

**DÉTERMINATION PAR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU TAUX D'INDEXATION DU TARIF L EN VERTU  
DE L'ARTICLE 22.0.1.1 DE LA LOI SUR HYDRO-QUÉBEC APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2023**

**COMMENTAIRES  
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**



## **TABLE DES MATIÈRES**

<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>5</b>
<b>2. COMMENTAIRES DU DISTRIBUTEUR .....</b>	<b>6</b>
2.1. Détermination du Taux.....	6
2.2. Compétitivité du tarif L .....	6
2.3. Interfinancement .....	12
<b>3. CONCLUSION .....</b>	<b>13</b>

## **LISTE DES FIGURES**

Figure 1 : Cas-type de 5 MW avec un FU de 85 % alimenté à 25 kV .....	7
Figure 2 : Cas-type de 50 MW avec un FU de 85 % alimenté à 120 kV .....	8

## **LISTE DES TABLEAUX**

Tableau 1 : Simulation de l'atteinte de la parité avec le tarif L – Cas-type de 5 MW avec un FU de 85 % alimenté à 25 kV .....	10
Tableau 2 : Simulation de l'atteinte de la parité avec le tarif L – Cas-type de 50 MW avec un FU de 85 % alimenté à 120 kV .....	11
Tableau 3 : Indices d'interfinancement par catégories de consommateurs .....	12



## 1. INTRODUCTION

1 Depuis l'adoption de la Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de  
2 distribution d'électricité (« Loi sur la simplification »), les prix des tarifs de distribution  
3 d'électricité sont indexés selon la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le  
4 Québec, des prix à la consommation excluant les boissons alcoolisées, les produits du tabac  
5 et le cannabis récréatif, et ce, pour les années où ils ne sont pas fixés par la Régie de l'énergie  
6 (la « Régie »).

7 Sur cette base, les prix des tarifs d'électricité de la clientèle d'Hydro-Québec dans ses activités  
8 de distribution (le « Distributeur »), à l'exception de ceux du tarif L de la clientèle industrielle  
9 de grande puissance, augmenteront de 6,5 %<sup>1</sup> le 1<sup>er</sup> avril 2023<sup>2</sup>. Cette augmentation fera suite  
10 à une indexation générale des tarifs de 2,6 % et de 1,7 % pour la clientèle au tarif L au 1<sup>er</sup> avril  
11 2022.

12 En ce qui a trait au tarif L, l'article 22.0.1.1 de la Loi sur Hydro-Québec (« LHQ ») prévoit que  
13 l'indexation des prix des composantes de ce tarif, incluant les crédits d'alimentation en  
14 moyenne ou haute tension et le rajustement pour pertes de transformation, soit multipliée par  
15 un taux (le « Taux ») déterminé par la Régie à partir :

- 16 • des renseignements qui lui sont transmis conformément à l'article 75.1 de la *Loi sur*  
17 *la Régie de l'énergie* (« LRÉ ») ;
- 18 • des renseignements et des documents communiqués lors de la fixation ou de la  
19 modification des tarifs auxquels l'électricité est distribuée prévue à l'article 48 de la  
20 LRÉ.

21 Pour rappel, l'article 22.0.1.1 de la LHQ prévoit que le Taux fixé par la Régie doit permettre le  
22 maintien de la compétitivité du tarif L et tenir compte du principe d'interfinancement entre les  
23 tarifs.

24 Dans sa décision procédurale D-2022-126<sup>3</sup>, la Régie indique que la valeur de 0,65 associée à  
25 l'historique des hausses tarifaires différenciées des six années comprises entre le 1<sup>er</sup> avril 2014  
26 et le 31 mars 2020 constitue, a priori, une appréciation raisonnable du Taux. Elle propose  
27 d'utiliser cette approche comme point de départ de l'examen du Taux au présent dossier.

28 Dans les sections suivantes, le Distributeur expose ses commentaires, d'abord à l'égard de la  
29 détermination du Taux, puis sur la compétitivité du tarif L et sur l'interfinancement entre les  
30 tarifs.

---

<sup>1</sup> Voir la pièce [HQD-1, document 1 \(C-HQD-0003\)](#) pour le calcul du taux d'inflation représentant la hausse tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2023.

<sup>2</sup> Les commentaires du Distributeur sont formulés sur la base des lois en vigueur le 16 décembre 2022.

<sup>3</sup> Décision [D-2022-126](#), paragraphe 12.

