

## **STRATÉGIE TARIFAIRE**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. CONTEXTE.....</b>	<b>5</b>
<b>2. HAUSSE TARIFAIRE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016 .....</b>	<b>5</b>
<b>3. STRATÉGIE TARIFAIRE ET IMPACTS SUR LA CLIENTÈLE.....</b>	<b>5</b>
<b>4. MODIFICATIONS À L'OFFRE TARIFAIRE .....</b>	<b>11</b>
4.1. Essais d'équipements .....	11
4.2. Tarif GD.....	12
4.3. Modalités applicables aux réseaux municipaux ayant des clients au tarif LG ou au tarif L.....	12
4.4. Autres modifications .....	13
<b>5. SUIVI DE LA RÉFLEXION SUR LA STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES .....</b>	<b>14</b>
5.1. Stratégie des dernières années .....	14
5.2. Réponse aux attentes de la clientèle .....	15
5.3. Composantes fixes sur lesquelles les clients ne peuvent pas agir.....	16
5.4. Progression du signal de prix .....	16
5.5. Seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche.....	17
5.6. Soutien aux ménages à faible revenu .....	17
5.7. Tarif pour les exploitations agricoles .....	18
5.8. Biénergie résidentielle et tarif DT .....	18
5.9. Conclusion sur la stratégie relative aux tarifs domestiques.....	20
<b>6. SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE .....</b>	<b>20</b>
6.1. Mesures visant les exploitations agricoles .....	20
6.1.1. <i>Tarif DT</i> .....	21
6.1.2. <i>Électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse</i> .....	22
6.2. Tarification au nord du 53 <sup>e</sup> parallèle.....	23
6.3. Tarif de développement économique .....	24
6.4. Suivi des rencontres avec l'Association des redistributeurs d'électricité du Québec concernant les options d'électricité interruptible .....	25
<b>ANNEXE A .....</b>	<b>27</b>

**LISTE DES TABLEAUX**

Tableau 1 : Ajustement tarifaire différencié et indices d'interfinancement.....	6
Tableau 2 : Tarifs domestiques proposés pour 2016.....	7
Tableau 3 : Tarifs généraux et industriel proposés pour 2016.....	8
Tableau 4 : Impacts de la hausse proposée sur la facture de la clientèle domestique.....	10
Tableau 5 : Impacts de la hausse proposée sur la facture des clientèles générale et industrielle.....	10
Tableau 6 : Simulation de la neutralité (¢/kWh).....	24
Tableau A-1 : Hausses tarifaires des distributeurs d'électricité au Canada.....	30
Tableau A-2 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif D.....	31
Tableau A-3 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif G.....	32
Tableau A-4 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif M.....	33
Tableau A-5 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif LG.....	34
Tableau A-6 : Exemples de calcul de factures mensuelles pour des consommations types – Tarif L.....	35
Tableau A-7 : Revenus par composantes des tarifs domestiques selon les tarifs en vigueur au 1 <sup>er</sup> avril 2015.....	36
Tableau A-8 : Revenus par composantes des tarifs généraux et industriel selon les tarifs en vigueur au 1 <sup>er</sup> avril 2015.....	37
Tableau A-9 : Description de la clientèle aux tarifs domestiques.....	38
Tableau A-10 : Description de la clientèle aux tarifs généraux et industriel.....	39

**FIGURE**

Figure 1 : Distribution des impacts de la hausse proposée pour la clientèle aux tarifs généraux et industriel.....	9
--	---

## 1. CONTEXTE

1 Le présent document présente les modifications aux tarifs d'électricité du Distributeur en  
2 vigueur. Ces tarifs apparaissent au document *Tarifs d'électricité* (Tarifs)<sup>1</sup>.

3 D'entrée de jeu, le Distributeur souligne que très peu de modifications à l'offre tarifaire sont  
4 proposées cette année compte tenu de la révision en cours de la stratégie relative aux tarifs  
5 domestiques et de la réflexion sur la stratégie relative aux tarifs généraux et industriel qui  
6 sera initiée au printemps 2016.

7 En effet, le Distributeur a débuté une réflexion au printemps 2015 en vue d'établir une  
8 nouvelle stratégie tarifaire au secteur domestique en mettant de l'avant une démarche de  
9 consultation avec le personnel technique de la Régie et les intervenants représentant la  
10 clientèle résidentielle et agricole ainsi que des groupes environnementaux. Cet exercice a  
11 permis aux participants de partager une quantité importante d'information de manière à  
12 favoriser une bonne compréhension des enjeux tarifaires au secteur domestique. Sur la base  
13 des travaux réalisés, le Distributeur présente, à la section 5, ses constats et ses orientations  
14 quant à l'évolution de la stratégie tarifaire au secteur domestique.

## 2. HAUSSE TARIFAIRE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016

15 Pour l'année tarifaire 2016-2017, la hausse des tarifs permettant au Distributeur de récupérer  
16 son coût de service en 2016 est de 1,9 % auprès de l'ensemble de la clientèle, à l'exception  
17 des clients industriels de grande puissance pour lesquels la hausse est de 1,2 %<sup>2</sup>. Le  
18 Distributeur demande à la Régie d'approuver la hausse des tarifs à compter du 1<sup>er</sup> avril 2016  
19 selon les prix proposés à la pièce HQD-14, document 3<sup>3</sup>.

20 Afin de mettre en contexte la hausse tarifaire proposée, le Distributeur présente, à la  
21 figure A-1 de l'annexe A, l'évolution des tarifs relativement à l'inflation et, au tableau A-1 de  
22 la même annexe, les hausses tarifaires au Canada.

## 3. STRATÉGIE TARIFAIRE ET IMPACTS SUR LA CLIENTÈLE

23 La hausse tarifaire pour chacune des catégories de consommateurs et les indices  
24 d'interfinancement sont présentés au tableau 1. Considérant la réflexion sur les tarifs  
25 généraux et industriel prévue au printemps 2016, le Distributeur propose de reconduire la  
26 stratégie de rééquilibrage appliquée au 1<sup>er</sup> avril 2015, qui se limite uniquement aux revenus

---

<sup>1</sup> Les tarifs en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2015 ont été approuvés le 23 mars 2015 dans la décision finale D-2015-033 à la suite de la décision D-2015-018 sur le fond de la demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année 2015-2016.

<sup>2</sup> Les clients industriels de grande puissance ne sont pas visés par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale.

<sup>3</sup> Les prix sont calculés selon la méthode expliquée à la section 5.2 de la pièce HQD-12, document 1 du dossier R-3677-2008.

- 1 additionnels associés à l'introduction graduelle du mécanisme automatique de fixation de la  
 2 puissance à facturer minimale au tarif LG. Cet impact étant plus faible pour l'année 2016  
 3 qu'en 2015, la hausse du tarif M n'est que très légèrement réduite.

**TABLEAU 1 :  
 AJUSTEMENT TARIFAIRE DIFFÉRENCIÉ  
 ET INDICES D'INTERFINANCEMENT**

Catégories de consommateurs	Reflète du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux	
	Ajustement tarifaire	Interfinancement
Domestiques Généraux	1,9%	86,5 <sup>(2)</sup>
G	1,9%	118,5
M	1,9%	127,1
LG	1,9% <sup>(1)</sup>	104,3
Sous-total - Généraux	1,9%	121,6
Total	1,9%	99,1
Grands industriels	1,2%	106,6

<sup>1</sup> En incluant des revenus de 0,6 M\$ associés à l'introduction du mécanisme automatique de fixation de la PFM, la hausse est de 2 %.

<sup>2</sup> L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes est de 88,3.

- 4 Dans le contexte de la démarche de consultation portant sur la stratégie relative aux tarifs  
 5 domestiques, le Distributeur propose de ne pas reconduire pour le présent dossier la  
 6 stratégie tarifaire appliquée dans les dossiers tarifaires précédents. Une hausse tarifaire  
 7 uniforme au 1<sup>er</sup> avril 2016 de chacune des composantes des tarifs domestiques (D, DM et  
 8 DT), neutre sur la structure et sur les clients, apparaît une avenue plus appropriée au  
 9 présent contexte, équilibrée et équitable pour la clientèle<sup>4</sup>. Ces tarifs domestiques au  
 10 1<sup>er</sup> avril 2016, incluant une hausse tarifaire de 1,9 % et tenant compte de l'orientation  
 11 proposée, sont présentés au tableau 2.

<sup>4</sup> Les clients aux tarifs domestiques situés au nord du 53<sup>e</sup> parallèle (excluant le réseau de Schefferville) consommant en 2<sup>e</sup> tranche, dont le nombre est par ailleurs relativement restreint, connaîtront une hausse plus élevée que la moyenne en raison de la hausse graduelle de 8 % du prix de la 2<sup>e</sup> tranche en sus de la hausse moyenne (voir la section 6.2).

**TABLEAU 2 :  
TARIFS DOMESTIQUES PROPOSÉS POUR 2016**

	Tarifs 2015	Tarifs 2016
<b>Tarifs D et DM</b>		
Redevance (¢/jour)	40,64	41,41
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,68	5,79
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,60	8,76
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,33
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,15	3,21
<b>Tarif DT</b>		
Redevance (¢/jour)	40,64	41,41
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,57	4,66
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	26,69	27,17
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,33
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,15	3,21

1 Quant à la stratégie relative aux tarifs généraux et industriel, la proposition du Distributeur  
 2 est en continuité avec celle de l'année dernière compte tenu, notamment, des consultations  
 3 prévues au printemps 2016. L'application de la hausse tarifaire pour ces tarifs se décline de  
 4 la façon suivante :

- 5 • gel de la redevance au tarif G ;
- 6 • hausse des primes de puissance inférieure à la hausse moyenne, mais progression  
 7 plus rapide au tarif G afin d'inciter les plus grands clients à migrer vers les tarifs G-9  
 8 et M ;
- 9 • hausse des crédits d'alimentation correspondant à la hausse moyenne des primes de  
 10 puissance des tarifs généraux et industriel ;
- 11 • hausse plus importante du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie au tarif G ;
- 12 • hausse du prix de l'énergie des deux tranches du tarif M du même ordre de grandeur  
 13 afin de préserver la dégressivité des prix.

14 Les tarifs G, M, LG et L au 1<sup>er</sup> avril 2016, incluant leur hausse tarifaire respective et tenant  
 15 compte des orientations proposées, sont présentés au tableau 3.

