement, à titre informatif, que l'ordre de grandeur d'une hausse tarifaire uniforme *pour toutes les catégories de consommateurs*, sans exception pour les clients au tarif L, serait de **0,769%**, comme le montre le tableau suivant.

Dans ce cas, les « grands industriels » seront largement avantagés, considérant que leurs coûts augmenteront de 2,6%<sup>37</sup> de 2018 à 2019.

Selon ce scénario, les clients domestiques subiront une hausse des tarifs malgré la baisse anticipée de leurs coûts.

L'ACEF de Québec tient à préciser qu'elle n'endosse pas ce scénario, malgré son libellé « *Hausse uniforme pour toutes les catégories de consommateurs* », puisqu'il ne permettrait pas le maintien de l'interfinancement et le reflet des coûts de service de différentes catégories de consommateurs.

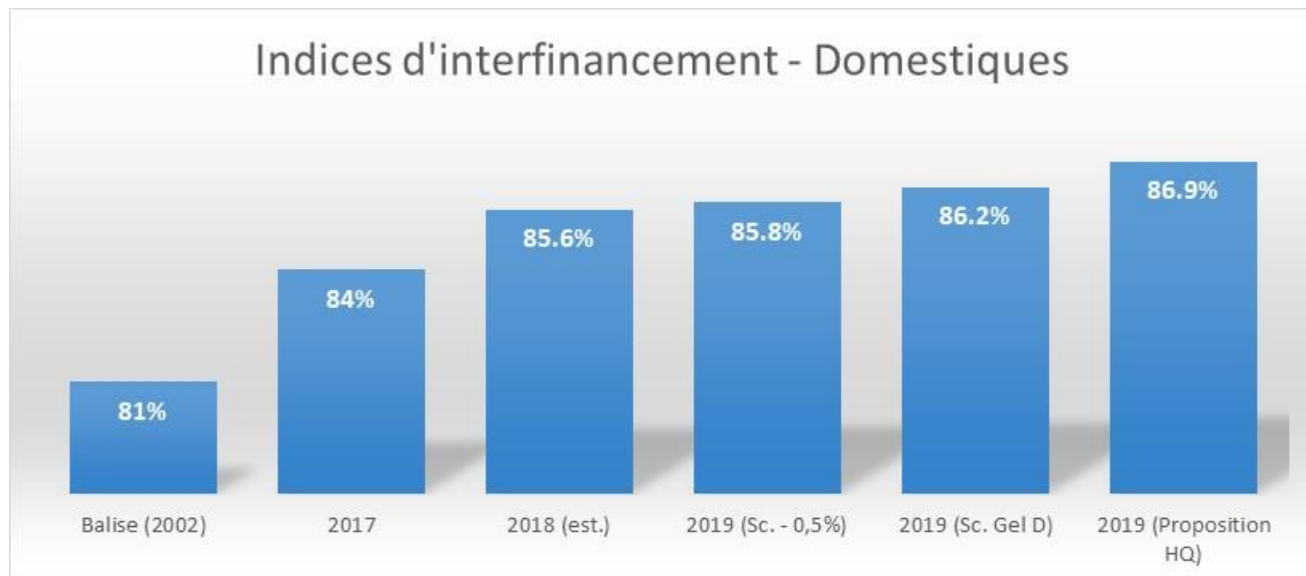
Tableau 2.8

Scénario Hausse uniforme pour toutes les catégories de consommateurs (sans exception)				
	Revenus avant ajustements des tarifs (M\$-2019)	Hausse uniforme pour toutes les catégories	Revenus après ajustements (M\$)	Indice d'interfinancement
Domestiques	5,364.5	0.769%	5,405.7	86.9%
Généraux	4,279.4	0.769%	4,312.3	121.1%
Tarif G	1,016.5	0.769%	1,024.3	118.9%
Tarif M	2,684.5	0.769%	2,705.1	127.5%
Tarif LG	578.5	0.769%	582.9	101.0%
Grands Industriels	1,319.3	0.769%	1,329.4	105.2%
Total	10,963.2		11,047.5	100.0%

## 2.10 Évolution de l'indice d'interfinancement de la catégorie Domestiques

La figure suivante illustre les indices d'interfinancement de la catégorie « Domestiques » selon différents scénarios d'ajustement tarifaire pour 2019 et les compare avec la balise choisie par la Régie ainsi que ceux de 2017 et 2018.

Figure 2.1



Source :

Indice d'interfinancement de 2018 (85,6%) : HQD, R-4011-2017, pièce B-0240, tableau 8B, colonne R [Année témoin 2018, Suivi D-2018-025, hausse tarifaire de 0,3% des tarifs domestiques D et DM pour 2018-2019).

### Recommandations no 3

Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons respectueusement que la Régie ajuste à la baisse ou du moins gèle les tarifs domestiques pour l'année tarifaire 2019-2020 afin de ralentir la diminution de l'interfinancement en leur faveur et de tenir compte de la baisse anticipée des coûts alloués à ces clients en 2019.

Nous recommandons également que la Régie ajuste de façon uniforme les tarifs généraux G, M, et LG et les tarifs « Grands industriels » afin de favoriser la stabilité tarifaire et de donner au Distributeur son revenu requis.

### 3. TARIFICATION DYNAMIQUE

#### 3.1 Introduction

Dans le présent dossier, le Distributeur demande à la Régie d'approuver, pour une application en décembre 2019, un crédit en pointe critique et un tarif de pointe critique (tarification dynamique) pour la clientèle résidentielle et de petite puissance.<sup>38</sup>

Ces *options* de tarification dynamique pourraient permettre aux consommateurs qui le choisiront de réaliser des économies sur leurs factures d'électricité s'ils réduisent leur consommation en hiver lorsque cela est demandé par le Distributeur.

Vues sous l'angle du Distributeur, ces options tarifaires permettraient de contribuer à réduire les besoins en puissance à la pointe et, à ce titre, constitueraient un moyen additionnel de gestion de la demande en puissance.<sup>39</sup>

L'ACEF de Québec présente ci-après ses observations et recommandations à la Régie relatives aux options de tarification dynamique proposées par le Distributeur.

#### 3.2 Nécessité d'une évaluation précise des économies potentielles pour le Distributeur et pour les clients optant pour la tarification dynamique

Pour élaborer les options de tarification dynamique, le Distributeur se base sur l'analyse de son profil de charge.

Il présente, à titre illustratif, sur la figure reproduite ci-après, son profil de charge horaire moyen observé, sur une période de 24 heures, lors des journées les plus froides des 4 derniers hivers.

Selon ce profil, les deux périodes de pointe correspondent aux heures de plus forte consommation de la clientèle du Distributeur et se retrouvent dans des plages horaires de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h.<sup>40</sup>

---

38 HQD, pièce B-0030, page 26.

39 HQD, pièce B-0030, page 16, lignes 14 et ss.

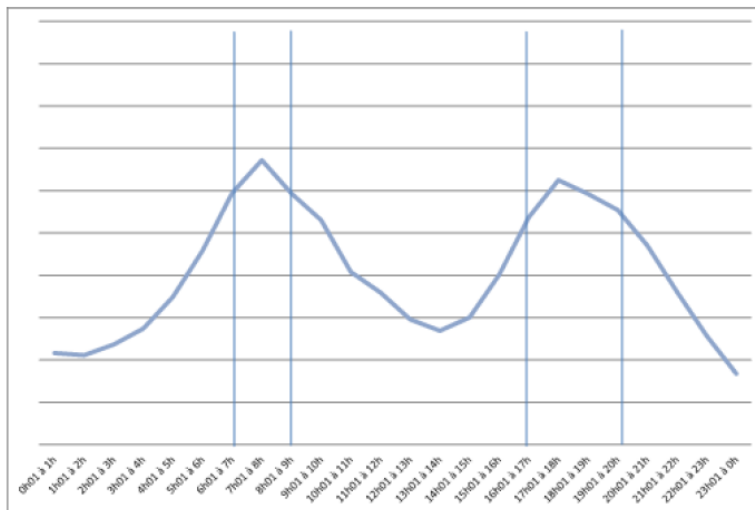
40 HQD, pièce B-0030, page 16, ligne 20 et ss.



Figure 3.1

Source : HQD, pièce B-0030, page 17, figure 3.

**FIGURE 3 :**  
**PROFIL DE CHARGE HORAIRE MOYEN POUR L'ENSEMBLE DU RÉSEAU**  
**JOURNÉE EN POINTE HIVERNALE**



Le Distributeur reconnaît que ces plages sont « ciblées » ou « très limitées » :

*Par ailleurs, ces deux plages plus ciblées que celle retenue dans le cadre du Projet tarifaire Heure Juste (« PTHJ »), octroient aux clients plus de flexibilité pour modifier leur consommation compte tenu d'une fenêtre de plusieurs heures hors pointe en mi-journée, sans compromettre l'équilibre énergétique. Enfin, ces plages plus ciblées permettent également d'accentuer l'écart entre les prix de pointe et hors pointe et, par ricochet, l'incitatif pour les clients à réduire leur consommation, comme le mentionne la Régie dans son Avis.<sup>41</sup> (nos soulignés)*

Il entend gérer de manière efficace les aléas de la demande et de ses approvisionnements :

*En ce qui a trait aux options de pointe critique, le Distributeur évalue leur contribution requise à un maximum de 100 heures afin de contribuer de manière efficace à la gestion plus fine des aléas de la demande et à la fiabilité de l'approvisionnement de la clientèle. Considérant des plages de 3 ou 4 heures,*

41 HQD, pièce B-0043, page 19, ligne 3 t ss.

*une limite de 100 heures pendant l'hiver correspond à un maximum se situant entre 25 à 33 événements de pointe critique par hiver.<sup>42</sup>*

Donc, le Distributeur considère les tarifs dynamiques comme un moyen additionnel lui permettant de gérer la demande en puissance dans des plages horaires très fines.

Il affirme que ces options tarifaires visant la réduction de la consommation durant des plages horaires « ciblées » ou « très limitées » permettraient de réduire les coûts pour l'ensemble de la clientèle :

*« Considérant ce profil de charge, des options visant une réduction de la consommation durant ces périodes de 3 ou 4 heures permettraient de réduire les besoins en puissance à la pointe et contribueraient à réduire les coûts pour l'ensemble de la clientèle. »<sup>43</sup> (nos soulignés)*

Il serait donc important de voir si les tarifs dynamiques proposés par le Distributeur peuvent, avec une probabilité raisonnable, réduire les coûts pour l'ensemble de la clientèle et dans quelles conditions.

Selon la compréhension de l'ACEF de Québec, le Distributeur dispose actuellement de plusieurs moyens de gestion de la puissance :

- trois contrats de puissance de long terme signés avec le Producteur (A/O 2015-01)<sup>44</sup> ;
- l'importation d'électricité de court terme (composante puissance) dont le prix serait relativement bas<sup>45</sup> ;
- les ententes d'électricité interruptible signées avec les clients du secteur industriel ;

---

42 HQD, pièce B-0043, page 19, ligne 10 et ss.

43 HQD, pièce B-0043, page 19, ligne 1 et ss.

44 Pour 2019, le Distributeur prévoit dépenser 64,4 M\$ pour l'achat de la puissance qui serait réalisé en vertu des 3 contrats avec le Producteur :

*« En planification, l'utilisation des heures disponibles pour chacun des trois contrats de l'A/O 2015-01 est faite en fonction des quantités horaires requises. Pour l'année témoin 2019, le montant total de 64,4 M\$ attribuable à ces trois 3 contrats s'établit ainsi : 8,3 M\$ au contrat Système de puissance HQP-1 de 100 MW, 26,8 M\$ au contrat HQP-2 de 200 MW et 29,3 M\$ au contrat HQP-3. » (HQD, pièce B-0067, page 33).*

45 « 14.2 Pour l'année témoin 2019, veuillez indiquer le nombre d'heures d'utilisation des achats d'énergie de court terme qui sont requises pour le montant de 2,7 M\$ qui apparaît à la référence.

Réponse :

Pour l'année témoin 2019, le montant de 2,7 M\$ qui apparaît à la référence correspond à environ 600 heures d'achat de court terme. » (HQD, pièce B-0067, page 33). (nos soulignés).

- Et récemment le programme de gestion de la puissance – clients Affaires (GDP Affaires).

Le Programme GDP Affaires vise la réduction de la consommation des clients pendant la période critique de la demande (100 heures de fine pointe), de manière similaire aux tarifs dynamiques.

Dans le cadre du dossier R-4041-2018, le Distributeur a présenté l'historique des réductions de consommation réelles obtenues par le Programme GDP Affaires pendant ces périodes critiques.

Ces données – reproduites au tableau suivant - indiquent un nombre d'heures de réduction de la demande relativement faible pour les années 2015-2016, 2016-2017 et 2017-2018.<sup>46</sup>

En particulier, en 2016-2017, le Distributeur a demandé aux participants de réduire leur consommation pour seulement **9 heures** sur un maximum de 100 heures critiques, et ce, avant l'introduction des options et tarifs dynamiques.

---

46 HQD, dossier R-4041-2018, pièce B-0007, page 9.

Tableau 3.1

Source : HQD, Dossier R-4041-2018, pièce B-0007, page 9, tableau 4.

**TABLEAU 4 :**  
**HISTORIQUE DES INTERRUPTIONS RÉELLES DES PARTICIPANTS**

Option d'électricité interruptible*		
	Heures	Appels
2013-2014	28 à 57	7 à 13
2014-2015	0 à 43	2 à 9
Programme GDP Affaires		
	Heures	Appels
2015-2016	16	5
2016-2017	9	3
2017-2018	25	7

\* Le nombre d'appels et d'heures d'interruption varient selon les catégories de clients (moyenne ou grande puissance) et les options.