## 2. COMMENTAIRES DU DISTRIBUTEUR

### 2.1. Détermination du Taux

1 À l'instar de la Régie, le Distributeur est d'avis que le Taux de 0,65, qui correspond à l'écart  
2 entre les hausses cumulatives du tarif L et celles des autres tarifs sur la période couvrant les  
3 années 2014-2015 à 2019-2020, constitue, a priori, une appréciation raisonnable du Taux.

4 De la compréhension du Distributeur, la modification du Taux de 0,65 ne devrait être  
5 considérée que dans les cas où la compétitivité du tarif L serait modifiée significativement par  
6 rapport aux tarifs comparables ailleurs en Amérique du Nord.

7 Conséquemment, pour le présent dossier, le Distributeur estime que l'application du Taux de  
8 0,65 demeure toujours adéquate, car elle permet de :

- 9 • refléter l'exemption du tarif L de l'indexation du coût de fourniture de l'électricité  
10 patrimoniale sur la période historique retenue ;
- 11 • maintenir la compétitivité du tarif L tout en tenant compte du principe  
12 d'interfinancement ;
- 13 • limiter les impacts tarifaires supportés par l'ensemble de la clientèle au prochain  
14 recalibrage des tarifs.

### 2.2. Compétitivité du tarif L

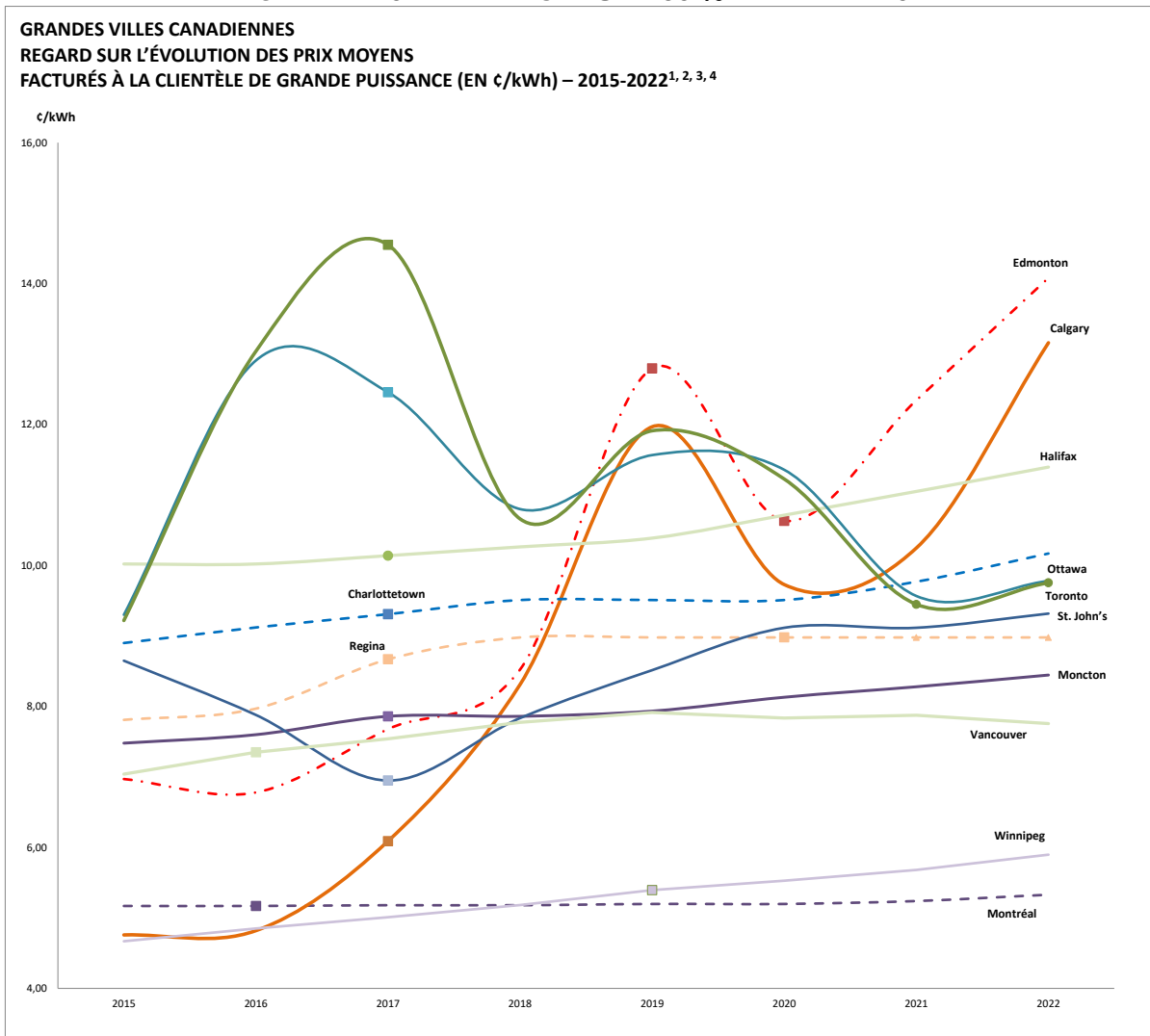
15 Les résultats de la Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-  
16 américaines (la « Comparaison des prix »)<sup>4</sup> démontrent qu'au 1<sup>er</sup> avril 2022, avec l'ajustement  
17 tarifaire de 1,7 %, le tarif L est demeuré compétitif. Selon les cas types considérés, le tarif L  
18 se classe de façon générale au premier ou au second rang des tarifs de grande puissance les  
19 plus compétitifs des grandes villes nord-américaines.