**TABLEAU 3 :  
TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL PROPOSÉS POUR 2016**

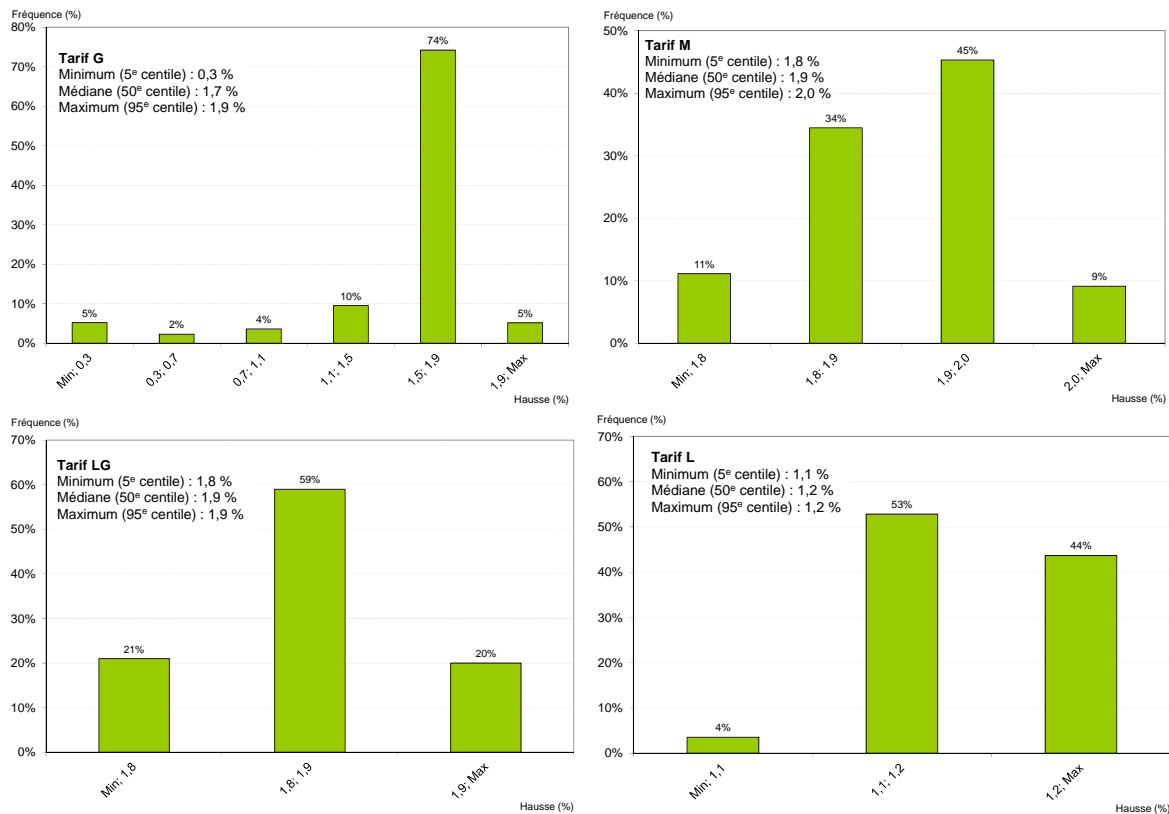
	Tarifs 2015	Tarifs 2016	Écart
<b>Tarif G</b>			
Redevance (\$/mois)	12,33	12,33	0,0%
Prime de puissance (\$/kW)	17,19	17,52	1,9%
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	9,65	9,83	1,9%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	6,13	6,67	8,8%
<b>Tarif M</b>			
Prime de puissance (\$/kW)	14,37	14,55	1,3%
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	4,87	4,99	2,5%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	3,63	3,71	2,2%
<b>Tarif LG</b>			
Prime de puissance (\$/kW)	13,05	13,20	1,1%
Prix de l'énergie (¢/kWh)	3,35	3,43	2,4%
<b>Tarif L</b>			
Prime de puissance (\$/kW)	12,87	12,96	0,7%
Prix de l'énergie (¢/kWh)	3,26	3,31	1,5%

- 1 La distribution des impacts de la hausse tarifaire proposée pour la clientèle aux tarifs  
 2 généraux et industriel est présentée à la figure 1<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Excluant l'impact pour quelques réseaux municipaux associé au mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG.



**FIGURE 1 :  
DISTRIBUTION DES IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE POUR LA CLIENTÈLE  
AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL**



- 1 Les impacts de la hausse proposée sur la facture mensuelle d'électricité de la clientèle
- 2 domestique sont présentés au tableau 4 et les impacts sur la facture mensuelle des
- 3 clientèles générale et industrielle sont présentés au tableau 5<sup>6</sup>. Des exemples de calcul de
- 4 facture pour des consommations types sont présentés aux tableaux A-2 à A-6 de l'annexe A.

<sup>6</sup> Excluant l'impact pour quelques réseaux municipaux associé au mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG.

**TABLEAU 4 :**  
**IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE**

	Consommation annuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
<b>Clients moyens</b>					
Moyenne des clients domestiques	17 802	117,95	120,19	2,23	1,9%
Moyenne des clients D	17 939	119,86	122,13	2,27	1,9%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	19 463	129,46	131,91	2,45	1,9%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 918	94,53	96,33	1,80	1,9%
Moyenne des clients DM	118 024	763,30	777,87	14,56	1,9%
Moyenne des clients DT	24 410	135,51	138,10	2,60	1,9%
<b>Cas types d'habitation chauffée à l'électricité</b>					
Client à la 1 <sup>re</sup> tranche seulement	10 950	64,19	65,43	1,24	1,9%
Logement 5 ½	11 590	72,61	74,00	1,39	1,9%
Résidence unifamiliale					
111 m <sup>2</sup> (1 195 pi <sup>2</sup> )	20 494	133,69	136,21	2,53	1,9%
158 m <sup>2</sup> (1 701 pi <sup>2</sup> )	26 484	175,62	178,93	3,31	1,9%
207 m <sup>2</sup> (2 228 pi <sup>2</sup> )	32 054	215,44	219,49	4,05	1,9%
390 m <sup>2</sup> (4 198 pi <sup>2</sup> )	48 062	330,16	336,35	6,19	1,9%
Client avec puissance facturée (100 kW)	411 700	3 147,35	3 206,07	58,72	1,9%
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	808,61	823,91	15,30	1,9%

**TABLEAU 5 :**  
**IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE DES CLIENTÈLES GÉNÉRALE ET INDUSTRIELLE**

	Consommation mensuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
<b>Clients moyens</b>					
Moyenne des clients G	3 110	315	321	6	1,9%
Moyenne des clients M	81 472	6 357	6 476	119	1,9%
Moyenne des clients LG	7 046 725	405 549	413 172	7 624	1,9%
Moyenne des clients L	16 444 438	813 028	822 881	9 854	1,2%

#### 4. MODIFICATIONS À L'OFFRE TARIFAIRE

1 Outre les quelques modifications proposées ci-dessous, l'offre tarifaire est reconduite cette  
2 année. Les modifications proposées pour le 1<sup>er</sup> avril 2016 font suite aux discussions qui ont  
3 eu cours depuis le dossier tarifaire R-3905-2014 avec l'Association des redistributeurs  
4 d'électricité (AREQ) et la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI). Quant  
5 à la modification proposée au tarif GD, elle fait suite à une mesure introduite le 1<sup>er</sup> avril 2015.  
6 Les échanges entre le Distributeur et les intervenants représentant la clientèle sur les enjeux  
7 qui les préoccupent pourront se poursuivre, au besoin, d'ici le prochain dossier tarifaire ainsi  
8 que dans le cadre des séances de travail.

##### 4.1. Essais d'équipements

9 Il est proposé d'étendre aux clients de moyenne puissance les modalités relatives aux essais  
10 d'équipements actuellement offertes aux clients de grande puissance. Ces modalités  
11 permettent aux clients d'effectuer un ou des essais d'équipements tout en limitant l'impact de  
12 l'excédent de puissance appelée sur leur facture.

13 Pour en bénéficier, le client de moyenne puissance devra aviser Hydro-Québec au moins  
14 10 jours ouvrables avant la période de consommation durant laquelle il souhaite procéder à  
15 des essais. Il devra soumettre, pour approbation écrite, le calendrier prévu des périodes de  
16 consommation durant lesquelles des essais pourraient être effectués, la nature des  
17 équipements ajoutés, les modifications ou les travaux d'optimisation effectués ainsi que la  
18 puissance des équipements mis à l'essai. La facturation de la puissance pendant la période  
19 de consommation visée sera basée sur la puissance maximale appelée des 12 périodes de  
20 consommation précédant la période d'essai. La consommation d'énergie enregistrée  
21 pendant la période d'essai, en excédent de la consommation de référence, sera facturée au  
22 prix de 10 ¢ le kilowattheure.

23 La FCEI s'est dite favorable à l'introduction de ces modalités pour les clients de moyenne  
24 puissance.

25 Par ailleurs, il est proposé d'abroger le rodage dans le cadre du programme expérimental de  
26 nouvelles technologies de chauffage compte tenu qu'aucun client ne s'en est prévalu et que  
27 les nouvelles technologies de chauffage pourront être mises à l'essai en vertu des modalités  
28 relatives aux essais d'équipements.

29 Le Distributeur propose également des modifications aux modalités applicables aux clients  
30 de grande puissance afin de les rendre plus attrayantes, mais également pour les arrimer à  
31 celles proposées à la moyenne puissance. La puissance associée aux essais d'équipements  
32 est actuellement facturée à un prix de 0,10 \$ le kilowatt multiplié par le nombre d'heures de  
33 la période d'essai, si l'essai est effectué en période d'été, et à 0,30 \$ le kilowatt multiplié par  
34 le nombre d'heures, s'il est effectué en période d'hiver. Compte tenu du prix élevé en hiver,  
35 les clients n'ont pas recours à ces modalités en période d'hiver. Le Distributeur propose ainsi  
36 d'appliquer le prix prévu pour la période d'été en tout temps et de l'exprimer dorénavant en  
37 cents par kilowattheure, soit 10 ¢ le kilowattheure. Toutefois, en contrepartie de l'application

1 d'un prix plus faible en hiver, une clause est introduite afin de permettre au Distributeur  
2 d'interdire la consommation en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du  
3 réseau.

#### 4.2. Tarif GD

4 Le tarif GD s'applique à l'abonnement annuel de moyenne puissance détenu par un  
5 producteur autonome. Certains producteurs autonomes optent plutôt pour le tarif G à titre de  
6 service de dépannage pour leur charge de base lorsque celle-ci est inférieure ou égale à  
7 50 kilowatts.

8 Dans sa décision D-2010-022, la Régie a approuvé le retrait de la facturation de la puissance  
9 apparente au tarif GD. Comme indiqué dans la preuve du Distributeur<sup>7</sup>, dans le cas d'un  
10 producteur autonome, le compteur peut enregistrer des appels de puissance apparente qui  
11 ne sont pas liés à la consommation des services auxiliaires mais plutôt à la production et, par  
12 conséquent, la lecture des kilovoltampères peut être anormalement élevée par rapport à la  
13 lecture des kilowatts de puissance réelle associés à la consommation du client.