Pour les 4 prochaines années, le Distributeur prévoit que l'espérance d'utilisation du Programme GDP Affaires par année sera faible :

« Pour les quatre prochaines pointes, l'espérance d'utilisation du Programme par année est la suivante :

- 2018-2019 : 1,44 jour/an
- 2019-2020 : 1,55 jour/an
- 2020-2021 : 1,23 jour/an
- 2021-2022 : 1,28 jour/an »<sup>47</sup>

Le Distributeur a même prévu que dans certains cas, il ne soit pas nécessaire de demander aux participants au Programme GDP Affaires de réduire leur consommation.<sup>48</sup>

Donc, globalement, le Distributeur estime que le nombre d'heures d'utilisation du Programme GDP Affaires serait faible dans les prochaines années pour la période critique de la demande hivernale.

47 HQD, dossier R-4041-2018, pièce B-0032, page 3 (Réponse du Distributeur à l'engagement no. 4 demandé par l'AHQ-ARQ).

48 HQD, dossier R-4041-2018, pièce B-0007, Guide du participant, page 10.

Dans ce contexte, quelle sera l'utilité des tarifs dynamiques qui visent essentiellement les mêmes plages horaires ? Quelle est l'espérance du nombre d'heures de réduction de la consommation qui serait demandé par le Distributeur aux abonnés aux tarifs dynamiques ?

L'ACEF de Québec soumet respectueusement l'opinion que ces questions sont importantes, car une utilisation nulle ou très faible des tarifs dynamiques par le Distributeur implique que les abonnés à ces tarifs ne réaliseraient pas ou très peu d'économies sur leur facture d'électricité.

Elle souligne respectueusement que l'abonnement éventuel aux tarifs dynamiques par certains consommateurs n'est pas sans effort : l'achat d'un ordinateur pour recevoir les demandes de réduction de la demande par courriels d'Hydro-Québec, l'acquisition d'appareils pour mieux contrôler le chauffage et gérer la consommation d'électricité, l'organisation des activités familiales pour pouvoir vivre convenablement à la suite d'une demande d'Hydro-Québec, etc.

Dans sa preuve, le Distributeur indique ce qui suit :

*« Le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment, de la rigueur de chaque hiver. Si les besoins du Distributeur justifient un nombre moindre d'événements de pointe critique au cours d'un hiver, le potentiel d'économies réalisables par les clients au CPC diminue puisqu'en l'absence d'événement, le tarif régulier s'applique. »<sup>49</sup> (nos soulignés)*

Et :

*« À l'instar du CPC, le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment de la rigueur de chaque hiver. »<sup>50</sup> (nos soulignés)*

Nous soumettons respectueusement que le Distributeur a du moins le devoir moral d'indiquer à ses clients si ses « besoins » seraient présents et significatifs dans les prochaines années compte tenu des outils de gestion de la puissance nommés précédemment.

---

49 HQD, pièce B-0043, page 21, ligne 1 et ss.

50 HQD, pièce B-0043, page 21, ligne 11 et ss.

Il devrait aussi leur indiquer de façon compréhensive une estimation des économies sur leur facture d'électricité selon différentes conditions de températures hivernales.

Si, pour les 4 prochaines années, les abonnés aux tarifs dynamiques ne réalisaient pas d'économies significatives sur leur facture d'électricité, la chance pour le Distributeur d'implanter avec succès ces tarifs serait mince, compte tenu des résultats non-concluants du Projet-pilote Heure Juste.

L'ACEF de Québec soumet respectueusement qu'il serait essentiel, avant de discuter de différentes modalités des tarifs dynamiques proposés par le Distributeur, d'avoir une bonne idée des paramètres fondamentaux suivants :

- Les besoins de puissance qui seraient effacés par les tarifs dynamiques ;
- Les coûts dans les cas avec et sans les tarifs dynamiques ;
- L'espérance des économies sur les factures d'électricité des abonnés potentiels.

L'ACEF de Québec note que le Distributeur évalue maintenant le coût du projet à **9,5 M\$** et des dépenses annuelles à environ **1,3 M\$**<sup>51</sup>.

---

**51** « Le coût estimé de la solution permettant d'offrir la tarification dynamique à l'hiver 2019-2020, initialement évalué à 6 M\$ en juillet 2018, est présentement réévalué à 9,5 M\$ dont 9,1 M\$ à titre d'investissement. Ce montant de 9,5 M\$ non récurrent intègre l'ensemble des coûts associés aux développements informatiques et à l'implantation de la solution, incluant ceux qui étaient exclus de l'estimation initiale. Le Distributeur tient à mentionner que la solution développée permettra le déploiement éventuel à l'ensemble des abonnements aux tarifs D et G pour lesquels seule l'énergie est enregistrée dans le système de facturation.

Les coûts de commercialisation et d'opérationnalisation, notamment ceux associés à l'augmentation de la charge de travail pour assurer les services à la clientèle des options de tarification dynamique, sont des coûts récurrents. Ils sont estimés à 1,3 M\$ en 2019 et vont varier en fonction du nombre de clients se prévalant de ces nouvelles options.

Le Distributeur souligne qu'il n'a pas demandé le traitement des coûts découlant des options de tarification dynamique à titre de Facteur Y. Par conséquent, ces coûts font partie de l'enveloppe globale de coûts couverts par la formule d'indexation. » (HQD, pièce B-0072, page 50 et ss., Réponse du Distributeur à la question 13.26 de la FCEI)

#### Recommandations no 4

Nous recommandons respectueusement que la Régie demande au Distributeur de lui présenter une évaluation de ses *besoins de puissance* à satisfaire par les tarifs dynamiques dans les 5 prochaines années et à long terme compte tenu de l'utilisation prévue du Programme GDP Affaires et d'autres moyens de gestion de la puissance ainsi que des *coûts dans les cas Avec et Sans* les tarifs dynamiques.

Nous recommandons également que la Régie demande au Distributeur d'estimer dans cette évaluation *l'espérance des économies* sur les factures d'électricité des abonnés potentiels, selon différents types d'habitation et segments de la clientèle au tarif D identifiés par le Distributeur dans sa preuve, au tableau 3 de la pièce B-0045, page 14.

Finalement, nous recommandons respectueusement que la Régie exige que l'évaluation soit réalisée avec des données fiables, accompagnées d'explications claires sur les hypothèses et prémisses.

### 3.3 Signal de coût évité et le prix de l'énergie des options CPC et TPC

Dans le présent dossier, le Distributeur utilise un coût évité de *fourniture* en puissance de **50 \$/kW-hiver** comme base pour établir le prix de l'énergie des options CPC et TPC (options de tarification dynamique).<sup>52</sup>

Il soumet l'opinion que le coût évité en puissance de long terme de 112 \$/kW-an constitue la valeur maximale pour établir la structure de prix des options de tarification dynamique.<sup>53</sup>

---

52 HQD, pièce B-0045, page 19, ligne 18 et ss.

53 HQD, pièce B-0045, page 19, ligne 15 et ss.

### Non-considération des coûts évités de transport et de distribution

L'ACEF de Québec note que le Distributeur n'a pas pris en compte des coûts évités de *transport et de distribution* dans sa proposition de balise pour établir le prix de l'énergie des options de tarification dynamique.

Elle soumet respectueusement l'opinion selon laquelle cela refléterait bien la vérité des coûts, car il serait impossible pour le Distributeur d'éviter certains coûts de transport et de distribution à la suite de l'implantation de la tarification dynamique.

La raison en est simple : les clients optant pour la tarification dynamique n'ont pas l'obligation de réduire leur consommation lorsque cela est demandé par le Distributeur, alors le Distributeur devrait construire « de façon normale » pour respecter son obligation de **fournir de l'électricité en tout temps à l'année longue**, indépendamment des choix éventuels de ses clients.

*En plus de garantir aux Québécois un approvisionnement fiable en électricité, Hydro-Québec veille au développement, à la fiabilité et à la pérennité de ses installations afin d'offrir un service de qualité. Elle répond aux besoins de ses différentes clientèles tout en leur assurant un traitement équitable.<sup>54</sup> [soulignés d'Hydro-Québec]*

Et :

*Le réseau d'Hydro-Québec est conçu et exploité de manière à répondre de façon fiable et sécuritaire à la demande d'électricité au Québec tout au long de l'année.<sup>55</sup> (nos soulignés)*

Rappelons finalement que les options de tarification dynamique proposées par le Distributeur visent la réduction des coûts d'approvisionnement (composante fourniture) pour des plages horaires très limitées en hiver, et non à l'année longue.

---

54 HQD, <http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/choix-collectifs/responsabilite-service.html>  
55 HQD, dossier R-4041-2018, pièce B-0007, Guide du participant, page 3.



### Recommandation no 5

L'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie accepte la proposition du Distributeur de ne pas considérer les coûts évités de transport et de distribution dans sa balise pour établir le prix de l'énergie des options de tarification dynamique.

#### Balise des coûts de fourniture en puissance

Dans le présent dossier, le Distributeur soutient qu'il peut acheter de la puissance au prix de **20 \$/kW-hiver** sur les marchés de court terme pour une quantité maximale de 1100 MW.<sup>56</sup>

Ce prix de la puissance est donc **nettement inférieur** au signal de prix de 50 \$/kW-hiver<sup>57</sup> retenu par le Distributeur pour établir le prix de l'énergie des options de tarification dynamique (option CPC et tarif de pointe critique TPC).

Quant à sa valeur maximale de coût évité en puissance de 112 \$/kW-an, elle représente le coût *moyen* des trois contrats d'achat<sup>58</sup> de la puissance découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01, selon le Distributeur<sup>59</sup>.

Ces contrats offrent de la puissance **garantie**<sup>60</sup>, par opposition au caractère non-garanti<sup>61</sup> des options de tarification dynamique.

---

56 HQD, pièce B-0015, page 10, ligne 1 et ss.

57 HQD, pièce B-0030, page 17, ligne 18 et ss.

58 Les prix sont de 60, 105 et 126.60 \$/kW-an respectivement pour les projets HQP – Système 1, 2 et 3 (HQD, dossier R-3939-2015, pièce B-0006, page 11, tableau 4).

59 HQD, pièce B-0015, page 10, ligne 8 et ss :

« le signal de coût évité de long terme est de **112 \$/kW-an** (\$ 2018), indexé à l'inflation, basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01. »

60 HQD, dossier R-3939-2015, pièce HQD-1, document 1, page 14, ligne 9.

61 Les clients optant pour l'option CPC peuvent refuser la demande du Distributeur de réduire leur consommation (HQD, pièce B-0030, page 18, ligne 22 et ss.). Les clients au tarif de pointe critique (TPC) peuvent

L'appel d'offres A/O 2015-01 exige que la puissance soit disponible **durant toute l'année**<sup>62</sup>, et non uniquement en période critique hivernale comme dans le cas des options de tarification dynamique.

De plus, la durée des contrats est de 20 ans<sup>63</sup>, ce qui garantit au Distributeur un service durable pour des quantités de puissance fixes (au total 500 MW<sup>64</sup>).

Tous ces facteurs font que le service rendu par les options de tarification dynamique ne comporte pas la même *qualité technique (caractéristiques techniques)* pour le Distributeur que celle associée aux contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01.

Il serait donc difficile de porter un jugement sur la justesse du signal de prix de 50 \$/kW-hiver proposé par le Distributeur.

Ce prix se situe à mi-chemin entre le coût évité en puissance de court terme de 20 \$/kW-hiver et celui de long terme de 112 \$/kW-an ayant des caractéristiques complètement différentes. Néanmoins, il ne découle pas d'une base solide d'établissement des prix.

Si le signal de prix de 50 \$/kW-hiver est sous-estimé, les clients optant pour la tarification dynamique ne recevront pas une compensation juste pour leur « service » [réduction de la consommation en période critique].

En revanche, s'il est surestimé, l'ensemble de la clientèle du Distributeur devrait assumer ce surcoût [nous comprenons que le Distributeur ne paye pas les frais liés aux options de tarification dynamique avec ses fonds propres].

Ce problème soulèverait donc la question de **l'équité** entre les clients optant pour la tarification dynamique et le reste de la clientèle du Distributeur.

Par conséquent, il serait souhaitable de bien **évaluer** le signal de coût évité en puissance retenu pour établir le prix de l'énergie des options de tarification dynamique.

Dans sa preuve, le Distributeur mentionne que *l'acceptabilité commerciale* du signal de coût qu'il propose a été étudiée lors d'une consultation auprès de sa clientèle<sup>65</sup>.

---

continuer à consommer de l'électricité en période critique, au prix de 50 ¢/kWh (HQD, pièce B-0030, page 21, tableau 6).

62 HQD, dossier R-3939-2015, pièce HQD-1, document 1, page 14, ligne 9.

63 HQD, dossier R-3939-2015, pièce HQD-1, document 1, page 14, ligne 9.

64 HQD, dossier R-3939-2015, pièce B-0006, page 11, tableau 4.

65 HQD, pièce B-0030, page 18, ligne 3 et ss.

Pour la clientèle domestique, 38 clients ont participé aux 5 groupes de discussion<sup>66</sup>. Ils proviennent tous de la région métropolitaine de Montréal<sup>67</sup> et ont été choisis sur la base qu'ils étaient de prime abord intéressés par le concept de tarification dynamique<sup>68</sup>.

Dans ce contexte, l'ACEF de Québec se questionne sur l'opportunité d'extrapoler les résultats de cette consultation relativement limitée à l'ensemble de la clientèle domestique du Distributeur sur tout le territoire du Québec.

En se basant sur le signal de prix de 50 \$/kW-hiver, le Distributeur calcule le **prix de l'énergie** des options de tarification dynamique.

Il explique sa méthode d'estimation comme suit :

*« Aux fins des options étudiées, un signal de prix de 50 \$/kW-hiver est retenu durant les heures de pointe. Pour les options tarifaires de pointe critique, la répartition de ce signal de prix de 50 \$/kW sur les 100 heures retenues correspond à un prix de 50 ¢/kWh applicable sous forme, soit de crédit ou de prix d'énergie en période critique. »<sup>69</sup> (nos soulignés)*

Calculs de l'ACEF de Québec : 50 ¢/kWh x 100 heures/hiver = 50 \$/kW-hiver.