20 À titre illustratif, les figures 1 et 2 présentent deux cas-types de consommation d'un client  
21 industriel de grande puissance, soit un cas-type de 5 MW avec un facteur d'utilisation (« FU »)  
22 de 85 % alimenté à 25 kV et un cas-type de 50 MW avec un FU de 85 % alimenté à 120 kV.

---

<sup>4</sup> Pièce [A-0001](#), Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines, Tarifs en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2022.

**FIGURE 1 :  
CAS-TYPE DE 5 MW AVEC UN FU DE 85 % ALIMENTÉ À 25 KV**



Prix moyen pour un client de grande puissance (en ¢/kWh)<sup>1, 2, 3, 4</sup>

Villes canadiennes	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Montréal, QC</b>	5,17	5,17	5,18	5,18	5,20	5,20	5,24	5,33
<b>Calgary, AB</b>	4,76	4,82	6,09	8,32	11,97	9,73	10,25	13,16
<b>Charlottetown, PE</b>	8,90	9,12	9,31	9,51	9,51	9,51	9,77	10,17
<b>Edmonton, AB</b>	6,97	6,78	7,68	8,53	12,80	10,64	12,35	14,08
<b>Halifax, NS</b>	10,02	10,02	10,14	10,26	10,39	10,72	11,05	11,40
<b>Moncton, NB</b>	7,48	7,60	7,86	7,86	7,93	8,13	8,28	8,44
<b>Ottawa, ON</b>	9,30	12,91	12,46	10,80	11,57	11,36	9,57	9,78
<b>Regina, SK</b>	7,81	7,97	8,67	8,98	8,98	8,98	8,98	8,98
<b>St. John's, NL</b>	8,65	7,88	6,95	7,84	8,52	9,12	9,12	9,32
<b>Toronto, ON</b>	9,22	13,04	14,55	10,66	11,91	11,23	9,45	9,76
<b>Vancouver, BC</b>	7,04	7,35	7,54	7,77	7,91	7,84	7,88	7,76
<b>Winnipeg, MB</b>	4,67	4,85	5,01	5,18	5,39	5,53	5,68	5,90