14 Au 1<sup>er</sup> avril 2015, le Distributeur a étendu la facturation des kilovoltampères à tous les clients  
15 dont l'appel de puissance réelle est inférieur à 50 kilowatts, tout en maintenant l'exception au  
16 tarif GD. Cette mesure a eu un impact sur une quinzaine de producteurs autonomes au  
17 tarif G. Pour huit de ces clients, le tarif GD devient plus avantageux puisque, à ce tarif, la  
18 facturation de la puissance n'est basée que sur la puissance réelle. Toutefois, une puissance  
19 à facturer minimale de 50 kilowatts est appliquée au tarif GD. Cette limite a été fixée lors de  
20 l'introduction du tarif, en 1995, afin de diriger les producteurs ayant un appel de puissance de  
21 moins de 50 kilowatts vers le tarif le plus avantageux, qui était le tarif G jusqu'au  
22 1<sup>er</sup> avril 2015.

23 Il est proposé de ne plus appliquer la limite de 50 kilowatts à la puissance à facturer  
24 minimale au tarif GD afin d'assurer un traitement équitable pour les petits producteurs  
25 autonomes. Toutefois, en contrepartie, une facture minimale telle que l'on retrouve aux tarifs  
26 M et G-9 est ajoutée au tarif GD afin d'assurer qu'un minimum de coûts d'abonnement soit  
27 récupéré en l'absence de toute consommation sur une période de plus de 24 mois.

#### 4.3. Modalités applicables aux réseaux municipaux ayant des clients au tarif LG ou au tarif L

28 Le Distributeur a présenté au dossier R-3905-2014 une proposition de modification de  
29 l'article 5.21 quant au calcul du remboursement offert aux redistributeurs ayant des clients au  
30 tarif LG ou au tarif L<sup>8</sup>. Cette proposition visait à clarifier la portée de l'article 5.21 et à établir  
31 une limite d'application à la formule de remboursement pour les clients sur les réseaux des  
32 redistributeurs. Pour les clients de plus de 12 MW, le Distributeur proposait d'établir le

<sup>7</sup> Dossier R-3708-2009, pièce HQD-12, document 2, section 10.

<sup>8</sup> Dossier R-3905-2014, pièce HQD-14, document 2 (B-0049), page 15, section 3.5.

1 remboursement sur la base du coût réel des équipements nécessaires pour desservir la  
2 nouvelle charge, incluant un rendement correspondant à celui du Distributeur.

3 L'AREQ s'était opposée à cette proposition car, selon elle, ce seuil ne reflétait pas le fait que  
4 ses membres seraient en mesure d'alimenter sur leur réseau de distribution des clients dont  
5 la taille serait supérieure à 12 MW. Lors des audiences publiques, le Distributeur avait offert  
6 de retirer sa proposition et s'était engagé à rencontrer l'AREQ afin d'en discuter et d'analyser  
7 d'autres avenues.

8 Après discussions avec l'AREQ, le Distributeur propose de modifier la formule de  
9 remboursement afin d'assurer que lorsque la puissance maximale appelée est supérieure à  
10 12 MW, le montant du remboursement offert soit limité à celui offert pour une charge de  
11 12 MW, ce qui revient à réduire le taux de remboursement proportionnellement à la charge.  
12 Cette nouvelle proposition est moins contraignante pour les redistributeurs que celle  
13 proposée initialement.

14 Par ailleurs, elle garantit que le remboursement est davantage en lien avec les coûts de  
15 distribution qui n'augmentent pas proportionnellement au résultat de l'application de la  
16 formule actuelle. De plus, dans le cas où un client ne dépasserait le seuil que pour quelques  
17 périodes, la formule continuerait de s'appliquer de façon transparente et automatique.  
18 Finalement, elle présente un cadre plus précis pour les redistributeurs qui planifient une  
19 croissance de leurs clients actuels ou l'arrivée de nouveaux clients, ce qui évite des  
20 négociations sur le remboursement, lesquelles pourraient s'avérer complexes et déboucher  
21 sur une issue incertaine. Il est à noter que cette mesure n'a présentement aucun impact  
22 puisqu'il n'y a aucun client de plus de 12 MW alimenté par un redistributeur.

#### **4.4. Autres modifications**

23 Outre l'introduction des nouvelles modalités proposées aux sections 4.1 à 4.3, le Distributeur  
24 apporte certaines précisions à l'application des tarifs et des modifications visant à  
25 harmoniser la formulation des modalités actuelles. Les changements suivants sont  
26 également proposés :

- 27 • L'article 4.14 portant sur les activités d'hiver au tarif G-9 est abrogé puisque la  
28 transition vers le tarif régulier est terminée. L'application de ces modalités sera  
29 maintenue au tarif G (article 3.7 des Tarifs) tant que les clients auront intérêt à y  
30 demeurer.
- 31 • L'article 7.4 relatif aux modalités d'application des tarifs G, G-9, M ou MA pour les  
32 clients des réseaux autonomes, est modifié afin d'exclure de l'application du tarif  
33 dissuasif l'alimentation des conteneurs mortuaires. Ceux-ci sont équipés d'un groupe  
34 frigorifique et d'un chauffage électrique d'appoint afin de maintenir la température  
35 intérieure adéquate pour la préservation, la préparation des dépouilles ainsi que pour  
36 le recueillement. Pour répondre à un besoin exprimé par les communautés du  
37 Nunavik et, comme il n'existe pas de source d'énergie alternative pour ce type

1 d'installation, cette nouvelle exception est cohérente avec les exceptions déjà  
2 approuvées aux Tarifs.

3 L'ensemble des modifications proposées aux Tarifs ainsi que leur justification sont détaillées  
4 à la pièce HQD-14, document 4 pour la version française et à la pièce HQD-14, document 5  
5 pour la version anglaise<sup>9</sup>.

## 5. SUIVI DE LA RÉFLEXION SUR LA STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

6 Tel qu'il est mentionné précédemment, des séances de travail se sont tenues le 30 avril et le  
7 12 juin 2015 avec des membres du personnel technique de la Régie et les représentants des  
8 clientèles résidentielle et agricole ainsi que des groupes environnementaux afin de faire un  
9 bilan de la stratégie actuelle aux tarifs domestiques et d'élaborer une stratégie pour les  
10 années à venir.

11 D'entrée de jeu, le Distributeur a fait part qu'il ne défendait aucune stratégie tarifaire  
12 particulière et qu'il souhaitait plutôt favoriser les échanges sur les orientations tarifaires  
13 possibles pour les prochaines années. L'exercice a permis aux participants de mieux  
14 comprendre les enjeux tarifaires au secteur domestique. D'une part, le Distributeur a dressé  
15 un portrait de la clientèle, identifié les attentes des clients sur différents aspects de la  
16 tarification, présenté un balisage des pratiques tarifaires ailleurs en Amérique du Nord et  
17 proposé un cadre d'analyse pour le choix d'une stratégie tarifaire. D'autre part, un bilan de la  
18 stratégie actuelle au tarif D et au tarif DT a été présenté et, en lien avec les préoccupations  
19 soulevées et à la demande des intervenants, divers scénarios de structures tarifaires ont été  
20 analysés par le Distributeur pour en apprécier les impacts pour différents segments de la  
21 clientèle. Les participants ont fait part de leurs points de vue, de leurs analyses et de leurs  
22 propositions. Enfin, les commentaires du Distributeur sur différentes préoccupations  
23 soulevées ont fait l'objet d'échanges entre les participants.

24 À la demande des membres du personnel technique de la Régie et de certains intervenants,  
25 le Distributeur présente, dans les sections suivantes, ses constats et identifie les orientations  
26 sur lesquelles la Régie pourra se prononcer. Les orientations retenues constitueront la base  
27 de la proposition du Distributeur dans le dossier tarifaire 2017-2018.

### 5.1. Stratégie des dernières années

28 La stratégie tarifaire établie en 2006 avait pour objectif de donner un signal de prix favorisant  
29 une utilisation efficace de l'électricité. Plus spécifiquement, elle visait à :

- 30 • appliquer les ajustements tarifaires sur les composantes sur lesquelles les clients  
31 peuvent agir davantage ;
- 32 • geler le prix des composantes sur lesquelles les clients peuvent moins agir ;

---

<sup>9</sup> Les prix proposés pour les tarifs ne sont pas reflétés dans ces deux pièces. Ils seront modifiés, conformément à la grille produite à la pièce HQD-14, document 3, à la suite de la décision de la Régie dans le présent dossier.

- 1       • inciter les clients de plus de 50 kW à faire une gestion efficace de leurs appels de  
2       puissance ;
- 3       • éviter les chocs tarifaires, tout en atténuant l'impact pour les plus petits clients,  
4       notamment les ménages à faible revenu.

5       Ainsi, les modifications tarifaires ont été concentrées sur les prix de l'énergie, à raison d'une  
6       hausse deux fois plus importante en 2<sup>e</sup> tranche qu'en première, et sur le prix de la prime de  
7       puissance en été, la prime de puissance en hiver et la redevance ayant été gelées.

8       Il appert que sur le plan de l'équité, de l'efficacité, de la simplicité et de la stabilité,  
9       l'application depuis 2006 de cette stratégie a permis d'atteindre globalement les objectifs  
10      fixés et de répondre aux attentes de la clientèle résidentielle et de plusieurs acteurs.  
11      Toutefois, le bilan montre que la poursuite de cette stratégie, sans changement, pourrait  
12      affecter de façon plus importante une partie de la clientèle.

13      En effet, cette stratégie produit des impacts tarifaires importants pour les plus grands  
14      consommateurs, en particulier pour les clients de plus de 50 kW. Ces derniers, qui  
15      regroupent notamment les usages en commun d'immeubles à logements et les plus grandes  
16      exploitations agricoles, ont une consommation annuelle moyenne de l'ordre de 225 000 kWh.  
17      Ces clients connaissent, depuis 2006, des hausses tarifaires bien supérieures à la moyenne  
18      et paient une part relative plus grande des coûts de la catégorie domestique. Cette situation  
19      s'explique par le fait qu'ils ont une proportion plus importante de leur consommation en  
20      2<sup>e</sup> tranche et qu'ils assument également des primes de puissance, dont celle d'été qui est  
21      soumise à un rattrapage. Le Distributeur considère que la révision de la stratégie tarifaire  
22      pourrait être l'occasion d'offrir à cette clientèle une approche tarifaire mieux adaptée.