Pour son calcul du prix de l'énergie, le Distributeur a donc supposé qu'il effectue en hiver des demandes de réduction de la consommation pour 100 heures (valeur maximale).

Considérant des plages de 3 ou 4 heures, il estime que cette limite maximale de 100 heures pendant l'hiver correspond à un **maximum** se situant entre 25 et 33 événements de pointe critique par hiver<sup>70</sup>.

Il présente une illustration des économies potentielles qu'un participant pourrait réaliser en déplaçant de façon soutenue des habitudes quotidiennes de consommation pendant 30 événements de pointe critique, soit un nombre d'heures de réduction de la consommation proche du maximum mentionné précédemment.

---

66 HQD, pièce B-0030, page 21, ligne 12.

67 HQD, pièce B-0030, page 19, ligne 32 et ss.

68 HQD, pièce B-0030, page 20, ligne 15 et ss.

69 HQD, pièce B-0030, page 17, ligne 18 et ss.

70 HQD, pièce B-0030, page 17, ligne 12 et ss.

L'illustration du Distributeur est reproduite au tableau suivant.

Tableau 3.2

Source : HQD, pièce B-0030, page 31, tableau 11 et pièce B-0045, page 33.

TABLEAU 11 :  
ILLUSTRATION D'ÉCONOMIES POTENTIELLES

Effacement par événement de pointe critique	Économie potentielle pour des efforts soutenus pendant 30 événements de pointe critique
2 kWh	30 \$
5 kWh	75 \$
10 kWh	150 \$

Il en ressort que l'illustration présentée par le Distributeur dans le tableau ci-dessus estimerait plutôt les économies « **maximales** » ou **proches du maximum**.

Les économies que réaliseront les participants grâce aux options de tarification dynamique seraient fort probablement plus faibles que celles illustrées par le Distributeur au tableau ci-dessus pour des effacements correspondants, car le Distributeur peut même ne pas demander de réduction de la consommation pour un hiver donné et a indiqué que le nombre d'événements de pointe critique dépend de la rigueur de chaque hiver<sup>71</sup>.

À titre comparatif, le nombre d'heures de réduction de la consommation réelle des 3 dernières années n'est que de **16,7 heures** par hiver pour le Programme GDP Affaires, selon les données fournies par le Distributeur.

Tableau 3.3

Nombre d'heures de réduction de la consommation réelle - Programme GDP Affaires			
Source : HQD, dossier R-4041-2018, pièce B-0007, page 9, tableau 4.			
2015-2016	2016-2017	2017-2018	Moyenne
16	9	25	16.7

71 HQD, pièce B-0030, page 19, ligne 1 et ss.

Si le Distributeur effectuait peu d'appels de réduction de la consommation dans les prochaines années, les clients optant pour la tarification dynamique ne recevraient pas une compensation juste pour leur effort de mettre à la disposition du Distributeur un moyen pour gérer sa demande en puissance.

### **Recommandation no 6**

L'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie exige que le Distributeur **justifie** à chaque automne, lors du dépôt de son dossier tarifaire, le *signal de prix en puissance* qu'il propose et les *prix de l'énergie* des options de tarification dynamique afin d'assurer l'**équité** entre les clients participant aux options de tarification dynamique et le reste de sa clientèle.

L'ACEF de Québec recommande également que la Régie demande au Distributeur de préciser, dans sa détermination de ces prix, comment il tient compte des besoins en puissance de sa clientèle, des moyens de gestion de la puissance disponibles, et de l'évolution des prix de la puissance sur les marchés.

### **3.4 Inclusion des « fins de semaine » dans les plages horaires de l'option CPC**

Dans sa preuve, le Distributeur propose que les événements de pointe critique puissent avoir lieu en hiver, tous les jours de la semaine, de 6 h à 9 h ou de 16 h à 20 h. Il soutient que les plages horaires comprennent les fins de semaine afin d'offrir un plus grand potentiel d'économies pour la clientèle à l'option de CPC<sup>72</sup>.

Selon l'ACEF de Québec, cette inclusion profiterait également au Distributeur.

En effet, c'est le Distributeur qui décide si l'événement de pointe critique aura lieu ou non lors des fins de semaine, selon ses besoins.

Comme le Distributeur ne contrôle ni les températures hivernales ni les pannes fortuites de ses équipements et approvisionnements, la possibilité de réduire la demande en puissance même durant les fins de semaine lui offre une flexibilité additionnelle pour gérer ses approvisionnements.

À titre comparatif, le Programme GDP Affaires n'offre pas au Distributeur cette flexibilité<sup>73</sup>.

Notons également que si le Distributeur ne demande pas aux participants à l'option CPC de réduire leur consommation, ceux-ci ne bénéficieront tout simplement pas de compensation, malgré leur préparatif pour un tel événement.

À titre comparatif, les participants au Programme GDP Affaires auront une compensation minimale assurée dans le cas où le Distributeur ne transmettrait aucune demande de réduction de la consommation (« Période d'hiver sans Événement de GDP »)<sup>74</sup>.

### **Recommandation no 7**

Considérant que l'inclusion des fins de semaine dans les plages horaires des événements de pointe critique de l'option CPC procurerait des avantages mutuels aux participants à cette option et au Distributeur, l'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie accepte cette proposition du Distributeur.

### **3.5 Options et tarifs expérimentaux**

Dans sa preuve, le Distributeur indique qu'il se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements aux options proposées pour l'hiver 2019-2020<sup>75</sup>. Il ajoute qu'un déploiement progressif permettra d'évaluer l'expérience des participants en cours de route et d'ajuster, au besoin, l'offre tarifaire et commerciale pour les hivers suivants<sup>76</sup>.

En réponse à la question 47.1 de la DDR no 1 de la Régie, le Distributeur précise qu'il souhaite conserver toute la marge de manœuvre pour déterminer à sa guise le choix des clients lors de la période de recrutement :

---

73 HQD, dossier R-4041-2018, document Guide du participant, page 8.

74 HQD, dossier R-4041-2018, document Guide du participant, page 10.

75 HQD, pièce B-0030, page 25, ligne 22 et ss.

76 Idem.

*« Le Distributeur propose de limiter le nombre d'abonnements aux options de tarification dynamique, pour la première année d'application, à un total d'environ 20000 abonnements. La répartition entre les clientèles domestique et commerciale de même que celle entre les options offertes n'est pas fixée afin de laisser la marge de manœuvre au Distributeur pour l'adapter en fonction des résultats obtenus lors de la période de recrutement et, ainsi, de maximiser l'adhésion à l'une ou l'autre de ces options et à l'une ou l'autre de ces clientèles. [...]*

*À la lumière des résultats obtenus au cours du premier hiver, le Distributeur pourra proposer de poursuivre le déploiement progressif ou d'offrir la tarification dynamique à l'ensemble de la clientèle. »<sup>77</sup>*

Nous comprenons de ces propos du Distributeur qu'il aimerait être le seul à décider, sans aucun critère, de l'adhésion aux diverses options de tarification dynamique proposées (option CPC<sup>78</sup>, tarif DPC, tarif GPC, tarif MPC, et tarif G9PC<sup>79</sup>) pour l'hiver 2019-2020.

Dans le document *Tarifs d'électricité* proposé<sup>80</sup>, le Distributeur mentionne tout simplement qu'il avisera par écrit de sa décision d'accepter ou non la demande d'adhésion d'un client.

À titre d'exemple, voici les modalités d'adhésion à l'option CPC et les limitations proposées par le Distributeur :

*« 2.68 Modalités d'adhésion*

*Pour adhérer à la présente option, le client doit en faire la demande dans son Espace client sur le site [www.hydroquebec.com](http://www.hydroquebec.com) ou auprès des Services à la clientèle d'Hydro-Québec.*

*Hydro-Québec avise le client par écrit de sa décision d'accepter ou non la demande dans les 5 jours ouvrables suivant la réception de celle-ci. L'option s'applique le lendemain de l'acceptation d'Hydro-Québec. »<sup>81</sup>*

Et :

*« 2.73 Limitations [Option CPC – Tarif D]*

*Pour l'hiver 2019-2020, Hydro-Québec se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements auxquels la présente option s'applique.*

---

77 HQD, pièce B-0062, page 132, ligne 1 et ss.

78 HQD, pièce B-0030, page 18, ligne 22 et ss.

79 HQD, pièce B-0030, page 28 et ss.

80 HQD, pièce B-0032, « Modifications au document Tarifs d'électricité et justifications ».

81 HQD, pièce B-0032, page 45, article 2.68.

*Par ailleurs, Hydro-Québec se réserve le droit de mettre fin à l'application de la présente option à un abonnement s'il survient des problèmes récurrents liés à l'acquisition des données horaires de mesurage. »<sup>82</sup> (nos soulignés)*

Et :

*« 2.82 Limitations [Tarif DPC]*

*Pour l'hiver 2019-2020, Hydro-Québec se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements auxquels s'applique le tarif DPC.*

*Par ailleurs, Hydro-Québec se réserve le droit de mettre fin à l'application du présent tarif à un abonnement s'il survient des problèmes récurrents liés à l'acquisition des données horaires de mesurage. »<sup>83</sup> (nos soulignés)*

En réponse à la question 15.2 de l'ACEF de Québec, le Distributeur précise qu'il enverra des invitations à adhérer aux options de tarification dynamique pour la clientèle au tarif D, alors qu'il utilisera une démarche du type « premier arrivé, premier servi » pour les clients au tarif G :

*« Pour la clientèle au tarif D, le Distributeur fera des invitations à adhérer à l'une ou l'autre des deux options de tarification dynamique à un nombre limité de clients éligibles, lesquels seront sélectionnés au hasard. Le nombre d'invitations sera restreint pour éviter l'insatisfaction de clients qui pourraient se voir refuser l'adhésion à l'une des options tarifaires, compte tenu du nombre limité de places en raison du déploiement progressif.*

*Pour les clients au tarif G, le Distributeur utilisera une démarche du type « premier arrivé, premier servi », sans invitation personnalisée. Cette démarche, différente de celle utilisée pour la clientèle domestique, se justifie par le faible engouement constaté lors des groupes de discussion. »<sup>84</sup>*

Par ailleurs, le Distributeur précise ce qui suit :

*« Le déploiement progressif des nouvelles options proposées permettra au Distributeur de modifier, au besoin, tant son offre tarifaire et les modalités qui y sont associées que sa mise en œuvre pour en assurer son succès à la lumière des résultats en termes d'impact sur la consommation et des commentaires recueillis auprès de la clientèle participante. »<sup>85</sup>*

---

82 HQD, pièce B-0032, page 47, article 2.73 (Option CPC).

83 HQD, pièce B-0032, page 51.

84 HQD, pièce B-0066, page 26 (Réponse du Distributeur à la question 15.2 de l'ACEF de Québec).

85 HQD, pièce B-0080, page 16, ligne 1 et ss. (Réponse du Distributeur à la DDR no 1 d'UPA).



Tout indique que les options et tarifs dynamiques que propose le Distributeur pour l'hiver 2019-2020 semblent être de nature « **expérimentale** ».

Par conséquent, le texte des *Tarifs d'électricité* et les documents de communication du Distributeur gagneraient en clarté s'ils reflétaient cette réalité, pour ne pas donner à ses clients l'impression qu'ils ne sont pas traités de la même façon.

La Loi sur la Régie stipule que les tarifs doivent être uniformes sur tout le territoire du Québec<sup>86</sup>.

Par ailleurs, l'article 2.4 du texte des *Tarifs* en vigueur indique ce qui suit : « *tout titulaire d'un abonnement à un tarif domestique a le choix entre les tarifs domestiques auxquels il a droit, sous réserve de leurs conditions d'application, et le tarif général applicable*<sup>,87</sup> »

Si le Distributeur refuse l'accès aux tarifs dynamiques à un client de la ville A alors qu'il accepte un autre client de la ville B, ces derniers devraient être informés au préalable que ces tarifs sont de nature « expérimentale » et comportent des conditions d'application temporaires pour l'hiver 2019-2020.

### **Recommandation no 8**

L'ACEF de Québec recommande respectueusement à la Régie de demander au Distributeur d'indiquer dans le texte des *Tarifs* qu'il propose, sur son site Internet et dans ses documents de communication avec ses clients, que les options et tarifs dynamiques sont de nature « expérimentale » pour l'hiver 2019-2020 afin d'assurer les clients qui demanderont l'adhésion à ces options et tarifs qu'ils sont traités tous sur le même pied d'égalité.

---

86 Loi sur la Régie de l'énergie, l'article 49, alinéa 11.

87 HQD, pièce B-0032, page 13.

## 4. TARIFS DOMESTIQUES D ET DM

### 4.1 Hausse du seuil de la première tranche d'énergie

Le Distributeur propose de hausser, pour le 1<sup>er</sup> avril 2019, le seuil de la première tranche d'énergie des tarifs domestiques D et DM de 36 à 40 kWh/jour.<sup>88</sup>

L'ACEF de Québec appuie cette proposition du Distributeur considérant ses impacts favorables sur les petits consommateurs d'énergie et les ménages à faible revenu.