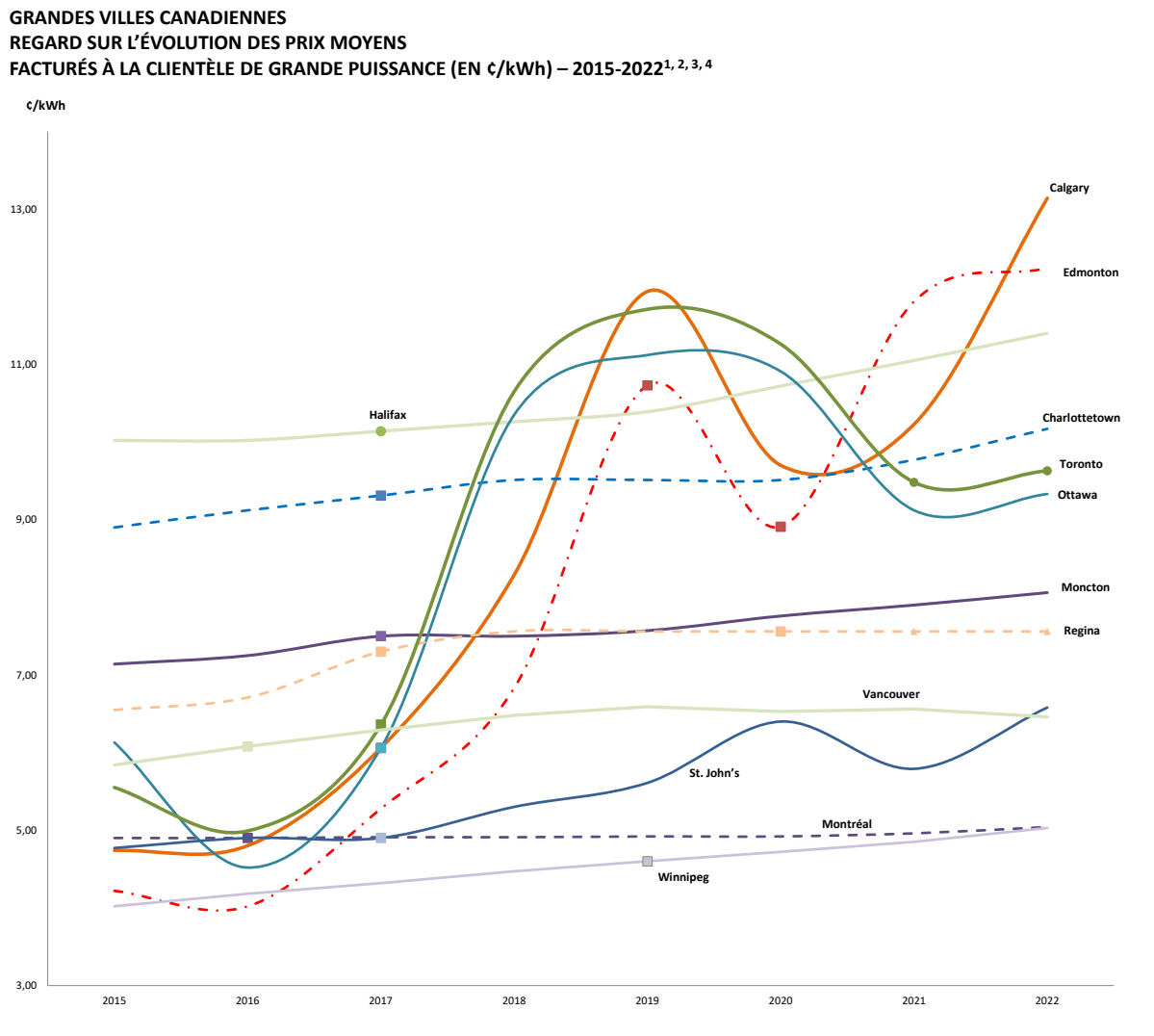
1) Pour une consommation mensuelle de 3 060 000 kWh et une puissance appelée de 5 000 kW.

2) En monnaie canadienne.

3) Données provenant des publications *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines*, Hydro-Québec, 2015-2022.

4) Prix moyen avant taxes.

**FIGURE 2 :  
CAS-TYPE DE 50 MW AVEC UN FU DE 85 % ALIMENTÉ À 120 KV**



Prix moyen pour un client de grande puissance (en ¢/kWh)<sup>1, 2, 3, 4</sup>

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Villes canadiennes</b>								
Montréal, QC	4,90	4,90	4,91	4,91	4,92	4,92	4,96	5,04
Calgary, AB	4,74	4,80	6,06	8,29	11,94	9,70	10,23	13,14
Charlottetown, PE	8,90	9,12	9,31	9,51	9,51	9,51	9,77	10,17
Edmonton, AB	4,22	4,02	5,28	6,83	10,73	8,91	11,81	12,24
Halifax, NS	10,02	10,02	10,14	10,26	10,39	10,72	11,05	11,40
Moncton, NB	7,14	7,25	7,50	7,50	7,57	7,76	7,90	8,06
Ottawa, ON	6,13	4,52	6,06	10,35	11,12	10,91	9,12	9,33
Regina, SK	6,55	6,71	7,30	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56
St. John's, NL	4,77	4,90	4,90	5,30	5,61	6,40	5,79	6,58
Toronto, ON	5,55	4,99	6,36	10,65	11,71	11,26	9,48	9,63
Vancouver, BC	5,84	6,08	6,29	6,48	6,59	6,53	6,56	6,46
Winnipeg, MB	4,02	4,18	4,32	4,47	4,60	4,72	4,85	5,03

1) Pour une consommation mensuelle de 30 060 000 kWh et une puissance appelée de 50 000 kW.