23      À cet égard, un tarif domestique distinct à l'intention de la clientèle de plus de 50 kW  
24      (tarif D2) pourrait être une approche intéressante à examiner. Cette approche permettrait, à  
25      la lumière de ce qui se fait aux tarifs généraux, d'envisager une stratégie tarifaire adaptée à  
26      leur niveau de consommation tout en assurant un meilleur reflet du coût de service. En outre,  
27      elle aurait l'avantage d'offrir plus de liberté d'action dans l'élaboration de la stratégie tarifaire  
28      pour la clientèle facturée seulement en énergie. Par exemple, une stratégie proposant une  
29      hausse plus élevée du prix de la 2<sup>e</sup> tranche aux tarifs D et DM qu'à celui de la première  
30      pourrait alors continuer d'être appliquée sans produire d'impacts indus.

## 5.2. Réponse aux attentes de la clientèle

31      Avec la révision de la stratégie tarifaire, la tentation semble grande de vouloir complexifier  
32      les structures tarifaires afin d'atteindre simultanément plusieurs objectifs. En effet, les  
33      scénarios soumis par les intervenants aux fins d'analyse ont démontré une telle tendance.  
34      En fixant les structures tarifaires, il importe toutefois de ne pas perdre de vue la nécessité de  
35      concevoir des tarifs acceptables et compréhensibles par la clientèle. Il faut rappeler que la  
36      clientèle s'est dite plus favorable à la stabilité des prix, la simplicité et l'encouragement à la  
37      réduction de la consommation.

1 Par ailleurs, les tarifs de base offerts à l'ensemble de la clientèle ne constituent pas l'outil  
2 tarifaire adéquat pour, par exemple, transmettre un signal de prix en temps réel dans le but  
3 d'adresser des problématiques de fine pointe. En effet, outre les impacts tarifaires qu'elle  
4 occasionnerait inévitablement, l'introduction d'une tarification différenciée dans le temps  
5 (TDT) obligatoire pour l'ensemble de la clientèle domestique représenterait des  
6 bouleversements importants et nécessiterait beaucoup d'adaptations alors que peu de  
7 clients voudraient ou seraient en mesure de réagir au signal de prix. Il faut rappeler que le  
8 taux de participation à une TDT optionnelle se situe généralement autour de 3 à 4 %. Il est  
9 également à noter que ce type de tarification fait inévitablement des gagnants malgré  
10 l'absence d'efforts et des perdants malgré leurs efforts en réaction au signal de prix.

11 En comparaison, les programmes commerciaux sont mieux adaptés pour cibler et inciter, sur  
12 une base volontaire, les clients les plus aptes à contribuer au succès des mesures de  
13 gestion de la demande en période de pointe. De plus, ils sont généralement mieux acceptés  
14 par leur approche plus directe qui récompense le client pour ses gestes.

### **5.3. Composantes fixes sur lesquelles les clients ne peuvent pas agir**

15 La redevance d'abonnement est une composante fixe des tarifs domestiques sur laquelle le  
16 client n'a aucune emprise. Elle vise principalement à couvrir un minimum de coûts fixes  
17 d'abonnement en l'absence de consommation ou en présence d'une très faible  
18 consommation. Elle incite aussi les clients à mettre fin à leurs abonnements quand il n'y a  
19 plus de consommation et, conséquemment, évite au Distributeur d'avoir à maintenir en  
20 opération des actifs inutilisés.

21 Une autre manière d'atteindre cet objectif consiste à appliquer une facture minimale qui  
22 prend effet uniquement lorsque la consommation du client n'atteint pas un certain nombre de  
23 kilowattheures pendant sa période de consommation. Le Distributeur estime que  
24 l'introduction d'une facture minimale aux tarifs domestiques mérite d'être explorée. Elle  
25 permettrait de mettre plus d'emphase sur les composantes sur lesquelles les clients peuvent  
26 agir, notamment les prix de l'énergie. Elle permettrait également de récupérer davantage de  
27 coûts fixes auprès des très petits consommateurs ou de ceux qui ne consomment pas  
28 régulièrement, par exemple, les propriétaires de résidences secondaires et les  
29 autoproducteurs, tout en épargnant les petits consommateurs qui consomment suffisamment  
30 pour ne pas être affectés par la facture minimale.

### **5.4. Progression du signal de prix**

31 Le Distributeur note que l'amélioration du signal de prix tout en atténuant les impacts pour  
32 les petits clients, notamment les ménages à faible revenu, est une préoccupation que  
33 partage bon nombre d'intervenants. Cet objectif peut toutefois être atteint de différentes  
34 façons.

35 Certains intervenants proposent d'introduire une 3<sup>e</sup> tranche d'énergie à un prix plus élevé  
36 afin de transmettre, particulièrement aux plus grands consommateurs, un signal de prix plus



1 fort, tout en protégeant les ménages à faible revenu. D'autres préconisent son utilisation  
2 comme mesure de redistribution afin de réduire la facture des ménages à faible revenu ou à  
3 revenu modeste qui consomment peu.

4 Quelle que soit la finalité recherchée, une 3<sup>e</sup> tranche ne permettrait pas d'atteindre  
5 efficacement ni l'un, ni l'autre de ces objectifs. D'une part, le seuil d'application d'une  
6 3<sup>e</sup> tranche serait arbitraire, car qu'il soit au-delà ou en-deçà de 30 kWh par jour, il ne peut  
7 être associé à aucun usage précis. D'autre part, une 3<sup>e</sup> tranche se traduirait par des impacts  
8 tarifaires importants pour les clients résidentiels chauffés à l'électricité, discriminant  
9 davantage ceux qui ont des besoins de chauffage accrus en raison, notamment, de leur  
10 localisation géographique. Par ailleurs, la grande variété (absolue et saisonnière) des profils  
11 de consommation ne garantit pas un ciblage adéquat de la clientèle visée.

12 Une structure à deux tranches d'énergie pour les tarifs D et DM a l'avantage d'être plus  
13 simple et compréhensible tout en permettant de moduler l'application des hausses tarifaires  
14 sur la consommation à la marge sur laquelle les clients peuvent agir davantage. À cet égard,  
15 le balisage montre que la plupart des distributeurs appliquent des tarifs à une ou deux  
16 tranches.

#### 5.5. Seuil de la 1<sup>re</sup> tranche

17 Le Distributeur partage l'avis de plusieurs intervenants selon lequel une 1<sup>re</sup> tranche de  
18 consommation à un prix plus faible contribue à alléger la facture d'électricité des ménages à  
19 faible revenu et répond en partie aux préoccupations gouvernementales de tenir compte de  
20 la capacité de payer des ménages. Compte tenu de la diversité des profils de consommation,  
21 il est toutefois important de rappeler que cette 1<sup>re</sup> tranche ne peut pas cibler parfaitement les  
22 besoins autres que le chauffage propres à chacun des clients, et ce, peu importe la méthode  
23 utilisée pour la fixer. Tout exercice ayant pour objectif de définir empiriquement une  
24 consommation associée aux usages autres que le chauffage est subjectif.

25 Le Distributeur est d'avis que le seuil actuel de la 1<sup>re</sup> tranche est toujours adéquat pour  
26 couvrir les usages autres que le chauffage puisqu'il correspond à la consommation unitaire  
27 annuelle moyenne excluant le chauffage des locaux. Toutefois, il pourrait explorer la  
28 possibilité d'augmenter le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche pour y capter une partie de la consommation  
29 associée au chauffage ou, comme mentionné par certains intervenants, pour y inclure le  
30 « chauffage de base ». Cette mesure permettrait d'augmenter davantage le prix de la  
31 2<sup>e</sup> tranche et ainsi atteindre plus rapidement le signal de prix marginal de long terme sans  
32 toucher plus significativement les abonnements pour les usages en commun et les grandes  
33 exploitations agricoles dans la mesure où un éventuel tarif D2 serait introduit à leur intention.

#### 5.6. Soutien aux ménages à faible revenu

34 Plusieurs intervenants ont proposé des structures saisonnières à deux ou trois tranches de  
35 consommation à des prix différents afin de mieux protéger les ménages à faible revenu.

1 D'abord, le Distributeur aimerait souligner que l'actuelle structure à deux tranches comporte  
2 déjà un caractère saisonnier puisque la 1<sup>re</sup> tranche de 30 kWh/jour couvre les usages autres  
3 que le chauffage des locaux qui surviennent toute l'année alors que le chauffage électrique  
4 en hiver est davantage facturé en 2<sup>e</sup> tranche. Compte tenu de la diversité de la clientèle, tout  
5 changement saisonnier de la structure (seuils et/ou prix) produirait une grande dispersion  
6 des impacts. Considérant l'objectif visé, ce résultat met en doute la plus-value de cette  
7 proposition. De plus, une telle structure complexifierait grandement les tarifs et leur  
8 application, notamment lors des changements de saison.

9 Si l'objectif est de réduire la facture des ménages à faible revenu, d'autres avenues devraient  
10 plutôt être envisagées. Une augmentation du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche, par exemple, serait une  
11 façon moins complexe d'aider cette clientèle en atténuant les impacts tarifaires.

12 Enfin, le Distributeur est toujours d'avis que la prise en compte de la capacité de payer des  
13 clients à même les tarifs d'électricité demeure une avenue peu ciblée, difficile d'application et  
14 inefficace. Les ententes de paiement et les mesures d'efficacité énergétique permettent de  
15 rejoindre plus directement les clients.

### **5.7. Tarif pour les exploitations agricoles**

16 L'UPA a proposé d'introduire un tarif agricole à une seule tranche d'énergie.

17 Une grande part des abonnements de la clientèle agricole couvre à la fois des usages  
18 résidentiels et agricoles. La consommation des exploitations agricoles est très variable. En  
19 effet, les clients agricoles se retrouvent dans toutes les strates de consommation, avec 30 %  
20 des clients qui consomment annuellement moins de 10 000 kWh et 22 % des clients qui  
21 consomment plus de 50 000 kWh. En cela, cette clientèle ne forme pas un groupe spécifique  
22 et homogène, mais s'apparente plutôt à la catégorie résidentielle. Ainsi, la clientèle agricole  
23 dans son ensemble ne présente pas des caractéristiques différentes, en ce qui a trait à la  
24 consommation et aux coûts, de celles de la clientèle résidentielle qui pourraient justifier  
25 l'introduction d'une tarification spécifique ou un prix plus faible de l'électricité.

26 Par contre, au même titre que les grandes résidences et les usages en commun des  
27 immeubles à logements, les grandes exploitations agricoles, qui ont des appels de puissance  
28 de plus de 50 kW et qui subissent des impacts importants avec la stratégie tarifaire actuelle,  
29 pourraient bénéficier d'une approche tarifaire mieux adaptée à leurs caractéristiques de  
30 consommation. Un tarif distinct applicable aux grands consommateurs résidentiels et  
31 agricoles (tarif D2) pourrait, par exemple, convenir davantage à cette clientèle.