Il serait opportun de rappeler que l'ACEF de Québec et certaines autres associations de protection de consommateurs ont réclamé une telle mesure et que la Régie a approuvé l'implantation graduelle du nouveau seuil de 40 kWh par jour (D-2017-022, paragraphe 638) :

*« [638] Par conséquent, la Régie accepte la proposition du Distributeur de hausser, à terme, le seuil de la 1re tranche à 40 kWh/jour, afin de couvrir une portion du chauffage de base en réseau intégré. Elle accepte une hausse du seuil de la 1ère tranche à 33 kWh/jour au 1 er avril 2017. »*

Si la Régie acceptait le nouveau seuil de 40 kWh par jour, elle permettrait alors à un ménage à faible revenu type de profiter du bas prix de la première tranche d'énergie pour environ les deux tiers de sa consommation en hiver, et l'autre tiers serait facturé au prix plus élevé de la deuxième tranche d'énergie.<sup>89</sup>

Rappelons que la Régie, par sa décision D-2017-022, considère qu'il est dans **l'intérêt public** de hausser à terme le seuil de la première tranche d'énergie :

*« [612] La Régie doit décider, d'autre part, à la lumière des simulations démontrant les impacts sur les différentes clientèles et considérant le fin détail des propositions, s'il est dans l'intérêt public d'implanter chacun des éléments de la proposition du Distributeur et d'adopter les scénarios d'implantation proposés.*

---

88 HQD, pièce B-0030, page 7, lignes 32 à 33.

89 Selon une évaluation d'Hydro-Québec, un MFR type consomme en moyenne 62 kWh par jour en hiver. ( source : HQD, Suivis des décisions D-2014-037 et D-2015-018, Réponse aux engagements no 3.1 et 3.2, tableau E-3.1, page 7 de 17).

[613] Bien que regroupés sous trois thèmes dans la décision D-2016-033, la Régie considère qu'il y a quatre éléments distincts dans la réforme tarifaire proposée au tarif D :

- la hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie de 30 à 40 kWh/jour;
- l'introduction d'une facture minimale;
- la réduction graduelle et l'élimination de la redevance, qui serait remplacée par la facture minimale;
- la création d'un nouveau tarif pour les grands consommateurs facturés en puissance, le tarif DP. »<sup>90</sup> (nous soulignons)

Il serait opportun de rappeler que la hausse du seuil de la 1<sup>ère</sup> tranche d'énergie vise à alléger la facture d'électricité des ménages à faible revenu (MFR) et que cette mesure s'accompagne par conséquent d'une hausse du prix de la 2<sup>ème</sup> tranche d'énergie pour atteindre plus rapidement le prix marginal de l'électricité de long terme :

[614] La Régie rappelle que dans sa preuve déposée au dossier tarifaire R-3933-2015, le Distributeur affirmait : « Le Distributeur partage l'avis de plusieurs intervenants selon lequel une 1<sup>ère</sup> tranche de consommation à un prix plus faible contribue à alléger la facture d'électricité des ménages à faible revenu et répond en partie aux préoccupations gouvernementales de tenir compte de la capacité de payer des ménages ».

[615] Le Distributeur confirme, en audience, qu'il partage toujours cet avis, en précisant toutefois qu'il y a des MFR consommant en 2<sup>e</sup> tranche.

[616] Dans sa preuve du dossier tarifaire 2015, au sujet de la hausse du seuil de la 1<sup>ère</sup> tranche, le Distributeur affirmait : « Cette mesure permettrait d'augmenter davantage le prix de la 2<sup>e</sup> tranche et ainsi atteindre plus rapidement le signal de prix marginal de long terme sans toucher plus significativement les abonnements pour les usages en commun et les grandes exploitations agricoles dans la mesure où un éventuel tarif D2 serait introduit à leur intention » [notes de bas de page omises ; nous soulignons].<sup>91</sup>

Bien que la hausse du seuil de la première tranche d'énergie vise en premier lieu à contribuer à alléger la facture d'électricité des MFR, elle profitera également, à divers degrés, à tous les autres consommateurs résidentiels, et ce, sans égard à leurs niveaux de revenus et aux modes d'usages de l'électricité (éclairage, cuisson, chauffage, etc.).

---

90 Régie de l'énergie, D-2017-022, par. 612-613.

91 Régie de l'énergie, D-2017-022, par. 614-616.

### Recommandation no 9

Considérant que la hausse du seuil de la première tranche d'énergie des tarifs domestiques contribue à alléger la facture d'électricité des ménages à faible revenu et que la Régie a accepté, dans l'intérêt public, le principe d'une implantation graduelle d'une telle hausse, l'ACEF de Québec recommande respectueusement qu'elle accepte dans le cadre du présent dossier la proposition du Distributeur de hausser le seuil des tarifs domestiques à 40 kWh par jour à partir du 1<sup>er</sup> avril 2019.

#### 4.2 Prix des deux tranches d'énergie des tarifs domestiques D et DM

Dans le présent dossier, le Distributeur propose à la Régie de hausser de façon **uniforme**<sup>92</sup> les prix des deux tranches d'énergie du tarif D et du tarif DM dans l'hypothèse d'une hausse tarifaire de l'ordre de 0,8 %<sup>93</sup> de ces tarifs.

Même si l'ACEF de Québec a recommandé à la Régie, dans les sections précédentes, de baisser ou du moins de geler les tarifs domestiques pour l'exercice 2019-2020, elle présente ci-après sa position dans *l'éventualité* où la Régie jugerait opportun de hausser quand même les tarifs D et DM.

Le Distributeur justifie sa proposition en invoquant le fait que le prix actuel de la 2<sup>ème</sup> tranche d'énergie dépasse le coût évité total (fourniture, transport et distribution) jusqu'en 2023<sup>94</sup>.

L'ACEF de Québec soumet respectueusement l'opinion que l'alignement des prix en fonction du coût devrait se faire dans l'optique de long terme, et non de court et moyen terme.

Il s'agit d'un principe généralement accepté en tarification de l'électricité :

- « [...] pour assurer une utilisation optimale des ressources le signal de prix devrait être fixé en fonction du coût marginal de long terme » [Régie de l'énergie<sup>95</sup>];

---

92 HQD, pièce B-0030, page 7, ligne 34.

93 HQD, pièce B-0030, page 5, ligne 4 et ss.

94 HQD, pièce B-0030, page 7, ligne 11 et ss.

95 Régie de l'énergie, dossier R-4057-2018, pièce A-0019, page 47.

- « Le Distributeur rappelle qu'un prix fixé en fonction du coût marginal de long terme assure une utilisation optimale des ressources. Le client peut alors agir en fonction du signal de prix sur la partie la plus élastique de sa consommation » [Hydro-Québec Distribution<sup>96</sup>];
- « Il n'y a que des avantages à suivre l'évolution des coûts évités sur l'horizon de 10 ans, mais aucun à suivre uniquement les 5 premières ou dernières années, ni à fixer une cible absolue » [Hydro-Québec Distribution, dossier R-4057-2018<sup>97</sup>].

Comme l'indique la figure suivante, le prix actuel de la 2<sup>ème</sup> tranche d'énergie est encore bien inférieur aux coûts évités du chauffage des locaux à l'horizon de 2027-2028. Ces derniers sont évalués par le Distributeur, en ¢/kWh de 2019<sup>98</sup>.

---

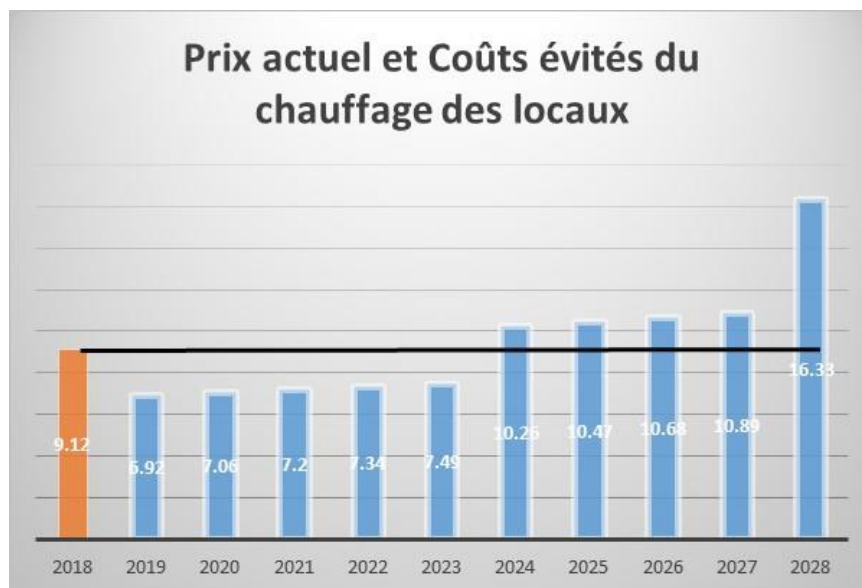
96 Régie de l'énergie, Décision D-2006-34, page 72 [préambule (vi) de la question 43 de la DDR no 1 de la Régie à HQD, pièce A-0019, page 46].

97 Hydro-Québec Distribution, pièce B-0062, page 117, ligne 13 et ss.

98 HQD, pièce B-0015, page 23, tableau A-1.

Figure 4.1

Prix actuel de la 2<sup>ème</sup> tranche d'énergie du tarif D et Coûts évités du chauffage des locaux (en ¢/kWh de 2019<sup>99</sup>) - Sources : HQD, pièce B-0030, page 10, tableau 2 et pièce B-0015, page 23, tableau A-1



Comme l'indique le tableau suivant, l'écart entre le prix actuel de la deuxième tranche d'énergie et le coût évité du chauffage des locaux en 2027 est de **16%**. [Nous ne retenons pas dans cette évaluation le coût évité du chauffage des locaux en 2028, considérant sa valeur « anormalement » élevée.]

Cela impliquerait qu'il y ait encore « de la place » pour une hausse plus importante du prix de la 2<sup>ème</sup> tranche que celle de la 1<sup>ère</sup> tranche pour l'exercice 2019-2020.

---

99 Tel que l'indique le Distributeur, à la pièce B-0015, page 23, tableau A-1. Par contre, le Distributeur indique, à la pièce B-0062 (HQD-14, document 1.1), tableau R-43.3, page 118, qu'il s'agit des coûts en \$ courants.

Tableau 4.1

	¢/kWh
Prix actuel de la 2 <sup>ème</sup> tranche (a)	9.12
Coût évité du chauffage des locaux en 2027 (b)	10.89
Écart	<b>16%</b>
Sources:	
(a): HQD, pièce B-0030, tableau 2, page 10.	
(b) : HQD, pièce B-0015, tableau A-1, page 23.	

Pour appuyer sa proposition de hausse uniforme des prix des deux tranches, le Distributeur avance l'argument que le prix actuel de la 2<sup>ème</sup> tranche d'énergie dépasse le coût évité Fourniture du chauffage des locaux jusqu'en 2027<sup>100</sup>.

Ainsi, le Distributeur a comparé le prix actuel de la 2<sup>ème</sup> tranche d'énergie qui comprend 3 composantes (Fourniture, Transport et Distribution) avec un coût évité qui ne comprend qu'une seule composante (Fourniture).

Il faut se rappeler que le prix actuel de la 2<sup>ème</sup> tranche d'énergie a été conçu pour refléter le coût du chauffage des locaux et de toute consommation d'électricité au-dessus du niveau actuel de 36 kWh par jour de la première tranche. Ce prix reflète forcément les coûts requis pour la fourniture, le transport et la distribution de l'électricité que consomment plus de 3 millions de consommateurs québécois<sup>101</sup>.

Il ne serait donc pas raisonnable de « reprocher » au prix de la 2<sup>ème</sup> tranche d'énergie du tarif D son « incapacité » à *estimer* le crédit accordé au kWh produit par l'énergie solaire ou d'autres modes de l'énergie distribuée (autoproduction)<sup>102</sup>.

Le prix de la 2<sup>ème</sup> tranche d'énergie n'a tout simplement pas été conçu pour refléter le coût de fourniture par l'énergie solaire.

100 HQD, pièce B-0030, page 7, ligne 11 et ss.

101 HQD, pièce B-0030, page 54, tableau A-9 :

- Nombre d'abonnements Chauffage Tout Électrique : 2 603 819 ;
- Nombre total d'abonnements au tarif D : 3 597 387
- Nombre total d'abonnements au tarif DM : 19 132.

102 voir discussion du Distributeur sur cette question, à la pièce B-0030, page 6, ligne 10 et ss.

On devrait se résoudre à ce que ce prix reflète bien le coût de l'électricité consommée par des millions de consommateurs ou le coût de production de l'énergie solaire produite par un nombre relativement restreint d'auto-producteurs.

L'ACEF de Québec soumet respectueusement l'opinion que la question du crédit accordé à l'énergie solaire représenterait un cas particulier qui mérite d'être traité de façon approfondie dans un dossier distinct. Dans un tel cas, le Distributeur aurait tout le loisir de proposer à la Régie des solutions innovantes susceptibles de résoudre les problèmes réels ou potentiels liés à l'énergie solaire et aux autres modes de production distribuée.

L'ACEF de Québec rappelle respectueusement que dans sa décision D-2018-129, la Régie considère qu'il n'y a pas d'urgence à traiter du développement de la filière solaire et à traiter de l'option de mesurage net en réseau intégré dans le présent dossier :

*« [36] La Régie partage donc la préoccupation soulevée par le RNCREQ quant aux implications de cette option sur le développement de la filière solaire.*

*[37] Enfin, la Régie considère qu'il n'y a pas d'urgence à traiter de cet enjeu dans le présent dossier, dans la mesure où le nombre de nouvelles adhésions représente une très faible proportion du nombre d'abonnés du Distributeur.*

*[38] Pour l'ensemble de ces considérations, la Régie juge qu'il n'est pas opportun de traiter de la demande relative à l'option de mesurage net en réseau intégré dans le présent dossier tarifaire. Elle réitère sa demande au Distributeur de déposer un dossier distinct portant spécifiquement sur les modifications à apporter aux dispositions relatives à l'option de mesurage net. »<sup>103</sup>*

L'ACEF de Québec juge donc inopportun d'invoquer le développement potentiel de l'énergie solaire pour justifier une hausse uniforme des prix des deux tranches d'énergie des tarifs D et DM pour l'exercice 2019-2020.

Elle soumet respectueusement l'opinion qu'une hausse plus importante du prix de la 2<sup>ème</sup> tranche que celui de la 1<sup>ère</sup> tranche permettrait à la fois d'atténuer les impacts des hausses tarifaires sur les **petits consommateurs et les ménages à faible revenu** et d'aligner graduellement le prix de la 2<sup>ème</sup> tranche sur son coût de long terme.