2) En monnaie canadienne.

3) Données provenant des publications *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines*, Hydro-Québec, 2015-2022.

4) Prix moyen avant taxes.



- 1 Afin de vérifier l'impact de l'application du Taux de 0,65 sur la position relative du tarif L par  
2 rapport aux tarifs comparables ailleurs en Amérique du Nord, le Distributeur simule l'impact  
3 d'une augmentation de 4,2 %<sup>5</sup> du tarif L au 1<sup>er</sup> avril 2023, en prenant pour hypothèse un gel  
4 tarifaire dans les autres juridictions.
- 5 À partir des résultats des simulations présentés aux tableaux 1 et 2, le Distributeur conclut que  
6 pour atteindre la parité avec le tarif L, des baisses tarifaires comprises entre **6 %** et **75 %**, au  
7 cours de l'année 2023, seraient nécessaires dans les autres juridictions de l'échantillon de la  
8 Comparaison des prix<sup>6</sup>. Ces résultats sont similaires à ceux de la simulation de l'impact d'une  
9 augmentation de 1,7 % du tarif L au 1<sup>er</sup> avril 2022 présentée dans le cadre des commentaires  
10 de l'an dernier<sup>7</sup>.
- 11 L'application du Taux de 0,65 permet donc le maintien de la compétitivité du tarif L.

---

<sup>5</sup> Correspond à l'application d'un taux de 0,65 au taux d'indexation général des tarifs au 1<sup>er</sup> avril 2023 (6,5 %).

<sup>6</sup> À l'exception de Winnipeg pour le cas-type de 50 MW.

<sup>7</sup> Dossier R-4174-2021, pièce [HQD-1, document 2](#) (C-HQD-0006), page 12.

**TABLEAU 1 :**  
**SIMULATION DE L'ATTEINTE DE LA PARITÉ AVEC LE TARIF L –**  
**CAS-TYPE DE 5 MW AVEC UN FU DE 85 % ALIMENTÉ À 25 KV**

	Indice 2022 avant simulation	Indices simulés après hausse du tarif L	Variation estimées des tarifs
<b>Villes canadiennes</b>			
<b>Montréal, QC</b>	100	100	4,2%
<b>Calgary, AB</b>	247	237	-58%
<b>Charlottetown, PE</b>	191	183	-45%
<b>Edmonton, AB</b>	264	254	-61%
<b>Halifax, NS</b>	214	205	-51%
<b>Moncton, NB</b>	158	152	-34%
<b>Ottawa, ON</b>	184	176	-43%
<b>Regina, SK</b>	169	162	-38%
<b>St. John's, NL</b>	175	168	-40%
<b>Toronto, ON</b>	183	176	-43%
<b>Vancouver, BC</b>	146	140	-28%
<b>Winnipeg, MB</b>	111	106	-6%
<b>Villes américaines</b>			
<b>Boston, MA</b>	414	398	-75%
<b>Chicago, IL</b>	202	194	-48%
<b>Detroit, MI</b>	162	155	-35%
<b>Houston, TX</b>	263	253	-60%
<b>Miami, FL</b>	186	178	-44%
<b>Nashville, TN</b>	209	201	-50%
<b>New York, NY</b>	339	325	-69%
<b>Portland, OR</b>	135	130	-23%
<b>San Francisco, CA</b>	354	339	-71%
<b>Seattle, WA</b>	202	194	-48%

**TABLEAU 2 :  
SIMULATION DE L'ATTEINTE DE LA PARITÉ AVEC LE TARIF L –  
CAS-TYPE DE 50 MW AVEC UN FU DE 85 % ALIMENTÉ À 120 KV**

	Indice 2022 avant simulation	Indices simulés après hausse du tarif L	Variation estimées des tarifs
<b>Villes canadiennes</b>			
<b>Montréal, QC</b>	100	100	4,2%
<b>Calgary, AB</b>	260	250	-60%
<b>Charlottetown, PE</b>	202	194	-48%
<b>Edmonton, AB</b>	243	233	-57%
<b>Halifax, NS</b>	226	217	-54%
<b>Moncton, NB</b>	160	153	-35%
<b>Ottawa, ON</b>	185	178	-44%
<b>Regina, SK</b>	150	144	-31%
<b>St. John's, NL</b>	130	125	-20%
<b>Toronto, ON</b>	191	183	-45%
<b>Vancouver, BC</b>	128	123	-19%
<b>Winnipeg, MB</b>	100	96	4%
<b>Villes américaines</b>			
<b>Boston, MA</b>	369	354	-72%
<b>Chicago, IL</b>	177	170	-41%
<b>Detroit, MI</b>	163	157	-36%
<b>Houston, TX</b>	258	248	-60%
<b>Miami, FL</b>	169	162	-38%
<b>Nashville, TN</b>	161	155	-35%
<b>New York, NY</b>	358	344	-71%
<b>Portland, OR</b>	133	128	-22%
<b>San Francisco, CA</b>	373	358	-72%
<b>Seattle, WA</b>	199	192	-48%