### **5.8. Biénergie résidentielle et tarif DT**

32 En ce qui concerne la révision de la stratégie tarifaire au tarif DT, les défis sont importants.  
33 En effet, après avoir connu une période de relative stabilité entre 2008 et 2013, le parc  
34 biénergie est en décroissance comme en fait foi la perte de 4 219 abonnements en 2014,  
35 soit une diminution de plus de 3 % du nombre de clients. Cette préoccupation à l'égard de la  
36 pérennité du parc biénergie n'est pas nouvelle. En suivi de la décision D-2011-028, la Régie

1 avait d'ailleurs demandé que soit organisée une séance d'information sur la biénergie et le  
2 tarif DT. Celle-ci a eu lieu en 2011 et elle avait pour objectif, entre autres, d'élaborer des  
3 actions pour contrer l'effritement de ce marché.

4 Le contexte d'aujourd'hui est de moins en moins favorable à la biénergie résidentielle. D'une  
5 part, le parc biénergie est composé d'une proportion de plus en plus importante de systèmes  
6 de chauffage biénergie arrivés au terme de leur vie utile, ce qui accentue la pression à la  
7 hausse sur le nombre d'abandons du tarif DT. D'autre part, le nombre de ménages qui  
8 utilisent le mazout pour le chauffage des locaux est en continuelle diminution, passant  
9 de 6 % à 4 % du marché entre 2010 et 2014, ce qui réduit le bassin de nouveaux clients  
10 potentiels au tarif DT. Parmi ces derniers, peu de ménages optent pour la biénergie  
11 (environ 10 %) au moment de la conversion de leur système de chauffage. De plus, le  
12 mazout n'a plus la cote dans le marché de la nouvelle construction et les programmes de  
13 conversion à l'électricité et au gaz favorisent une accélération de l'effritement du nombre de  
14 ménages utilisant le mazout. Finalement, les clients au tarif DT ont fait face à deux hivers  
15 consécutifs (2013-2014 et 2014-2015) plus froids que la normale qui se sont traduits par des  
16 économies moins importantes pour ces derniers par rapport au tarif D et même, dans  
17 certains cas, par des pertes.

18 Face à ce constat d'une tendance persistante et naturelle à l'érosion du parc biénergie, les  
19 mesures commerciales relatives à la promotion de la biénergie au tarif DT<sup>10</sup> doivent viser  
20 essentiellement à inciter les clients à retarder le plus possible l'abandon du tarif DT. Le  
21 Distributeur entend ainsi conserver son approche et poursuivre ses efforts promotionnels de  
22 la biénergie et du tarif DT, mis en œuvre depuis quelques années afin de ralentir l'effritement  
23 du parc biénergie, auprès des clients actuels et potentiels. Il compte également sensibiliser  
24 les clients au tarif DT sur les moyens auxquels ils peuvent recourir pour profiter pleinement  
25 de leur tarif et intervenir auprès des clients ayant une consommation en pointe  
26 particulièrement élevée pour s'assurer qu'ils ont le bon tarif.

27 Outre les mesures commerciales, des avenues tarifaires pourraient également être  
28 envisagées pour retarder le plus possible l'érosion du parc biénergie. Puisque le Distributeur  
29 dispose d'une marge de manœuvre reliée à la rentabilité du tarif, celle-ci pourrait être utilisée  
30 pour accroître davantage l'économie du client. De plus, l'impact des aléas climatiques sur la  
31 facture des clients devrait être pris en compte dans l'élaboration de la nouvelle stratégie  
32 tarifaire pour le tarif DT pour éviter que les économies plus faibles réalisées lors d'une année  
33 froide ne deviennent un facteur déterminant d'abandon de la biénergie.

34 Le contexte de fragilité du parc biénergie invite à la plus grande prudence quant aux choix  
35 des modifications à apporter à la structure du tarif DT. Par exemple, une modification visant  
36 à réduire l'économie réalisée hors pointe en été, telle l'introduction d'une 2<sup>e</sup> tranche à prix  
37 plus élevé, pourrait générer de l'incertitude quant à l'avantage net associé au tarif DT et  
38 pourrait ainsi accélérer son abandon et ce, même si elle est combinée à une modification  
39 visant à augmenter l'économie en pointe.

---

<sup>10</sup> Pièce HQD-10, document 1, section 3.2 relative à la promotion de la biénergie au tarif DT.

1 Enfin, le Distributeur propose d'attendre qu'une stratégie soit adoptée au tarif D avant de  
2 modifier le tarif DT qui est actuellement calibré pour être neutre par rapport au tarif D.

### 5.9. Conclusion sur la stratégie relative aux tarifs domestiques

3 À la lumière des travaux réalisés en séances de travail, aux commentaires des intervenants  
4 et aux constats du Distributeur, ce dernier est d'avis que la Régie et les intervenants  
5 disposent de suffisamment d'information pour être en mesure de débattre des orientations  
6 proposées par le Distributeur.

7 D'entrée de jeu, le Distributeur rappelle l'importance de préserver des structures tarifaires  
8 simples, faciles de compréhension pour la clientèle et équitables. Pour éviter les chocs  
9 tarifaires chez la clientèle, toute réforme doit être appliquée de façon graduelle. Aussi, les  
10 pistes d'amélioration aux structures tarifaires à être adoptées ultérieurement ne nécessitent  
11 pas de bouleverser les tarifs actuels pour répondre aux diverses préoccupations soulevées.

12 Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en  
13 remplacement de la redevance, un seuil de la 1<sup>re</sup> tranche plus élevé pour capter la notion de  
14 chauffage de base, la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs (tarif D2),  
15 tout en maintenant la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie pour améliorer  
16 le signal de prix à la marge, et le recours à des programmes de gestion de la consommation  
17 plutôt qu'à l'introduction d'une TDT.

18 Pour les raisons énoncées précédemment, certaines pistes analysées ne sont pas retenues  
19 par le Distributeur : tarif distinct pour les clients MFR ou pour les clients agricoles,  
20 introduction d'une 3<sup>e</sup> tranche d'énergie et introduction de seuils et de prix variables en  
21 fonction des saisons.

22 Le Distributeur considère que ces orientations rejoignent en grande partie celles des  
23 intervenants. Ainsi, il demande à la Régie de confirmer les orientations qui lui serviront  
24 d'assise à la proposition qui sera déposée dans le dossier tarifaire 2017-2018.

## 6. SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

### 6.1. Mesures visant les exploitations agricoles

25 Dans sa décision D-2013-174<sup>11</sup>, la Régie approuvait la proposition du Distributeur d'étendre  
26 le tarif DT aux exploitations agricoles et d'offrir l'option d'électricité additionnelle pour  
27 l'éclairage de photosynthèse. Ces mesures, qui faisaient partie d'une série d'initiatives du  
28 gouvernement dans le cadre de sa Politique de souveraineté alimentaire dévoilée le  
29 16 mai 2013, visaient à appuyer le développement du secteur serricole en réduisant leurs  
30 coûts énergétiques et en améliorant leur compétitivité, tout en contribuant au développement  
31 durable.

---

<sup>11</sup> Décision D-2013-174, paragraphe 79.

1 Pour le Distributeur, ces mesures, qui visaient un secteur d'activité ciblé par le  
2 gouvernement, se voulaient structurantes en permettant d'accroître les ventes d'électricité  
3 tout en répondant aux besoins de gestion du réseau, et ce, à l'avantage de l'ensemble de la  
4 clientèle.

5 Pour sa part, le Syndicat des producteurs en serre du Québec mentionnait qu'une tarification  
6 de l'électricité adaptée favoriserait le développement durable de ce secteur, entre autres, par  
7 la production, à l'année, grâce à l'éclairage de photosynthèse et à l'accès à une alternative  
8 au chauffage à partir des énergies fossiles. Dans son Plan sectoriel, la croissance prévue de  
9 la consommation électrique attribuable à la mise en place de ces mesures s'élevait à environ  
10 250 GWh d'ici 2018.

11 Dans sa décision D-2013-174<sup>12</sup>, la Régie demandait au Distributeur de faire un suivi du  
12 tarif DT afin de s'assurer que l'offre tarifaire proposée aux exploitations agricoles demeure  
13 équilibrée et bien adaptée à leurs besoins. Elle demandait également au Distributeur de  
14 dresser un bilan des caractéristiques des exploitations agricoles qui se seront prévaluées de  
15 l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse.

16 Avec l'adhésion de clients agricoles en 2014 au tarif DT et à l'option d'électricité additionnelle  
17 pour l'éclairage de photosynthèse, le Distributeur est maintenant en mesure de faire un suivi  
18 de la consommation et de l'impact de ces mesures sur ses revenus. Le Distributeur a  
19 également réalisé un sondage auprès de ces clients pour prendre la mesure de leur  
20 satisfaction à l'égard de leur tarif et recueillir des informations sur l'utilisation de l'électricité  
21 pour le chauffage des locaux et pour l'éclairage de photosynthèse avant et après leur  
22 adhésion à ces tarifs.

### **6.1.1. Tarif DT**

23 Dans sa décision D-2013-174, la Régie demandait au Distributeur de faire un suivi du profil  
24 de consommation des exploitations agricoles, de présenter une analyse montrant comment  
25 ces nouveaux clients affectent la rentabilité du tarif et, selon les résultats de cette analyse,  
26 de proposer des modifications aux conditions d'admissibilité au tarif DT afin d'améliorer  
27 l'offre tarifaire.

28 Tel qu'il a été mentionné dans le dossier R-3905-2014<sup>13</sup>, deux serres maraîchères, dont la  
29 capacité du ou des systèmes biénergie totalise environ 250 kW dans chacun des cas, ont  
30 souscrit au tarif DT. Il n'y a pas eu de nouveaux clients depuis.

31 Pour la 1<sup>re</sup> année d'adhésion, le Distributeur constate au total une augmentation de la  
32 consommation d'électricité de moins de 10 %, une économie annuelle moyenne sur la  
33 facture d'électricité de près de 40 % par rapport au tarif D et un prix unitaire d'environ 50 %  
34 plus avantageux par rapport à un prix du mazout de 85 ¢/litre. Par ailleurs, l'ajout de deux  
35 clients agricoles au parc biénergie existant n'affecte pas la rentabilité du tarif DT.

---

<sup>12</sup> Décision D-2013-174, paragraphes 80 et 134.

<sup>13</sup> Dossier R-3905-2014, pièce HQD-14, document 2 (B-0049), section 4.1.1.