---

103 Régie de l'énergie, D-2018-129, page 10.



Elle est d'avis qu'un rapprochement graduel du prix de la 2<sup>ème</sup> tranche de son coût de long terme contribuerait à **favoriser le reflet des coûts** dans les tarifs.

En ce sens, une telle stratégie serait en parfaite cohérence avec l'opinion de la Régie exprimée dans son Avis au gouvernement du Québec :

*[56] Selon la Politique énergétique 2030, « les consommateurs doivent opérer une transition énergétique et adapter leur comportement afin de réduire leur besoin d'énergie et de choisir des énergies renouvelables ou à faible émission de gaz à effet de serre GES »<sup>21</sup>. Les changements comportementaux constituant l'un des trois piliers d'une transition énergétique réussie, avec l'efficacité énergétique et la substitution énergétique, il apparaît impératif que les consommateurs soient mieux informés par un signal de prix clair, reflétant davantage la vérité des coûts.<sup>104</sup> [nos soulignés]*

### **4.3 Hausse différenciée des prix dans un contexte de croissance des besoins énergétiques**

En 2017, dans sa décision D-2017-022, la Régie a maintenu, pour les tarifs D et DM, le concept de hausse différenciée des prix des tranches d'énergie, par opposition à une hausse uniforme.<sup>105</sup>

En 2018, dans sa décision D-2018-025, après avoir considéré plusieurs facteurs, la Régie ne retient pas la proposition du Distributeur d'une hausse uniforme des tranches d'énergie et autorise plutôt une hausse 1,5 fois plus importante du prix de la deuxième tranche qu'en première tranche :

*« [669] Pour l'ensemble de ces raisons, la Régie ne retient pas la proposition du Distributeur d'une hausse uniforme des tranches d'énergie et ordonne une hausse différenciée moins accentuée, en continuité avec la décision D-2017-022, soit 60% en deuxième tranche et 40 % en première tranche d'énergie.*

*[670] La Régie autorise les ajustements suivants pour le tarif D au 1er avril 2018 :*

- *gel de la redevance de 0,4064 \$/jour ;*

---

104 Régie de l'énergie, Avis A-0038, page 39, paragraphe 56.

105 Régie de l'énergie, D-2018-025, paragraphe 624, page 171.

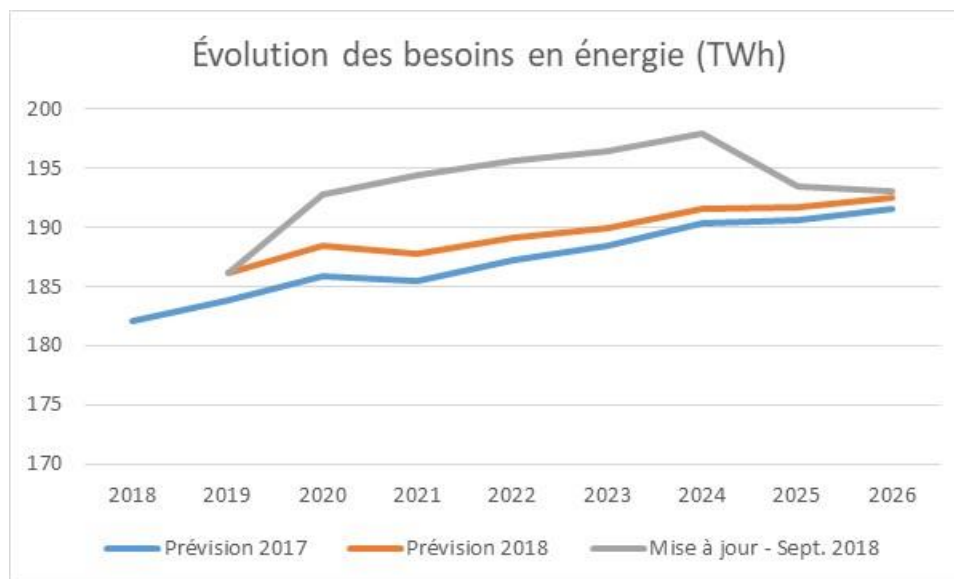
- hausse du seuil de la première tranche d'énergie de 33 à 36 kWh/ jour ;
- hausse différenciée des prix d'énergie, mais à un rythme moindre, soit une hausse 1,5 fois plus importante du prix de la deuxième tranche qu'en première tranche. »<sup>106</sup> (nos soulignés)

Pour 2019, en réponse à la question 43.1 de la DDR no 1 de la Régie, le Distributeur a admis que le contexte énergétique du présent dossier est similaire à celui présenté à son dossier tarifaire de l'an dernier (R-4011-2017)<sup>107</sup>.

De plus, il indique que l'intégration envisagée des charges pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs fera augmenter ses ventes<sup>108</sup>.

La figure et le tableau suivants témoignent bien de la vigueur des ventes du Distributeur au cours de la période 2018-2026, selon la plus récente mise à jour de son bilan en énergie.

Figure 4.2



Sources :

Prévision 2017 : HQD, État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 (31 oct. 2017) ;

Prévision 2018 : HQD, R-4057-2018, pièce B-0015, tableau 1, page 8 ;

106 Régie de l'énergie, D-2018-025, page 180.

107 HQD, pièce B-0062, page 116 (Réponse du Distributeur à la DDR no 1 de la Régie).

108 HQD, pièce B-0062, page 116 et ss. (Réponse du Distributeur à la question 43.1 de la DDR no 1 de la Régie).

Mise à jour - Sept. 2018 : HQD, R-4045-2018, pièce B-0049, tableau R-4.6, page 14.

Tableau 4.2

Prévision des besoins (en TWh)			
	Prévision 2017	Prévision 2018	Mise à jour - Sept. 2018
2018	182.1		
2019	183.8	186.2	186.2
2020	185.9	188.4	192.8
2021	185.5	187.8	194.4
2022	187.3	189.2	195.7
2023	188.5	190	196.5
2024	190.3	191.6	198
2025	190.6	191.7	193.5
2026	191.6	192.5	193
Sources:			
Prévision 2017 : HQD, État d'avancement 2017 du			
Plan d'approvisionnement 2017-2026 (31 oct. 2017)			
Prévision 2018 : HQD, R-4057-2018, pièce B-0015, tableau 1, page 8.			
Mise à jour - Sept. 2018 : HQD, R-4045-2018, pièce B-0049, tableau R-4.6, p. 14.			

La perspective des ventes du Distributeur à l'horizon de 2026 serait donc essentiellement la même que celle présentée l'an dernier par le Distributeur, sinon meilleure en raison de l'augmentation prévue des ventes d'énergie.

Par ailleurs, le Distributeur prévoit que l'impact de l'énergie solaire en 2019 serait de 12 GWh sur des ventes totales de 173 200 GWh, soit **0,0069 %** (voir tableau ci-dessous). Il souligne du même coup que dans le contexte particulier des bas tarifs d'électricité du Québec, **l'incertitude** quant au rythme et à l'ampleur de la pénétration de l'énergie solaire est importante<sup>109</sup>.

Dans ce contexte, il serait difficile de croire que l'énergie solaire causera un ralentissement *important* aux ventes du Distributeur.

109 HQD, pièce B-0012, page 6, ligne 5 et ss.

Tableau 4.3

<b>Impact de l'énergie solaire sur les ventes d'Hydro-Québec en 2019</b>	
Réduction des ventes due à l'énergie solaire en 2019 (a) :	12 GWh
Vente totale en 2019 (b)	173200 GWh
Réduction des ventes due à l'énergie solaire (en %) :	0.0069%
(a): HQD, pièce B-0012, page 4, ligne 4.	
(b): HQD, pièce B-0012, page 17, tableau 6.	

Pour l'ensemble de ces raisons, l'ACEF de Québec juge qu'une hausse plus importante du prix en deuxième tranche qu'en première tranche pour l'exercice 2019-2020 contribuerait à *atténuer dans l'immédiat* les impacts des factures d'électricité sur les petits consommateurs et à donner un signal de prix approprié pour refléter les coûts de service et pour encourager l'efficacité énergétique.

### **Recommandation no 10**

Compte tenu de ce qui précède, l'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie rejette la proposition du Distributeur de hausser de façon uniforme les prix des deux tranches d'énergie des tarifs D et DM et d'ajuster de façon plus importante le prix de la 2<sup>ème</sup> tranche que celui de la 1<sup>ère</sup> tranche dans le cas où elle déciderait de hausser les tarifs domestiques pour l'exercice 2019-2020.

## **5. COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ**

### **5.1 Introduction**

Le Distributeur décrit le coût évité ou coût marginal de la façon suivante :

*« Le coût évité / marginal correspond au coût économisé (supplémentaire) d'une réduction (accroissement) à la marge d'une unité de demande à partir d'un bilan offre-demande. [...] »*

*Le coût marginal est une notion économique qui reflète uniquement les coûts futurs »<sup>110</sup> [emphasis mise par le Distributeur]*

Il s'ensuit donc que pour établir les coûts évités, on doit émettre des hypothèses sur les besoins énergétiques et l'évolution des coûts dans le futur.

Les coûts évités sur le réseau intégré peuvent jouer un rôle important dans l'évaluation des programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la puissance. Ils peuvent servir également à l'évaluation des tarifs dynamiques et des structures tarifaires. Leur *cohérence* avec le contexte énergétique du Distributeur et leur *précision* sont donc très importantes.<sup>111</sup>

## 5.2 Proposition et position du Distributeur

Dans le présent dossier, le Distributeur soumet pour approbation par la Régie les coûts évités en puissance et en énergie.

Selon le Distributeur, le coût évité en puissance de court terme serait de 20 \$/kW-hiver, et celui de long terme de 112 \$/kW-an<sup>112</sup>.

Il prévoit donc un bond de **560%** lors du passage du « court terme » à « long terme » [voir tableau ci-dessous].

Tableau 5.1

<b>Bonds des coûts évités en puissance calculés par le Distributeur</b>	
(source : HQD, pièce B-0015, page 8, ligne 7 et ss.)	
Coûts évités en puissance de court terme :	20 \$/kW-hiver
Coûts évités en puissance de long terme :	112 \$/kW-an
Augmentation :	<b>560%</b>

110 HQD, pièce B-0049, (Document présenté lors de la rencontre technique du 21 septembre 2018), page 4.

111 Les coûts évités ont des impacts *indirects* sur les budgets du Distributeur. Par exemple, le budget d'un programme d'efficacité énergétique justifié sur la base des coûts évités.

112 HQD, pièce B-0015, page 10, ligne 5 et ss.

Pour les coûts évités en énergie de long terme, le Distributeur prévoit aussi des bonds importants entre 2027 et 2028 qui varient de **150% à 197%**, comme on peut le voir au tableau suivant.

Tableau 5.2

<b>Bonds des coûts évités entre 2027 et 2028 prévus par le Distributeur</b>			
(source : HQD, pièce B-0015, pages 23 à 25)			
	<b>En ¢/kWh</b>		
	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>Augmentation</b>
Chauffage des locaux - Tarif D	10.89	16.33	150%
Tous les usages - Tarif D	8.87	14.52	164%
Tous les usages - Tarif M	7.35	13.13	179%
Tous les usages - Tarif LG	6.29	11.96	190%
Tous les usages - Tarif L	5.87	11.57	197%

Quelle « boule de cristal » le Distributeur a-t-il utilisé pour prévoir des bonds si importants entre 2027 et 2028 alors qu'il est admis généralement qu'il est très difficile de prévoir avec précision la demande et l'offre à long terme ?

Selon l'ACEF de Québec, le problème des « bonds » des coûts évités est assez grave, car il affecte les évaluations par la Régie de la rentabilité des programmes et projets soumis par le Distributeur.

Le problème n'est pas nouveau.

La Régie et plusieurs intervenants l'ont noté auparavant :

*« [205] Selon la Régie, plusieurs critiques d'intervenants et certaines incohérences apparentes dans la preuve du Distributeur sont la manifestation de ce changement de contexte économique et réglementaire, [sic] L'utilisation des coûts évités à de nouvelles fins peut éventuellement requérir d'autres signaux de prix que ceux qui avaient été adoptés pour le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ). »<sup>113</sup>*

113 Régie de l'énergie, D-2028-025, page 63.

Au sujet des bonds importants entre le coût évité de court terme et celui de long terme, la Régie note :

*[206] C'est ainsi que la Régie constate des bonds importants entre le coût évité de court terme et celui de long terme. Ainsi, le coût évité de l'énergie passe de 2,8 ¢/kWh à court terme à 8,6 ¢/kWh à long terme. De même, le coût évité de la puissance à court terme passe de 20 \$/kW à 110 \$/kW à long terme. Non seulement les coûts évités de puissance et d'énergie varient indépendamment l'un de l'autre, mais les aléas dans la prévision de la demande peuvent devancer ou reculer de plusieurs années le brusque changement des coûts évités. Force est de constater que le désir d'avoir un outil d'aide à la décision, basé sur des « métriques simples et stables », est devenu difficile à combler et qu'il devient encore plus difficile d'appliquer un signal de coût universel pour une multitude de décisions sur des projets ou programmes divers et ayant une durée dans le temps différente, pouvant varier d'un horizon de moins d'un an à plus de 30 ans.<sup>114</sup> (nos soulignés)*

À la suite de ces remarques, la Régie invite le Distributeur à déposer ses propositions d'amélioration :

*[209] La Régie considère qu'il est important qu'un débat soit entrepris avant d'examiner toute méthode de calcul des coûts évités pour définir les besoins d'un signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue économique.*

*[210] La Régie invite donc le Distributeur à déposer ses premières propositions à ce sujet dans un dossier distinct, ou lors du dépôt du dossier de tarification dynamique ou encore lors du prochain dossier tarifaire. Toutefois, cette discussion est une étape préalable à celle sur la tarification dynamique.<sup>115</sup> (nos soulignés)*

Dans son Avis au gouvernement, la Régie invoque de nouveau la nécessité d'une **étude détaillée** des coûts marginaux (coûts évités) pendant les heures de plus grande charge :

*[77] 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.<sup>116</sup> (nos soulignés)*

---

114 Régie de l'énergie, D-2018-025, page 63.

115 Régie de l'énergie, D-2018-025, page 64.

116 Régie de l'énergie, A-2017-01, page 45.

Après un an, le Distributeur n'a donné aucune proposition en réponse à l'invitation de la Régie.