### 2.3. Interfinancement

D'emblée, le Distributeur rappelle que l'interprétation des indices d'interfinancement calculés avec des données réelles doit se faire avec précaution. En effet, contrairement aux indices d'interfinancement calculés pour les années projetées, les données utilisées pour le calcul des indices réels ne sont pas normalisées.

Conséquemment, ces indices réels sont davantage exposés à des fluctuations importantes notamment du fait de l'occurrence de chocs que le contexte particulier postpandémie vient amplifier. Dans un tel contexte, les facteurs les plus susceptibles d'avoir des impacts sur les indices réels sont notamment ceux reliés aux revenus de ventes, soit : l'évolution de l'activité économique, les conditions climatiques ou encore l'évolution des caractéristiques de consommation de la clientèle.

Le Distributeur considère que les indices d'interfinancement réels de l'année 2021 sont le reflet de chocs importants ponctuels postpandémie, qui devraient se résorber progressivement.

Le Distributeur présente au tableau 3, l'évolution des indices d'interfinancement calculés avec les données réelles qui montre que l'indice d'interfinancement réel du tarif L s'établit à 112,8 pour l'année réelle 2021 alors qu'il était à 103,5 en 2020.

**TABLEAU 3 :  
INDICES D'INTERFINANCEMENT PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS**

Catégories de consommateurs	Interfinancement	
	2020	2021
<b>Domestiques</b>	<b>89,7</b>	<b>86,3</b>
<b>Généraux</b>	<b>116,5</b>	<b>121,1</b>
Tarif G <sup>(1)</sup>	111,4	118,2
Tarif M <sup>(2)</sup>	123,9	128,0
Tarif CB moyenne puissance	-	136,4
Tarif LG <sup>(3)</sup>	95,3	99,8
Tarif CB grande puissance	-	118,6
<b>Grands industriels</b>	<b>103,5</b>	<b>112,8</b>

<sup>1</sup> Incluant tarifs G, à forfait, d'éclairage public et Sentinelle

<sup>2</sup> Incluant tarifs M et G9

<sup>3</sup> Incluant tarifs LG et H

Le Distributeur estime, dans ce contexte, qu'il serait inapproprié de calibrer le Taux en tenant compte des indices d'interfinancement réels de l'année 2021.

En outre, il rappelle qu'une fixation adéquate de l'ajustement tarifaire du tarif L, découlant de l'application du Taux, est essentielle pour limiter l'impact tarifaire pour l'ensemble de la clientèle au recalibrage des tarifs.

### **3. CONCLUSION**

- 1 Le tarif L demeure très avantageux comparativement aux tarifs de grande puissance dans les  
2 grandes villes nord-américaines comme le montrent les résultats de la Comparaison des prix  
3 pour l'année 2022. L'exemption du tarif L de l'indexation du coût de fourniture de l'électricité  
4 patrimoniale, ainsi que le reflet de cette disposition par l'application du Taux de 0,65 ont  
5 contribué à l'amélioration de la compétitivité de ce tarif au fil des ans.
- 6 Pareillement, le Distributeur constate que l'application du Taux de 0,65 pour l'année 2023, qui  
7 fixerait l'ajustement tarifaire du tarif L à 4,2 %, permettrait de maintenir la position  
8 concurrentielle du tarif L malgré une hypothèse de gel tarifaire dans les autres grandes villes  
9 nord-américaines.
- 10 Pour ces motifs, le Distributeur est d'avis que l'application du Taux de 0,65 est adéquate pour  
11 l'ajustement tarifaire applicable au 1<sup>er</sup> avril 2023. Le Distributeur réitère qu'à défaut d'une  
12 modification significative de la compétitivité du tarif L, le Taux de 0,65, reflétant l'exemption du  
13 tarif L de l'indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale, demeure l'avenue la  
14 plus appropriée.