1 Bien qu'il se dise satisfait du tarif, le client ayant répondu au sondage relativement au  
2 tarif DT juge la prime de puissance pénalisante. Il faut rappeler que la prime de puissance  
3 vise à récupérer mensuellement les coûts annuels assumés pour répondre à la demande  
4 maximale du client peu importe sa durée et qu'il est donc approprié d'appliquer la même  
5 prime de puissance hivernale aux clients biénergie, qui s'effacent en pointe, qu'aux autres  
6 clients qui contribuent à la pointe du réseau. Il importe de donner le même signal de prix en  
7 puissance aux clients de plus de 50 kW au tarif DT et au tarif D afin de les inciter à gérer  
8 leurs appels de puissance tout au long de l'année. Puisqu'ils ne sont pas tous facturés en  
9 puissance, mais que tous évitent des coûts au Distributeur par leur effacement en pointe,  
10 c'est par le calibrage des prix de l'énergie que le Distributeur transfère, aux clients du  
11 tarif DT, les économies associées aux coûts évités totaux (énergie et puissance).  
12 L'application d'une prime de puissance plus faible aux clients DT facturés en puissance  
13 reviendrait à les compenser deux fois pour leur effacement en pointe.

14 En ce qui concerne les conditions d'admissibilité, le Distributeur ne dispose d'aucune  
15 information lui permettant de conclure que le critère de 50 % de la puissance installée  
16 représente un obstacle à l'adhésion. Le Distributeur va continuer de suivre l'adhésion et  
17 d'observer l'impact de cette clientèle pour les années à venir.

#### **6.1.2. Électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse**

18 Au 1<sup>er</sup> juillet 2015, neuf abonnements sont facturés à l'option d'électricité additionnelle pour  
19 l'éclairage de photosynthèse et, pour sept d'entre eux, il s'agit de serres maraîchères. Six de  
20 ces abonnements ont une consommation de base facturée au tarif M alors que pour trois  
21 d'entre eux, elle est facturée au tarif D. Les puissances de référence varient entre 35 et  
22 425 kW.

23 Durant l'hiver 2014-2015, les périodes de restriction ont totalisé 33 heures. Tous les  
24 abonnements ont eu à s'interrompre pendant les sept périodes de restriction, d'une durée de  
25 4 à 5 heures chacune. Sept serres ont enregistré une consommation relativement faible  
26 (moins de 1 %) au-delà de leur référence en périodes de restriction.

27 Les données de facturation sur une période de 12 mois se terminant au 31 mars 2015<sup>14</sup>,  
28 montrent que la facture d'électricité pour la consommation facturée à l'option et celle de  
29 référence facturée au tarif régulier représente, pour les serriculteurs, une économie de l'ordre  
30 de 40 % par rapport à une facturation de toute la consommation au tarif régulier. Cette  
31 économie se traduit par un manque à gagner pour le Distributeur. Ce manque à gagner, en  
32 partie compensé par une croissance de la consommation d'environ 12 % facturée au prix de  
33 l'électricité additionnelle, s'élève à près de 1 M\$.

34 L'ensemble des serriculteurs ont été sondés pour les activités des neuf serres à l'option  
35 d'électricité additionnelle. Ils se sont tous dits satisfaits ou moyennement satisfaits de  
36 l'option, bien que certains considèrent le prix de l'électricité encore trop élevé et le délai de

---

<sup>14</sup> Pour un abonnement ayant adhéré à l'option à l'été 2014, l'analyse porte sur 9 mois.

1 préavis trop court. Un serriculteur considère également que les périodes de restriction sont  
2 trop fréquentes.

3 Le Distributeur a fait part de ces constats à l'UPA et l'a informée que tant que la croissance  
4 de la consommation n'est pas suffisante pour assurer la rentabilité de l'option, il est  
5 prématuré d'en élargir le domaine d'admissibilité, d'autant plus que de plus petits  
6 consommateurs seraient moins enclins à gérer leur consommation en période de restriction.

## 6.2. Tarification au nord du 53<sup>e</sup> parallèle

7 Dans sa décision D-2012-024, la Régie demandait au Distributeur de présenter une mise à  
8 jour de la tarification dissuasive en réseaux autonomes dans le dossier tarifaire 2014-2015.  
9 Ainsi, dans le dossier R-3854-2013, il a été proposé d'accentuer graduellement le signal de  
10 prix de la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D (au rythme de 8 % par année en sus de la hausse tarifaire  
11 moyenne) pour refléter à terme le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle  
12 (excluant le réseau de Schefferville) et dans le but de réduire la consommation en  
13 2<sup>e</sup> tranche, notamment le chauffage électrique d'appoint. L'impact de cette mesure est  
14 atténué par le fait que la consommation d'électricité en 2<sup>e</sup> tranche demeure très limitée dans  
15 les réseaux au nord du 53<sup>e</sup> parallèle.

16 La Régie a accepté la proposition du Distributeur et, à la suite des demandes des  
17 représentants de la clientèle au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, en a également accepté le report afin  
18 de permettre, en collaboration avec toutes les parties concernées, la mise en œuvre de  
19 mesures pour réduire la consommation en 2<sup>e</sup> tranche et l'impact sur la facture d'électricité de  
20 la clientèle.

21 Une étude et des audits énergétiques ont été réalisés à l'automne 2014 en collaboration  
22 avec les représentants des organismes concernés, pour mieux comprendre la consommation  
23 d'électricité au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, notamment celle facturée en 2<sup>e</sup> tranche aux tarifs  
24 domestiques<sup>15</sup>. Les résultats ont démontré que les clients qui consomment davantage en  
25 2<sup>e</sup> tranche ont recours, dans une proportion plus importante, au chauffage électrique  
26 d'appoint. Outre le fait que la source principale de chauffage des locaux et de l'eau n'est pas  
27 l'électricité, le niveau de consommation n'est pas différent de celui du reste de la clientèle au  
28 Québec.

29 Dans la décision D-2015-013, la Régie demandait au Distributeur de quantifier l'ampleur du  
30 chauffage d'appoint dans les réseaux autonomes. Le Distributeur évalue qu'environ 8 % des  
31 besoins en énergie de 87 GWh dans l'ensemble des réseaux du Nunavik en 2014 sont  
32 attribuables au chauffage électrique d'appoint. Certains réseaux se démarquent toutefois  
33 avec une part de chauffage supérieure à 10 % des besoins totaux en énergie, soit Akulivik  
34 (10 %), Inukjuak (12 %), Kuujuarapik (14 %) et Puvirnituk (13 %)<sup>16</sup>.

---

<sup>15</sup> Voir également la pièce HQD-10, document 1, section 3.4 relative au Nunavik.

<sup>16</sup> L'estimation du chauffage d'appoint est déterminée à partir des modèles de prévision de la demande des réseaux autonomes utilisant les données de facturation et les données des besoins en énergie.

1 Compte tenu qu'un plan d'action est en cours d'élaboration et que des mesures seront  
2 déployées, dès l'automne 2015, en collaboration avec l'Administration régionale Kativik, la  
3 Société Makivik et la Société d'habitation du Québec / Office municipal d'habitation Kativik, il  
4 est proposé de mettre en application à compter du 1<sup>er</sup> avril 2016 l'augmentation graduelle du  
5 prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie des tarifs domestiques au nord du 53<sup>e</sup> parallèle (excluant le  
6 réseau de Schefferville). Ainsi, en appui aux mesures déployées, un signal de prix plus  
7 accentué sera offert pour ceux qui utilisent l'électricité alors qu'il existe une source d'énergie  
8 alternative moins coûteuse. Bien que ces mesures ne permettent pas d'éliminer entièrement  
9 la consommation en 2<sup>e</sup> tranche, elles offriront à la clientèle des moyens de la réduire.

### 6.3. Tarif de développement économique

10 Dans sa décision D-2015-018<sup>17</sup>, la Régie demandait au Distributeur « (...) de présenter, dans  
11 le cadre de ses dossiers tarifaires, un suivi annuel du tarif de développement économique »,  
12 incluant les volumes d'énergie offerts à ce tarif et une mise à jour de la simulation de  
13 rentabilité du tarif. Jusqu'à présent, trois demandes ont été soumises au Distributeur et sont  
14 en cours d'évaluation.

15 Le tableau 6 présente la simulation de la neutralité du tarif de développement économique.  
16 Outre le coût à la marge qui est évalué sur la base des coûts évités de l'énergie et de la  
17 puissance du présent dossier<sup>18</sup>, les hypothèses ainsi que la méthodologie explicitée lors du  
18 dossier tarifaire R-3905-2014 sont reconduites<sup>19</sup>.

**TABLEAU 6 :  
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ (¢/KWH)**

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,2	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,3	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,3	0,2	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2018	TDE	3,0	0,3	0,2	3,6	0,2	3,8	0,2	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,1	0,5	1,3	4,9	0,2	5,1	(1,0)	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,1	0,6	1,4	5,1	0,2	5,3	(1,2)	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE + transition	3,2	0,6	1,4	5,2	0,2	5,4	(1,0)	4,4	-15,0%	5,1
2022	TDE + transition	3,2	0,8	1,4	5,5	0,2	5,7	(1,0)	4,7	-10,0%	5,2
2023	TDE + transition	3,3	1,0	1,4	5,7	0,2	5,9	(1,0)	5,0	-5,0%	5,2
Annuité 5,651%		<b>3,0</b>	<b>0,5</b>	<b>0,8</b>	<b>4,3</b>	<b>0,2</b>	<b>4,5</b>	<b>(0,3)</b>	<b>4,2</b>	<b>-17,2%</b>	<b>5,0</b>

19 L'analyse de rentabilité actuelle ainsi que celle du dossier tarifaire 2015-2016<sup>20</sup> montrent que  
20 le coût à la marge du Distributeur correspond sensiblement au tarif de développement

<sup>17</sup> Décision D-2015-018, paragraphes 1044 et 1045.

<sup>18</sup> Pièce HQD-4, document 4.

<sup>19</sup> Dossier R-3905-2014, pièce HQD-15, document 1.4 (B-0107), réponse à la question 6.1, pages 11 et 12.

<sup>20</sup> Idem.



1 économique pour un client au tarif L. Par ailleurs, le statu quo concernant la disponibilité de  
2 l'électricité patrimoniale contribue au maintien de la rentabilité du tarif.

#### **6.4. Suivi des rencontres avec l'Association des redistributeurs d'électricité du Québec concernant les options d'électricité interruptible**

3 Dans sa décision D-2014-156, la Régie demandait au Distributeur d'assurer un suivi de l'état  
4 des discussions avec l'AREQ quant à la possibilité de participation de ses membres aux  
5 options d'électricité interruptible.