Dans le présent dossier, il demande à la Régie d'approuver ses coûts évités, comme à chaque année, et laisse entendre que l'invitation de la Régie mentionnée précédemment ne découle que de ses « inquiétudes » :

*L'objectif de la présente pièce est, d'une part, de faire approuver, comme à chaque année, les coûts évités du réseau intégré et des réseaux autonomes, et, d'autre part, de dissiper les inquiétudes de la Régie quant aux « incohérences apparentes » qu'elle note dans certains éléments de preuve présentés dans le dossier tarifaire 2018-2019.<sup>117</sup>*

Il tient le même discours dans sa conclusion lors de la rencontre technique du 21 septembre 2018 :

« *Conclusions*

- *La méthodologie d'établissement des coûts évités est toujours demeurée la même.*
- *[...]*
- *Les projets/programmes/options tarifaires font l'objet d'une analyse économique rigoureuse s'appuyant sur les coûts évités appropriés.*
- *La prise de décision repose sur la robustesse des résultats de cette analyse »<sup>118</sup> [nos soulignés]*

En réponse à la question 5.3 de la DDR no 1 d'AHQ-ARQ, le Distributeur juge que le coût évité actuel en énergie répond, à ce jour, parfaitement à ses besoins aux fins d'analyse des options et programmes :

*« Compte tenu de l'utilisation qui est faite des coûts évités, le coût évité actuel en énergie répond, à ce jour, parfaitement aux besoins du Distributeur aux fins d'analyse des options et programmes. »<sup>119</sup>*

### **5.3 Quelques « sources du problème »**

---

117 HQD, pièce B-0015, page 6, ligne 5 et ss.

118 HQD, pièce B-0049, page 40.

119 HQD, pièce B-0067, page 18 (Réponse du Distributeur à la question 5.3 d'AHQ-ARQ).



Il serait utile d'identifier quelques « sources du problème » liées aux bonds importants des coûts évités évalués par le Distributeur.

### Signal de coût évité en puissance

Pour le signal de coût évité en puissance de court terme, le Distributeur l'évalue à 20 \$/kW-hiver<sup>120</sup>. Cela signifie que ce coût est estimé pour le cas où le Distributeur doit couvrir ses besoins en puissance pour toute la période d'hiver de décembre à mars pour une durée totale de 2 904 heures.

Pour le signal de coût évité en puissance de long terme, le Distributeur l'évalue à 112 \$/kW-an. Cela implique qu'il prévoit que son besoin de puissance additionnelle de long terme serait à l'année longue (8760 heures), même en été alors qu'il a des surplus d'électricité patrimoniale.

Notons que le Distributeur a indiqué lui-même le suffixe « an » dans la présentation de son signal de coût évité en puissance de long terme<sup>121</sup>.

Le Distributeur explique que le signal de coût évité de long terme de 112 \$/kW-an est basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.<sup>122</sup>

Or, dans ce cadre, l'exigence d'une disponibilité de la puissance même en été était justifiée par le Distributeur selon le contexte de 2015.<sup>123</sup>

Selon l'ACEF de Québec, l'exigence d'une disponibilité de la puissance en tout temps explique en partie le coût relativement élevé des contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01.

Rien n'indique que dans l'avenir, après l'acquisition des trois contrats avec le Producteur et l'implantation de divers moyens de gestion de la puissance, le Distributeur aura toujours besoin de la puissance additionnelle en été.

---

120 HQD, pièce B-0015, page 10, ligne 6 et ss.

121 HQD, pièce B-0015, page 10, ligne 8 et ss

122 Idem.

123 « 3.11.3 DISPONIBILITÉ RECHERCHÉE

[239] « Selon le Distributeur, le produit recherché devra être disponible en tout temps afin de respecter le critère de fiabilité du NPCC, qui exige la disponibilité de ressources en puissance pendant toute l'année et non uniquement en période d'hiver. Il précise que cette contribution n'ajoutera aucunement aux surplus énergétiques.

[240] La Régie comprend des propos du Distributeur que cette exigence permet, d'une part, d'assurer le respect du critère de fiabilité du NPCC et, d'autre part, n'ajoutera aucunement aux surplus énergétiques. En conséquence, la Régie approuve cette caractéristique. » (D-2014-205, page 57). [nos soulignés].

De plus, le coût de 112 \$/kW-an découle de l'appel d'offres A/O 2015-01 qui exige un service de puissance garanti pour une durée de 20 ans.<sup>124</sup>

Rien n'indique non plus que dans le futur, le Distributeur aura toujours besoin de la puissance garantie pour une durée si longue alors que le contexte énergétique à long terme est difficilement prévisible.

Donc, en résumé, le bond des coûts évités en puissance soumis par le Distributeur s'expliquerait par l'utilisation sans raison valable des coûts des contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01 comme signal de coût.

#### Signal de coût évité en énergie

Le bond important des coûts évités en énergie soumis par le Distributeur s'expliquerait par son hypothèse à l'effet qu'à long terme, il devrait acheter de l'énergie additionnelle au prix de l'énergie éolienne selon les caractéristiques stipulées dans l'appel d'offres A/O 2013-01 :

*« À compter de 2028, le volume d'achat disponible auprès des marchés limitrophes atteint sa limite. [...] Un approvisionnement de long terme est donc requis pour combler les besoins additionnels »<sup>125</sup>*

*« Comme dans les précédents dossiers tarifaires, le Distributeur retient comme signal de coût évité de long terme en énergie le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne (A/O 2013-01). »<sup>126</sup>*

Il justifie son choix pour ce signal de coût par, entre autres éléments, le contexte énergétique du Distributeur, ainsi que le prix de l'énergie éolienne qu'il considère compétitif.<sup>127</sup>

Il est généralement admis que, dans le passé, l'énergie éolienne a été imposée au Distributeur malgré ses surplus énergétiques.

Rien n'indique que cette imposition se reproduira dans 10 ans pour appuyer la thèse du Distributeur.

---

124 HQD, dossier R-3939-2015, pièce HQD-1, document 1, page 14, ligne 6.

125 HQD, pièce B-0015, page 8, ligne 13 et ss.

126 HQD, pièce B-0015, page 8, ligne 17 et ss.

127 HQD, Rencontre technique du 21 septembre 2018, pièce B-0049, page 10.

Quant au prix, le Distributeur ignore dans son évaluation le fait que le Producteur cherche à vendre de l'hydro-électricité aux réseaux étrangers qui, bien sûr, peuvent installer de l'énergie éolienne chez eux si cette filière coûte moins chère que l'hydro-électricité du Québec. La thèse du Distributeur que l'énergie éolienne est compétitive devrait donc être nuancée.

Le Distributeur ne tient pas compte non plus de l'article 74.1 de la Loi sur la Régie qui exige un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement.

#### **5.4 Pistes d'amélioration**

##### Signal de coût évité en puissance

Les tarifs dynamiques proposés par le Distributeur dans le présent dossier visent la réduction de la consommation pendant la période critique de la demande en hiver qui totalise environ 100 heures.

Cette période est bien différente de la période hivernale de 2 904 heures ou de la période annuelle de 8 760 heures.

C'est pourquoi il ne serait pas correct d'appliquer les coûts évités en puissance calculés pour la période hivernale ou pour une année entière dans les évaluations économiques des tarifs dynamiques.

Le signal de coût évité en puissance de 20 \$/kW-hiver n'est pas forcément imprécis. Cependant, comme discuté précédemment, son application aux projets de gestion de la puissance visant des plages horaires plus limitées, et non toute la période d'hiver, pose problème.

Pour résoudre ce problème, nous croyons que le Distributeur devrait tout d'abord définir clairement la période critique de la demande applicable pour ses projets d'ajout de moyen de gestion de la puissance, puis calculer les coûts en indiquant ses hypothèses.

Les périodes critiques peuvent être, par exemple, 25 heures, 50 heures ou 100 heures afin d'établir une certaine correspondance avec le projet de tarification dynamique ou le programme GDP Affaires [Selon les données réelles des 3 dernières années, la durée de la période critique de la demande la plus élevée du Distributeur représente **25 heures**<sup>128</sup>].

---

128 HQD, Dossier R-4041-2018, pièce B-0007, page 9, tableau 4.

L'ACEF de Québec soumet respectueusement que l'approvisionnement de la puissance pour des périodes de pointe fines ou très fines, de l'ordre de 100 heures ou moins, comporte des caractéristiques différentes de celles d'un approvisionnement pour la période hivernale complète (2 904 heures). Par conséquent, on doit s'attendre à des coûts différents.

L'ACEF de Québec soumet, avec respect et égard, que le Distributeur devrait, dans son évaluation des coûts évités, s'inspirer de l'article 72 de la Loi sur la Régie qui souligne l'importance de bien définir les **caractéristiques** des contrats d'approvisionnement :

*[72] À l'exception des réseaux privés d'électricité, tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique qu'il propose.<sup>129</sup> (nous soulignons)*

### **Recommandation no 11**

L'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie demande au Distributeur de lui présenter une évaluation, pour les horizons de court, moyen et long terme, de ses coûts évités pour des périodes critiques d'une durée de 25, 50, et 100 heures respectivement, en décrivant sa méthode d'évaluation, les composantes de ces coûts évités, les données et hypothèses utilisées.

#### Signal de coût évité en énergie

Comme on l'a vu précédemment, le bond des coûts évités en énergie soumis par le Distributeur est causé par l'utilisation du prix d'une seule source d'approvisionnement.

L'ACEF de Québec croit qu'il serait plus équilibré que le signal de coût évité en énergie de long terme soit basé sur la valeur moyenne de différentes sources d'approvisionnement qui pourraient être disponibles à long terme.

---

129 Loi sur la Régie de l'énergie, article 72.

**Recommandation no 12**

L'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie demande au Distributeur d'évaluer le signal de coût évité en énergie de long terme en pondérant les coûts de différentes sources d'énergie qui pourraient être disponibles à long terme.

Prise en considération de la variabilité des prévisions

La méthode d'évaluation des coûts évités utilisée actuellement par le Distributeur mesure le coût associé à une variation à la marge de la demande, à partir d'un bilan offre-demande<sup>130</sup>.

Ceci explique pourquoi les bilans en énergie et en puissance jouent un rôle déterminant dans l'évaluation des coûts évités. Les tableaux suivants illustrent les bilans offre-demande utilisés par le Distributeur.

---

130 HQD, pièce B-0015, page 6, ligne 23 et ss.

Tableau 5.3

**TABLEAU 1 :  
BILAN EN ÉNERGIE (TWH)**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	186,2	188,4	187,8	189,2	190,0	191,6	191,7	192,5
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements postpatrimoniaux	17,1	17,9	18,3	18,8	19,2	19,6	19,8	20,2
- Achats d'énergie	0,1	0,2	0,2	0,4	0,5	0,7	0,8	1,1
Surplus	(9,8)	(8,4)	(9,4)	(8,5)	(8,0)	(6,9)	(7,0)	(6,5)

Tableau 5.4

**TABLEAU 3 :  
BILAN EN PUISSANCE (MW)**

	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe - incluant la réserve	42 089	42 596	42 865	43 365	43 712	44 022	44 325	44 628
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 647	5 154	5 423	5 923	6 270	6 580	6 883	7 186
HQP - Base et cyclable + A/0 2015-01	1 100	1 100	1 100	1 350	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres contrats de long terme	1 827	1 874	1 974	1 974	1 974	1 966	1 966	1 966
Gestion de la demande en puissance	1 320	1 390	1 420	1 470	1 500	1 510	1 530	1 540
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise	150	550	700	900	1 050	1 350	1 650	1 950

Le Distributeur évalue ses coûts évités de façon « déterministe », dans le sens qu'il ne tient pas compte du fait que, pour une année donnée, les demandes en énergie et en puissance peuvent s'écarter de sa prévision. Or, il est rare que la demande réelle soit identique à la demande prévue.

Cette façon déterministe adoptée par le Distributeur se trouve aussi dans sa détermination des contributions potentielles des marchés de court terme. À ce sujet, lisons l'affirmation suivante du Distributeur :

*Le bilan en puissance présente des déficits sur l'ensemble de l'horizon. Pour équilibrer son bilan en puissance, le Distributeur peut compter sur une contribution maximale de 1 100 MW sur les marchés de court terme. Au-delà, il*

*doit se doter d'un approvisionnement de long terme afin de respecter le critère de fiabilité en puissance.*<sup>131</sup> (nous soulignons)

Or, la limite de 1 100 MW mentionnée par le Distributeur dans l'extrait ci-dessus ne représente qu'environ 10% et 28% de la capacité maximale des interconnexions et de la capacité considérée à la pointe des besoins du Distributeur respectivement [voir tableau suivant].

Elle a été choisie en 2017 par la Régie sur recommandation du Distributeur par souci de prudence, et ce, uniquement à des fins de planification.

Elle n'est pas figée pour toujours et pourrait être réévaluée lors du prochain Plan d'approvisionnement du Distributeur en considérant l'évolution des marchés.

Tableau 5.5

Limite considérée à des fins de planification :	1,100 MW	
Capacité de transfert maximale :	11,529 MW	
	10%	
Capacité considérée à la pointe des besoins du Distributeur :	3,943 MW	
	28%	
Source : D-2017-140, tableau 14, page 43.		

Selon l'ACEF de Québec, si le Distributeur pondérait les résultats de coûts évités évalués selon différents scénarios de l'évolution de la demande et de la capacité d'importation d'électricité en période de pointe, il pourrait obtenir des signaux de coûts évités plus stables d'une année à l'autre.