6 Les trois rencontres avec l'AREQ ont permis au Distributeur de présenter les options  
7 d'électricité interruptible et leurs modalités d'application et d'évaluer avec l'AREQ le potentiel  
8 des redistributeurs à s'interrompre. Cette évaluation a confirmé qu'il n'existe pas de potentiel  
9 d'effacement chez les membres de l'AREQ au-delà de l'effacement actuel qu'ils effectuent  
10 aux fins de la gestion de la pointe de leur réseau. Les génératrices disponibles chez leurs  
11 clients sont déjà utilisées pour gérer leur pointe et, de ce fait, ne peuvent être également  
12 utilisées dans le cadre des options d'électricité interruptible.

13 Cependant, un des réseaux pourrait fournir ponctuellement de la puissance au Distributeur, à  
14 la fine pointe, sans toutefois fixer ses heures de disponibilité et sa puissance à l'avance. Le  
15 Distributeur pourrait donc faire appel à ce client dans le cadre d'une demande exceptionnelle  
16 de réduction de la consommation d'électricité.

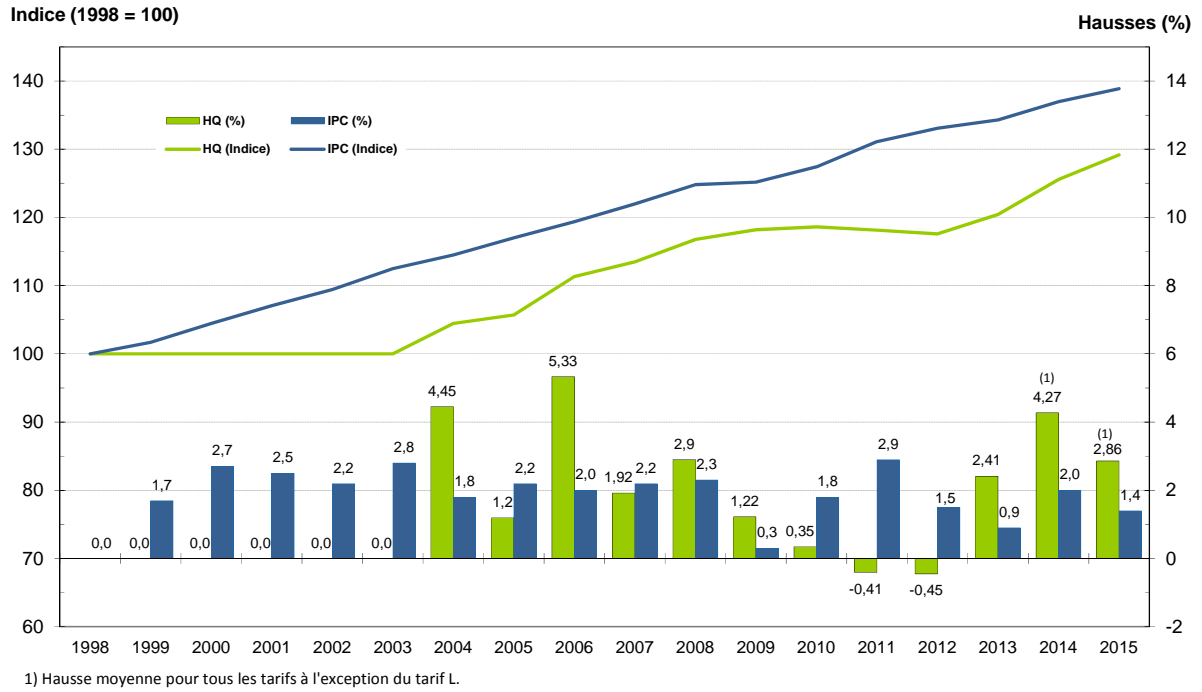
17 Par ailleurs, des discussions sont en cours entre le Distributeur et un réseau municipal qui  
18 dispose d'une capacité en pointe liée à ses installations de production d'électricité au fil de  
19 l'eau. L'utilisation de cette capacité aux fins de gestion de la pointe du Distributeur, le cas  
20 échéant, ne serait toutefois pas encadrée par l'option d'électricité interruptible, mais par un  
21 contrat d'approvisionnement avec le Distributeur.



## **ANNEXE A**



**FIGURE A-1 :**  
**ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET DES PRIX À LA CONSOMMATION 1998-2015**



**TABLEAU A-1 :  
HAUSSES TARIFAIRES DES DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA**

	Date d'entrée en vigueur	%	Remarques
<b>Hausses tarifaires accordées</b>			
Hydro-Québec	1 <sup>er</sup> avril 2014	4,27 %	Hausse moyenne à l'exception du tarif L
	1 <sup>er</sup> avril 2015	2,86 %	Hausse moyenne à l'exception du tarif L
BC Hydro (BC)	1 <sup>er</sup> avril 2014	9,0 %	
	1 <sup>er</sup> avril 2015	6,0 %	
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	1 <sup>er</sup> octobre 2014	2,0 %	
ENMAX Calgary (AB)	1 <sup>er</sup> avril 2014	-9,5 % <sup>(1)</sup>	Baisse de la composante fourniture
	1 <sup>er</sup> avril 2015	-13,1 % <sup>(1)</sup>	Baisse de la composante fourniture
EPCOR Energy (AB)	1 <sup>er</sup> avril 2014	-14,5 % <sup>(1)</sup>	Baisse de la composante fourniture
	1 <sup>er</sup> avril 2015	-2,8 % <sup>(1)</sup>	Baisse de la composante fourniture
Hydro Ottawa (ON)	1 <sup>er</sup> novembre 2014	1,8 % <sup>(1)</sup>	
	1 <sup>er</sup> mai 2015	6,0 % <sup>(1)</sup>	
Manitoba Hydro (MB)	1 <sup>er</sup> mai 2014	2,75 %	Hausse intérimaire
Maritime Electric (PE)	1 <sup>er</sup> mars 2014	2,2 %	Hausse du client domestique moyen
	1 <sup>er</sup> mars 2015	2,2 %	Hausse du client domestique moyen
Newfoundland and Labrador Hydro (NL)	1 <sup>er</sup> juillet 2013	-3,0 %	
	1 <sup>er</sup> juillet 2014	2,0 %	
Newfoundland Power (NL)	1 <sup>er</sup> juillet 2014	2,0 %	
	1 <sup>er</sup> juillet 2015	-4,9 %	Clients domestiques
Nova Scotia Power (NS)	1 <sup>er</sup> janvier 2014	3,0 %	
	1 <sup>er</sup> janvier 2015	0,0 %	
SaskPower (SK)	1 <sup>er</sup> janvier 2014	5,5 %	
	1 <sup>er</sup> janvier 2015	3,0 %	
Toronto Hydro (ON)	1 <sup>er</sup> novembre 2014	1,7 % <sup>(1)</sup>	
	1 <sup>er</sup> mai 2015	4,5 % <sup>(1)</sup>	
<b>Hausses tarifaires demandées</b>			
Hydro-Québec	1 <sup>er</sup> avril 2016	1,9 %	Hausse moyenne à l'exception du tarif L
BC Hydro (BC) <sup>(2)</sup>	1 <sup>er</sup> avril 2016	4,0 %	
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	1 <sup>er</sup> octobre 2015	2,0 %	
Manitoba Hydro (MB)	1 <sup>er</sup> mai 2015	3,95 %	Audiences prévues fin mai 2015
	1 <sup>er</sup> mai 2016	3,95 %	
Maritime Electric (PE)	1 <sup>er</sup> mars 2016	2,2 %	Hausse du client domestique moyen
SaskPower (SK)	1 <sup>er</sup> janvier 2016	5,0 %	

1) Impact sur la facture annuelle (client résidentiel de 1 000 kWh par mois).

2) De 2016 à 2018, hausses maximales de 4 %, 3,5 % et 3 % respectivement. Par la suite, hausses fixées par la BCUC.

**TABLEAU A-2 :**  
**EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES MENSUELLES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES – TARIF D**

	kWh	625	750	1 000	2 000	3 000	4 000	5 000
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2015)</b>								
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie								
1 <sup>re</sup> tranche	\$	35,50	42,60	51,12	51,12	51,12	51,12	51,12
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	8,60	94,60	180,60	266,60	352,60
Total	\$	47,69	54,79	71,91	157,91	243,91	329,91	415,91
	¢/kWh	7,63	7,31	7,19	7,90	8,13	8,25	8,32
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2016)</b>								
Redevance	\$	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42
Énergie								
1 <sup>re</sup> tranche	\$	36,19	43,43	52,11	52,11	52,11	52,11	52,11
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	8,76	96,36	183,96	271,56	359,16
Total	\$	48,61	55,85	73,29	160,89	248,49	336,09	423,69
	¢/kWh	7,78	7,45	7,33	8,04	8,28	8,40	8,47
<b>Écart</b>								
	\$	0,92	1,06	1,38	2,98	4,58	6,18	7,78
	%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%

**TABLEAU A-3 :**
**EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES MENSUELLES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES – TARIF G**

	kW	6	14	40	55
	kWh	750	2 000	10 000	15 000
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2015)</b>					
Redevance	\$	12	12	12	12
Énergie					
1 <sup>re</sup> tranche	\$	72	193	965	1 448
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	-	-
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	86
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	86
Total	\$	85	205	977	1 546
	¢/kWh	11,29	10,27	9,77	10,31
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2016)</b>					
Redevance	\$	12	12	12	12
Énergie					
1 <sup>re</sup> tranche	\$	74	197	983	1 475
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	-	-
Puissance					
Prime (> 50 kW)	\$	-	-	-	88
Crédit	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	\$	-	-	-	88
Total	\$	86	209	995	1 574
	¢/kWh	11,47	10,45	9,95	10,50
<b>Écart</b>					
	\$	1	4	18	29
	%	1,6%	1,8%	1,8%	1,9%



**TABLEAU A-4 :**  
**EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES MENSUELLES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES – TARIF M**

	kW	55	100	500	1 000	2 500
	kWh	20 000	25 000	200 000	400 000	1 170 000
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2015)</b>						
Énergie						
1 <sup>re</sup> tranche	\$	974	1 218	9 740	10 227	10 227
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	-	6 897	34 848
Puissance						
Prime	\$	790	1 437	7 185	14 370	35 925
Crédit 25 kV	\$	-	-	-	-	(2 453)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	-	(442)
<i>Sous-total</i>	\$	790	1 437	7 185	14 370	33 031
Total	\$	1 764	2 655	16 925	31 494	78 106
	¢/kWh	8,82	10,62	8,46	7,87	6,68
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2016)</b>						
Énergie						
1 <sup>re</sup> tranche	\$	998	1 248	9 980	10 479	10 479
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	-	7 049	35 616
Puissance						
Prime	\$	800	1 455	7 275	14 550	36 375
Crédit 25 kV	\$	-	-	-	-	(2 483)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	-	(449)
<i>Sous-total</i>	\$	800	1 455	7 275	14 550	33 444
Total	\$	1 798	2 703	17 255	32 078	79 539
	¢/kWh	8,99	10,81	8,63	8,02	6,80
<b>Écart</b>						
	\$	34	48	330	584	1 433
	%	1,9%	1,8%	1,9%	1,9%	1,8%

**TABLEAU A-5 :**  
**EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES MENSUELLES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES**  
**- TARIF LG**

	kW	5 000	5 000	10 000	30 000	50 000
	kWh	2 340 000	3 060 000	5 760 000	17 520 000	23 400 000
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2015)</b>						
Énergie	\$	78 390	102 510	192 960	586 920	783 900
Puissance						
Prime	\$	65 250	65 250	130 500	391 500	652 500
Crédits						
25 kV	\$	(4 905)	(4 905)	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(26 790)	(80 370)	(133 950)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(884)	(884)	(1 767)	(5 301)	(8 835)
<i>Sous-total</i>	\$	<i>59 462</i>	<i>59 462</i>	<i>101 943</i>	<i>305 829</i>	<i>509 715</i>
Total	\$	137 852	161 972	294 903	892 749	1 293 615
	¢/kWh	5,89	5,29	5,12	5,10	5,53
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2016)</b>						
Énergie	\$	80 262	104 958	197 568	600 936	802 620
Puissance						
Prime	\$	66 000	66 000	132 000	396 000	660 000
Crédits						
25 kV	\$	(4 965)	(4 965)	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(27 090)	(81 270)	(135 450)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(897)	(897)	(1 794)	(5 382)	(8 970)
<i>Sous-total</i>	\$	<i>60 138</i>	<i>60 138</i>	<i>103 116</i>	<i>309 348</i>	<i>515 580</i>
Total	\$	140 400	165 096	300 684	910 284	1 318 200
	¢/kWh	6,00	5,40	5,22	5,20	5,63
<b>Écart</b>						
	\$	2 549	3 125	5 781	17 535	24 585
	%	1,8%	1,9%	2,0%	2,0%	1,9%

**TABLEAU A-6 :**  
**EXEMPLES DE CALCUL DE FACTURES MENSUELLES POUR DES CONSOMMATIONS TYPES – TARIF L**

	kW	5 000	5 000	10 000	30 000	50 000	50 000	50 000
	kWh	2 340 000	3 060 000	5 760 000	17 520 000	23 400 000	30 600 000	32 750 000
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2015)</b>								
Énergie	\$	76 284	99 756	187 776	571 152	762 840	997 560	1 067 650
Puissance								
Prime	\$	64 350	64 350	128 700	386 100	643 500	643 500	643 500
Crédits								
25 kV	\$	(4 905)	(4 905)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(26 790)	(80 370)	(133 950)	(133 950)	(133 950)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(884)	(884)	(1 767)	(5 301)	(8 835)	(8 835)	(8 835)
<i>Sous-total</i>	\$	<i>58 562</i>	<i>58 562</i>	<i>100 143</i>	<i>300 429</i>	<i>500 715</i>	<i>500 715</i>	<i>500 715</i>
Total	\$	134 846	158 318	287 919	871 581	1 263 555	1 498 275	1 568 365
	¢/kWh	5,76	5,17	5,00	4,97	5,40	4,90	4,79
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2016)</b>								
Énergie	\$	77 454	101 286	190 656	579 912	774 540	1 012 860	1 084 025
Puissance								
Prime	\$	64 800	64 800	129 600	388 800	648 000	648 000	648 000
Crédits								
25 kV	\$	(4 965)	(4 965)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(27 090)	(81 270)	(135 450)	(135 450)	(135 450)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(897)	(897)	(1 794)	(5 382)	(8 970)	(8 970)	(8 970)
<i>Sous-total</i>	\$	<i>58 938</i>	<i>58 938</i>	<i>100 716</i>	<i>302 148</i>	<i>503 580</i>	<i>503 580</i>	<i>503 580</i>
Total	\$	136 392	160 224	291 372	882 060	1 278 120	1 516 440	1 587 605
	¢/kWh	5,83	5,24	5,06	5,03	5,46	4,96	4,85
<b>Écart</b>								
	\$	1 547	1 907	3 453	10 479	14 565	18 165	19 240
	%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%

**TABLEAU A-7 :  
 REVENUS PAR COMPOSANTES DES TARIFS DOMESTIQUES  
 SELON LES TARIFS EN VIGUEUR AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2015<sup>21</sup>**

<b>Composantes tarifaires</b>	<b>Prix</b>	<b>Revenus (M\$)</b>
<b>Tarif D</b>		
Redevance (¢/jour)	40,64	517
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,68	1 730
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,60	2 772
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	3,6
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,15	2,8
Total		5 025
<b>Tarif DM</b>		
Redevance (¢/jour)	40,64	30
Énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,68	99
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,60	53
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	1,1
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,15	0,3
Total		183
<b>Tarif DT</b>		
Redevance (¢/jour)	40,64	18
Énergie - Hors pointe (¢/kWh)	4,57	124
Énergie - Pointe (¢/kWh)	26,69	51
Prime de puissance - Hiver (\$/kW)	6,21	0,4
Prime de puissance - Été (\$/kW)	3,15	0,3
Total		194

<sup>21</sup> Données de facturation pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2014.

**TABLEAU A-8 :**  
**REVENUS PAR COMPOSANTES DES TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL**  
**SELON LES TARIFS EN VIGUEUR AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2015<sup>22</sup>**

Composantes tarifaires	Prix	Revenus (M\$)
<b>Tarif G</b>		
Redevance <sup>1</sup> (\$/mois)	12,33	39
Énergie - 15 090 premiers kWh (¢/kWh)	9,65	867
Reste de l'énergie (¢/kWh)	6,13	16
Prime de puissance <sup>2</sup> (> 50 kW) (\$/kW)	17,19	16
Total		939
<b>Tarif M</b>		
Énergie - 210 000 premiers kWh (¢/kWh)	4,87	1 059
Reste de l'énergie (¢/kWh)	3,63	334
Prime de puissance <sup>2</sup> (\$/kW)	14,37	1 099
Total		2 493
<b>Tarif LG</b>		
Énergie (¢/kWh)	3,35	287
Prime de puissance <sup>2</sup> (\$/kW)	13,05	222
Total		506
<b>Tarif L</b>		
Énergie (¢/kWh)	3,26	926
Prime de puissance <sup>2</sup> (\$/kW)	12,87	478
Dépassement - prime quotidienne (\$/kW)	7,53	0
Dépassement - prime mensuelle (\$/kW)	22,59	0
Total		1 405

1) Incluant les clients facturés au montant minimal.

2) Les revenus présentés tiennent compte de l'application des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension.

<sup>22</sup> Données de facturation pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2014.

**TABLEAU A-9 :**  
**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AUX TARIFS DOMESTIQUES<sup>23</sup>**

	<b>Abonnements</b>	<b>Consommation annuelle (GWh)</b>	<b>Revenus (M\$)</b>
<b>Tarif D</b>			
<b>Clientèle résidentielle</b>			
<i>Chauffage tout électrique</i>	2 520 263	48 684	3 883
Sans puissance facturée	2 517 854	48 129	3 832
Avec puissance facturée	2 409	554	51
<i>Autres types de chauffage</i>	932 778	12 524	1 017
Sans puissance facturée	932 009	12 354	1 001
Avec puissance facturée	769	170	16
<i>Total clientèle résidentielle</i>	<i>3 453 041</i>	<i>61 208</i>	<i>4 900</i>
<b>Clientèle agricole</b>			
Sans puissance facturée	36 605	1 141	95
Avec puissance facturée	1 894	341	31
<i>Total clientèle agricole</i>	<i>38 499</i>	<i>1 483</i>	<i>125</i>
<b>Total - Tarif D</b>			
Sans puissance facturée	3 486 468	61 625	4 928
Avec puissance facturée	5 072	1 066	97
<i>Total clientèle domestique au tarif D</i>	<i>3 491 540</i>	<i>62 691</i>	<i>5 025</i>
<b>Tarif DM</b>			
<b>Clientèle résidentielle</b>			
<i>Chauffage tout électrique</i>	14 583	1 935	150
Sans puissance facturée	13 116	1 164	89
Avec puissance facturée	1 467	771	60
<i>Autres types de chauffage</i>	5 030	387	30
Sans puissance facturée	4 860	276	22
Avec puissance facturée	170	111	9
<i>Total clientèle résidentielle</i>	<i>19 613</i>	<i>2 322</i>	<i>180</i>
<b>Clientèle agricole</b>			
Sans puissance facturée	228	14	1
Avec puissance facturée	54	16	1
<i>Total clientèle agricole</i>	<i>282</i>	<i>30</i>	<i>3</i>
<b>Total - Tarif DM</b>			
Sans puissance facturée	18 204	1 454	112
Avec puissance facturée	1 691	898	70
<i>Total clientèle domestique au tarif DM</i>	<i>19 895</i>	<i>2 352</i>	<i>183</i>
<b>Tarif DT</b>	119 057	2 906	194

<sup>23</sup> Données de facturation pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2014 et revenus selon les tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2015.

**TABLEAU A-10 :**  
**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL<sup>24</sup>**

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
<b>Tarif G</b>			
Agricole	1 543	43	4
Dont la puissance est facturée	62	7	1
Commercial	207 643	7 799	789
Dont la puissance est facturée	9 777	1 216	126
Industriel	11 571	510	52
Dont la puissance est facturée	1 164	132	14
Institutionnel	20 410	847	86
Dont la puissance est facturée	2 102	270	28
Résidentiel	2 132	64	6
Dont la puissance est facturée	60	8	1
<b>Total</b>	243 299	9 263	939
Dont la puissance est facturée	13 165	1 632	169
% avec puissance facturée	5%	18%	18%
<b>Tarif M</b>			
Agricole	201	146	12
Commercial	19 784	17 197	1 397
Industriel	3 823	8 021	635
Institutionnel	4 070	5 312	425
Résidentiel	297	283	23
<b>Total</b>	28 175	30 959	2 493
<b>Tarif LG</b>			
Commercial	60	2 681	155
Institutionnel	24	1 346	82
Réseaux municipaux	16	4 547	270
<b>Total</b>	100	8 574	506
<b>Tarif L</b>	142	28 411	1 405

<sup>24</sup> Données de facturation pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2014 et revenus selon les tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2015.