131 HQD, pièce B-0015, page 10, ligne 1 et ss.

**Recommandation no 13**

L'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie invite le Distributeur à explorer la possibilité de tenir compte de la variabilité de ses prévisions de la demande en puissance et en énergie et de sa capacité d'achat d'électricité en période de pointe dans son établissement des coûts évités et de lui rapporter les résultats dans le meilleur délai possible.

**6. PRÉVISION DE LA DEMANDE****6.1 Performance de la prévision effectuée par le Distributeur**

Nous présentons ci-après la performance de la prévision effectuée par le Distributeur pour l'année historique 2017 et l'année de base 2018.

Les données proviennent du Distributeur ; nous ne calculons que les écarts entre les besoins prévus et réels afin d'obtenir un aperçu de la précision de ses prévisions.

Le tableau suivant présente les ventes prévues et réelles pour l'année historique 2017 et leurs écarts pour les principales catégories de consommateurs. L'année historique 2017 comprend 12 mois complets de données réelles et normalisées.

On y voit que les écarts varient entre – 0,11 % et + 2,6 %, selon les catégories de consommateurs.

L'ordre de grandeur de l'écart entre les ventes prévues et réelles normalisées pour la catégorie « D et DM » est près de 2%.

Comme les données sont « normalisées », ces écarts n'englobent pas les effets de la température.



Tableau 6.1

<b>Écart de la prévision des ventes pour 2017</b>				
	<b>Ventes (GWh)</b>			
<b>Catégorie de consommateurs</b>	<b>Année 2017</b>	<b>Année historique</b>	<b>Écart</b>	<b>Écart (%)</b>
	<b>(Prévisionnel *)</b>	<b>(données normalisées)**</b>		
D et DM	61,233	62,466	1,233	1.97%
G et à forfait	9,208	9,454	246	2.60%
M	31,156	31,121	-35	-0.11%
LG	8,727	8,741	14	0.16%
L	26,631	27,018	387	1.43%
Contrats spéciaux	26,200	26,480	280	1.06%
* Source : HQD, R-3980-2016, pièce B-0018.				
** Source: HQD, R-4057-2018, pièce B-0012, tableaux 1 à 4.				

Le tableau suivant présente les ventes prévues et normalisées et leurs écarts pour l'année de base 2018. Il est à noter que pour cette dernière, les valeurs normalisées couvrent 8 mois de données réelles et 4 mois de données prévisionnelles.

On y voit que les écarts, pour 2018, varient entre – 15,5 % et + 3,8 %, en fonction également des catégories de consommateurs.

Tableau 6.2

Écart de la prévision des ventes pour 2018				
Source : HQD, pièce B-0012, page 13, tableau 4.				
Catégorie de consommateurs	Ventes (GWh)			
	Année 2018	Année de base	Écart	Écart (%)
	(D-2018-025)	2018 normalisée		
	0-R / 12-P	8-R / 4-P		
D et DM	61,556	62,415	859	1.38%
G et à forfait	9,169	9,283	114	1.23%
M	30,859	31,180	321	1.03%
LG	9,205	9,335	130	1.39%
L	25,657	26,670	1,013	<b>3.80%</b>
Contrats spéciaux	26,997	23,371	-3,626	<b>-15.51%</b>
0-R / 12-P : 0 mois réel / 12 mois prévisionnels				
8-R / 4-P : 8 mois réels / 4 mois prévisionnels				

Le Distributeur explique l'écart observé de la catégorie « Tarifs D, DM, et DP » par, entre autres raisons, « une baisse moins importante qu'anticipé de la consommation unitaire résidentielle »<sup>132</sup>.

Si le Distributeur voulait améliorer la performance de sa prévision des besoins de la catégorie de consommateurs Domestiques, il devrait alors perfectionner sa méthode d'estimation du paramètre « *consommation unitaire résidentielle* ».

Les contrats spéciaux et le tarif L présentent des écarts les plus élevés en 2018.

Le Distributeur explique l'écart relativement important (+3,8 %) de la catégorie « Tarif L » par une imprécision de son estimation des impacts des rationalisations au secteur des pâtes et papiers :

« *Au tarif L, l'écart de +1 013 GWh découle notamment du fait que l'impact en 2018 des rationalisations attendues au secteur des pâtes et papiers a été moindre que prévu.* »<sup>133</sup>

132 HQD, pièce B-0012, page 13, ligne 1 et ss.

133 HQD, pièce B-0012, page 14, ligne 1 et ss.

Il attribue une grande partie de l'écart de  $-3\,626$  GWh de la catégorie « Contrats spéciaux » au conflit de travail à l'Aluminerie de Bécancour et dans une moindre mesure à une révision des besoins du client Rio Tinto :

*« Aux contrats spéciaux, l'écart de  $-3\,626$  GWh s'explique par le conflit de travail à l'Aluminerie de Bécancour et, dans une moindre mesure, à une révision des besoins du client Rio Tinto en lien avec la forte hydraulité observée sur son réseau depuis le début de l'année. »<sup>134</sup>*

Quant à la précision de la prévision des **besoins en puissance** effectuée par le Distributeur, le tableau suivant montre que l'écart se situe à  $0,42\%$  ( $158$  MW) pour l'hiver 2017-2018 en se basant sur les données d'Hydro-Québec.

Cet écart considère seulement ce qui est lié à la prévision des besoins aux conditions climatiques normales ; il exclut l'écart de  $239$  MW<sup>135</sup> lié aux températures plus froides que la normale de l'hiver 2017-2018.

Selon le Distributeur, la pointe de l'hiver 2017- 2018, survenue le 28 décembre 2017, a été supérieure au total de  $397$  MW ( $= 158 + 239$ ) à celle annoncée dans le dossier tarifaire du Distributeur de l'an dernier (R-4011-2017).<sup>136</sup>

---

134 HQD, pièce B-0012, page 14, ligne 3 et ss.

135 Le tableau 6 de la pièce B-0012 (page 16) montre les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2017-2018 comme suit :

- Réel :  $38\,184$  MW ;
- Normalisé :  $37\,945$  MW ;
- Écart :  $239$  MW.

136 HQD, pièce B-0012, page 15, ligne 25 et ss.

Tableau 6.3

Écart de la prévision des besoins en puissance de l'hiver 2017-2018				
Besoins en puissance acceptés par la Régie dans sa décision D-2018-025 (a) :		37,787	MW	
Écart sur les besoins en puissance normalisés selon HQD (b) :		158	MW	
Écart en pourcentage :		0.42%		
(a) : selon HQD, pièce B-0012, page 15, note de bas de page no 4.				
(b) HQD, pièce B-0012, page 15, ligne 25 et ss.				
L'écart des besoins dû aux températures plus froides que la normale de l'hiver 2017-2018 est évalué par le Distributeur à + 239 MW (source : idem).				

Bien que le Distributeur ait fourni, 8 mois après le dépôt de ses prévisions des ventes pour 2018, des explications sur leurs écarts, on note que ces derniers ont des **impacts importants** sur la prévision des **revenus**.

En effet, le Distributeur identifie des écarts de revenus au tableau 5 de la pièce B-0012 (page 14) : sous-estimation des revenus de 69 et 41 M \$ aux tarifs D et DM et au tarif L respectivement. Au total, le Distributeur a sous-estimé ses revenus d'un montant de **145 M\$**<sup>137</sup> pour toutes les catégories de consommateurs pour 2018<sup>138</sup>.

Cela démontre l'importance pour le Distributeur d'améliorer ses méthodes et outils de prévision de la demande, malgré le fait que plusieurs coefficients de détermination de ses modèles de prévision des ventes atteignent 99% ou plus<sup>139</sup>.

Nous soulignons respectueusement qu'une étude conjointe de la réputée *National Association of Regulatory Utility Commissioners* (NARUC) et du *Eastern Interconnection States Planning Council* (EISPC) déconseille l'utilisation des coefficients de détermination (coefficients R-au-carré) pour le choix des modèles de prévision de la demande :

« *Select Models Based on Out-of-Sample Tests, **not R-Square*** » (nous soulignons)<sup>140</sup>

137 HQD, pièce B-0012, page 14, tableau 5,

138 HQD, pièce B-0012, page 15, ligne 1 :

« Pour l'ensemble des tarifs, l'écart de revenus provient principalement de celui des ventes ».

139 HQD, pièce B-0012, page 26, tableau A-7.

L'étude de NARUC & EISPC a démontré, sur le plan scientifique, qu'un modèle de régression polynomiale ayant un coefficient de détermination R-au-carré de **100 %** donne des résultats moins précis qu'une simple régression linéaire<sup>141</sup>.

## 6.2 Nouveaux éléments

Dans le présent dossier, le Distributeur affirme que sa prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de sa prévision en énergie par usages<sup>142</sup>.

Selon l'ACEF de Québec, dans un contexte où le Distributeur tente d'implanter différentes options de tarification dynamique et le Programme GDP Affaires, ses clients pourraient modifier leurs habitudes de consommation. Par conséquent, la relation entre la consommation en énergie et les besoins en puissance pourrait être différente de celle observée dans le passé.

Par ailleurs, des charges pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs présentent des besoins en puissance particuliers qu'il importe de bien évaluer.

En réponse à la question 27.1 de l'ACEF de Québec, le Distributeur a évalué les besoins en énergie et en puissance pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à 817 GWh et 110 MW respectivement en 2019 (voir tableau suivant).

Tableau 6.4

Source : HQD, pièce B-0066, page 40, tableau R-27.1.

**TABLEAU R-27.1 :**  
**VENTES ET BESOINS EN PUISSANCE POUR L'USAGE CRYPTOGRAPHIQUE**  
**APPLIQUÉ AUX CHÂÎNES DE BLOCS**

	2017	2018	2019
<b>Ventes (GWh)</b>	34	325	817
	2016-17	2017-18	2018-19
<b>Besoins en puissance (MW)</b>	0	17	110

140 <https://pubs.naruc.org/pub.cfm?id=536E10A7-2354-D714-5191-A8AAFE45D626>:

Load Forecasting Case Study – January 15th, 2015.

141 Idem, paragraphe 8.3.

142 HQD, pièce B-0012, page 15, ligne 19 et ss.

Le Distributeur confirme que la valeur de 110 MW est incluse dans la prévision de la demande en puissance pour 2018-2019 :

*« 2.3 Veuillez indiquer la valeur pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs incluse dans la prévision de la demande en puissance pour l'hiver 2018-2019 et pour l'hiver 2019-2020.*

*Réponse :*

*La valeur incluse dans la prévision de la demande en puissance pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020 est de 110 MW, soit un accroissement de 88 MW par rapport à la consommation réelle connue au moment de la prévision. »<sup>143</sup>*

Cependant, il n'a pas tenu compte de la nature interruptible de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs pour l'hiver 2018-2019 :

*« Réponse [du Distributeur] :*

*Pour l'hiver 2018-2019, le Distributeur n'a pas tenu compte de la nature interruptible de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. »<sup>144</sup>*  
*(nous soulignons)*

Nous attirons l'attention de la Régie sur le fait que le Distributeur a reconnu, dans le cadre du dossier R-4045-2018, la nature **interruptible** de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs :

*« La clientèle visée, soit celle utilisant la technologie associée aux chaînes de blocs, présente des caractéristiques particulières, notamment :*

- les clients font partie d'un nouveau secteur d'activité peu connu, dont la demande est exceptionnelle, mais pour laquelle la pérennité est incertaine ;*
- les clients sont énergivores ;*
- les clients ont la capacité de s'interrompre ; [...] »<sup>145</sup> (nos soulignés)*

*« Les caractéristiques particulières des clients usant de la technologie des chaînes de blocs militent donc pour un traitement différent. D'ailleurs, le Distributeur rappelle que la majorité des réseaux municipaux ont déjà conclu des*

---

143 HQD, pièce B-0067, page 7 (Réponse du Distributeur à la DDR no 1 d'AHQ-ARQ).

144 HQD, pièce B-0066, page 40 (Réponse du Distributeur à la question 27.2 de l'ACEF de Québec).

145 HQD, dossier R-4045-2018, pièce B-0027, page 8.

*ententes avec des clients de ce secteur comprenant des clauses de délestage sans rémunération. »<sup>146</sup> (nos soulignés)*

*« La prise en compte des risques inhérents à la nouvelle catégorie de consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs s'incarne en une obligation d'effacement en pointe pour 300 heures par année et par la limitation des quantités d'électricité disponibles pour cet usage. »<sup>147</sup> (nos soulignés)*

Il serait souhaitable que le Distributeur assure la Régie que sa prévision de la demande reflète bien les besoins de ses clients et leurs **caractéristiques** de consommation.

Évidemment, une imprécision de l'estimation des besoins en puissance mène à celle liée aux coûts associés aux différentes catégories de consommateurs et au **revenu requis** du Distributeur.

Le Distributeur affirme que son modèle de prévision tient compte des récents changements qui influencent la relation énergie/puissance attribuables à certaines nouvelles technologies (thermostats, éclairage DEL, normes de construction). Cependant, il doit traiter **à la marge** plusieurs autres éléments tels les véhicules électriques, la production distribuée, le développement de marché, y compris l'effacement exigé pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, et éventuellement, l'impact de la tarification dynamique :

*« 28.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur peut prévoir avec une précision raisonnable ses besoins en puissance à la pointe d'hiver à partir des besoins en énergie qui demanderaient moins de puissance à la pointe par unité d'énergie, par exemple le chauffage électrique avec des thermostats programmables, de nouvelles habitudes de consommation des clients, et les usages d'électricité interruptibles. Veuillez élaborer votre réponse.*

*Réponse :*

*La prévision de la demande en énergie, sur laquelle la prévision en puissance s'appuie, tient compte notamment de l'évolution de la diffusion et de l'efficacité énergétique des grands usages ou équipements des secteurs résidentiel et commercial. Ensuite, le modèle de régression des besoins en puissance capte la relation entre la demande en énergie et celle en puissance sur une période historique assez longue. Ainsi, le modèle tient compte des récents changements*

---

146 HQD, dossier R-4045-2018, pièce HQD-2, document 1.3 (Réponse du Distributeur à la DDR no 4 de la Régie), page 7.

147 Idem, ligne 16, Réponse du Distributeur à la question 1.4 de la DDR no 4 de la Régie.

*qui influencent la relation énergie/puissance attribuables à certaines nouvelles technologies (thermostats, éclairage DEL, normes de construction). Dans les cas où le Distributeur juge que la relation énergie/puissance du modèle de régression ne s'applique pas, le Distributeur traite les éléments visés à la marge du modèle de prévision de la demande. Parmi ceux-ci, mentionnons les véhicules électriques, la production distribuée, le développement de marché, incluant l'effacement exigé pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, et éventuellement, l'impact de la tarification dynamique. »<sup>148</sup>*

Le Distributeur affirme que, dans une optique d'amélioration continue, il affine continuellement ses modèles de prévision afin qu'ils représentent bien l'évolution de la demande en énergie et en puissance.<sup>149</sup>

Considérant l'importance de la prévision de la demande pour l'établissement des tarifs, nous soumettons respectueusement que la Régie devrait encourager le Distributeur à poursuivre l'amélioration de ses méthodes et outils de prévision.

### **6.3 Conclusion**

L'ACEF de Québec prie la Régie de bien vouloir prendre en considération, dans sa réflexion, ses observations présentées précédemment sur les prévisions de la demande en énergie et en puissance soumises par le Distributeur pour l'année témoin projetée 2019.

#### **Recommandation no 14**

L'ACEF de Québec recommande respectueusement que la Régie demande au Distributeur de poursuivre l'amélioration de ses méthodes et outils de prévision de la demande en puissance et en énergie et de lui présenter les résultats dans son prochain dossier tarifaire.

---

148 HQD, pièce B-0066, page 40 (Réponse du Distributeur à la question 28.1 de l'ACEF de Québec).

149 HQD, pièce B-0066, page 44 (Réponse du Distributeur à la question 31.1 de l'ACEF de Québec).



## 7. APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

Nous présentons ci-après nos observations relatives aux coûts d'approvisionnement en électricité en 2018 et 2019.

### 7.1 Hausse des coûts liés au Programme GDP Affaires pour l'hiver 2017-2018

Dans sa preuve, au tableau 1 de la pièce B-0017 (page 5), le Distributeur indique que les coûts liés au Programme GDP Affaires ont dépassé de **4,6 M\$** le budget autorisé pour 2018 :

- Coût de l'intervention en GDP Affaires en 2018 : 20,1 M\$<sup>150</sup> ;
- Budget autorisé dans la décision D-2018-025 : 16,1 M\$ ;
- Hausse des coûts : 4,6 M\$.

L'ACEF de Québec s'est renseignée auprès du Distributeur pour tenter de comprendre les raisons de cette hausse de coûts et l'explication de ce dernier est la suivante :

*« 21.5 Veuillez indiquer les raisons de la baisse des coûts de l'option d'électricité interruptible (moins 0,3 M\$) et de la hausse des coûts des interventions en GDP (+ 4,6 M\$) respectivement.*

*Réponse :*

*[...]*

*Quant au programme GDP Affaires, la puissance admissible observée a été supérieure à la puissance admissible projetée. Ce point a été abordé dans le dossier R-4041-2018 et il est fait expressément mention de l'hiver 2017-2018 dans la décision D-2018-113, paragraphe 58. »*

L'ACEF de Québec soumet respectueusement que la raison invoquée par le Distributeur, à savoir « *la puissance admissible observée a été supérieure à la puissance admissible projetée* » ne justifie pas le dépassement du budget autorisé. On s'interroge alors sur les raisons justifiant la hausse de la « *puissance admissible* » mentionnée dans l'explication du Distributeur.

Quant à la décision D-2018-113, paragraphe 58, il serait opportun de l'étudier dans le contexte qui a conduit la formation examinant le dossier R-4011-2018 à aborder la question du dépassement du coût lié au Programme GDP Affaires en 2018 :

*« [58] Au cours des dernières années, la Puissance admissible observée en fin d'année s'est avérée supérieure à la Puissance admissible projetée, ce qui a*

---

150 HQD, pièce B-0017, page 5, tableau 1.

*résulté en un appui financier supérieur au montant initialement prévu. Par exemple, pour l'hiver 2017-2018, l'appui financier aura été de 20,1 M\$ au lieu des 16 M\$ projetés et autorisés.*

*[59] Dans ces circonstances, le Distributeur pourrait se trouver, en quelque sorte, à payer deux fois pour le même besoin de puissance puisqu'il doit acheter, précédemment à la période d'hiver, plus de puissance sur les marchés de court terme pour sécuriser son bilan de puissance.*

*[60] Si les modalités du Programme ne sont pas modifiées, la fixation d'une limite en volume de puissance, que ce soit à 230 MW, 287 MW ou encore à 320 MW devient théorique puisqu'il n'y a aucune assurance que cette limite pourra être respectée en raison de la méthode de calcul de la réduction de puissance prévue au Guide du participant.*

*[61] Étant donné que le Programme, ainsi que ses paramètres, sont sujets à changements à la suite de l'examen effectué au présent dossier, la Régie estime qu'il n'est pas prudent de permettre aux participants, individuellement, d'étendre leur participation pour l'année 2018-2019 à un niveau allant au-delà de leur participation observée à l'année 2017-2018. Ainsi, la Régie limite l'appui financier pouvant être accordé à chacun des clients, pour l'année 2018-2019, au montant qui leur a été accordé au cours de l'année 2017-2018.*

*[62] En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur de modifier le Guide du participant pour l'hiver 2018-2019 afin de prévoir la limite suivante :*

*Le montant de l'appui financier pour l'hiver 2018-2019 correspond au moindre des deux montants suivants :*

*a) Le montant de l'appui financier tel que présenté à l'article 2.1 du Guide du participant, à savoir :*

*« Le montant de l'Appui financier est calculé de la façon suivante : le montant unitaire (\$) multiplié par la Puissance admissible (kW). Le montant unitaire pour la période d'hiver 2018-2019 est fixé à 70 \$. La Puissance admissible est décrite à la section 2.2. »*

*ou,*

*b) Le montant de l'appui financier reçu par le participant pour sa participation au programme de l'hiver 2017-2018.*

*[63] En conséquence, la Régie accorde au Distributeur, pour inclusion à son revenu requis pour l'année tarifaire 2019-2020, le montant maximal de 20,1 M\$ pour son programme GDP Affaires. Ce montant équivaut à 287 MW rémunéré à 70 \$/kW. Si la contribution des participants en volume de puissance fourni à l'hiver 2018-2019 devait être moindre que les 287 MW, créant un solde créditeur,*

*ce solde devra être porté au compte d'écart créé antérieurement pour le Programme. »<sup>151</sup> (nos soulignés)*

Nous remarquons que la décision D-2018-113 a parlé du montant de 20,1 M\$ dépensé pour l'hiver 2017-2018 comme un exemple d'un dépassement possible du budget autorisé (paragraphe 58), tout comme sa discussion sur la possibilité que le Distributeur pourrait se trouver à payer deux fois pour le même besoin de puissance (paragraphe 59).

Nous comprenons que la décision D-2018-113 (paragraphe 60 à 63) fait référence au budget du programme GDP Affaires **pour l'hiver 2018-2019** et utilise le montant dépensé de 20,1 M\$ pour l'hiver 2017-2018 comme une limite maximale pour le premier.

La Régie a mentionné dans sa décision D-2018-113 que tout écart éventuel de coût lié au Programme GDP Affaires devrait être porté au compte d'écart, sans mentionner son traitement (paragraphe 63).

Nous ne sommes pas convaincus que la décision D-2018-113 (paragraphe 58 à 63) représente une reconnaissance - explicite ou implicite – de la pertinence d'inclure le montant de dépassement de 4,6 M\$ pour l'hiver 2017-2018 dans le coût de service du Distributeur. Nous nous en remettons entièrement à la Régie sur cette question.

Nous portons à l'attention de la Régie le fait que le Distributeur a effectivement inclus le montant de 4,6 M\$ plus 0,1 M\$ d'intérêt dans son revenus requis de 2019 :

*«L'écart prévu entre le montant autorisé de 16,1 M\$ et l'évaluation des sommes relatives aux appuis financiers du premier trimestre 2018 (hiver 2017-2018) et celles de décembre 2018 (hiver 2018-2019), soit 20,7 M\$, représente un montant de 4,6 M\$(débiteur). Ainsi, le Distributeur a versé aux revenus requis de l'année 2019 un montant de **4,7 M\$**, incluant des intérêts débiteurs de 0,1 M\$.» (pièce B-0024, page 15, ligne 4 et ss.) [nos soulignés]*

## 7.2 Coût lié au Programme GDP Affaires pour l'hiver 2018-2019

---

151 Régie de l'énergie, D-2018-113, (dossier R-4041-2018, pièce A-0021, page 13).

Pour 2019, le Distributeur demande l'approbation d'un budget de **23,2 M\$** pour le programme *GDP Affaires* qu'il propose de considérer comme des **dépenses en efficacité énergétique** :

*«Le Distributeur précise que le programme GDP affaires doit être considéré au même titre que les autres interventions en efficacité énergétique. Ainsi, en 2019, le Distributeur attribue l'ensemble des coûts prévus, incluant les appuis financiers, liés à la gestion de la demande en puissance auprès de la clientèle d'affaires **(23,2 M\$)** en efficacité énergétique. Comme présenté au tableau 5, le Distributeur prévoit consacrer 30,1 M\$ pour l'ensemble de ses interventions en GDP, ce qui permettra d'assurer près de 372,3 MW comme moyen à sa disposition pour équilibrer son bilan en puissance à l'hiver 2019-2020. Le Distributeur précise que ces prévisions sont sous réserve des conclusions du dossier R-4041-2018 actuellement sous examen à la Régie.» (pièce B-0026, page 12, ligne 16 et ss.) [nos soulignés]*

Or, la décision D-2018-113 (paragraphe 63) limite à **20,1 M\$** le montant maximal lié au Programme GDP Affaires qui peut être inclus dans le revenu requis du Distributeur pour l'année tarifaire 2019-2020 :

*« [63] En conséquence, la Régie accorde au Distributeur, pour inclusion à son revenu requis pour l'année tarifaire 2019-2020, le montant maximal de 20,1 M\$ pour son programme GDP Affaires »<sup>152</sup>.*

Le coût lié au Programme GDP Affaires à inclure dans le revenu requis du Distributeur pour l'année tarifaire 2019-2020 sera donc **moins élevé** que celui demandé par le Distributeur avant la décision D-2018-113.

À l'égard de l'ajustement des coûts d'achat de puissance à la suite de la décision D-2018-113, le Distributeur soutient ce qui suit :

*« 23.1 Veuillez fournir vos estimations relatives aux approvisionnements et à leurs coûts révisés conformément à l'ordonnance de sauvegarde D-2018-113, notamment celles présentées dans les tableaux suivants :*

- Tableau 1 (pièce B-0017, page 5) ;
- Tableau 4 (pièce B-0017, page 8) ;
- Tableau 5 (pièce B-0017, page 9) ;
- Tableau 6 (pièce B-0017, page 10).

*Veuillez fournir des explications pertinentes relatives à vos révisions.*

---

152 Régie de l'énergie, D-2018-113, paragraphe 63.

*Réponse :*

*Les modifications liées à l'ordonnance de sauvegarde pour les quatre tableaux mentionnés sont minimales, dans la mesure où les besoins en puissance à la pointe qui ne seront pas comblés par le programme GDP Affaires devront l'être par des achats de puissance sur les marchés de court terme (UCAP). Les coûts associés à la GDP elle-même pour le mois de décembre 2018 seraient revus à la baisse d'environ 0,4 M\$.*

*Pour 2019, les coûts du programme GDP Affaires étant désormais intégrés au budget de l'efficacité énergétique, ils ne se retrouvent pas dans les tableaux mentionnés à la pièce HQD-6, document 1 (B-0017) sur les approvisionnements. En revanche, comme la contribution en puissance de la GDP pour les mois de janvier, février et mars 2019 diminue, des achats de puissance sur les marchés de court terme doivent être effectués pour la remplacer et assurer l'équilibre du bilan, ce qui entraîne une hausse des montants présentés au tableau 6.<sup>153</sup> (nos soulignés)*

L'ACEF de Québec comprend que le Distributeur devrait effectuer des achats de puissance sur les marchés de court terme pour remplacer la portion diminuée du Programme GDP Affaires afin d'assurer l'équilibre de son bilan en puissance.

Cependant, elle porte à l'attention de la Régie le fait qu'il serait possible que les coûts des achats de puissance de remplacement pourraient être **moins élevés** que celui de son équivalence en GDP Affaires, puisque le Distributeur estime le coût du premier à 20 \$/kW<sup>154</sup> alors que celui du second est de 70 \$/kW<sup>155</sup>.

### 7.3 Conclusion

L'ACEF de Québec prie la Régie de bien vouloir prendre en considération, dans sa réflexion, ses observations présentées précédemment sur les coûts d'approvisionnement liés au Programme GDP Affaires réclamés par le Distributeur dans le présent dossier. Elle s'en remet à la Régie sur l'inclusion ou non de ces coûts dans le revenu requis du Distributeur pour l'année témoin 2019.

---

153 HQD, pièce B-0066, page 34 et ss. (Réponse du Distributeur à la question 23.1 de la DDR no 1 de l'ACEF de Québec).

154 HQD, pièce B-0015, page 10, ligne 6 et ss. (signal de coût évité de court terme).

155 Régie de l'énergie, D-2018-113, paragraphe 63, page 15 :  
« Ce montant équivaut à 287 MW rémunéré à 70 \$/kW. »

