

Q U É B E C

NO : R-4011-2017

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT
DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE
2018-2019**

HYDRO-QUÉBEC
(ci-après le «DISTRIBUTEUR»)

Demanderesse

et

**L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS
D'ÉLECTRICITÉ**
(ci-après « AQCIE »)

et

**LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE
DU QUÉBEC**
(ci-après « CIFQ »)

Intervenants

NOTES D'ARGUMENTATION DE L'AQCIE ET DU CIFQ

I. RECOMMANDATIONS RELATIVES AUX REVENUS REQUIS SUR LA BASE DE LEUR HISTORIQUE

Le contre-interrogatoire de monsieur Paquin par le procureur du Distributeur a fait ressortir que celui-ci a commis des erreurs dans la présentation de la base de tarification autorisée par la Régie à l'égard de certaines années. Le tableau qui suit montre la base de tarification autorisée pour les années 2009 à 2016 selon le tableau apparaissant à la page 3 du mémoire de l'AQCIE-CIFQ, celle qui aurait dû apparaître à ce tableau selon les documents produits par le Distributeur au dossier tarifaire suivant l'année en cause et celle qui aurait dû apparaître sur la base des décisions finales de la Régie (les décisions qualifiées par le procureur du Distributeur de « décisions numéro 2 »).

ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION AUTORISÉE						
	Selon mémoire AQCIE-CIFQ	Source AQCIE-CIFQ	Selon HQD	Source HQD	Selon décision finale	Source
2009*	10 387,60	Erreur	9 826,1	D-2009-16	9 826,1	D-2009-21
2010	10 044,80	R-3740-2010 HQD-4 doc.1	10 044,80	D-2010-022	10 044,80	D-2010-035
2011	10 387,60	R-3776-2011 HQD-4 doc.1	10 387,60	D-2011-028	10 387,60	D-2011-036
2012**	10 098,20	R-3814-2012 HQD-4 doc.1	10 098,20	D-2012-024	10 063,00	D-2012-035
2013	10 280,00	R-3854-2013 HQD-4 doc.1	10 280,00	D-2013-037	10 280,00	D-2013-043
2014***	10 601,80	R-3905-2014 HQD-4 doc.1	10 601,80	D-2014-037	10 568,60	D-2014-052
2015	10 688,80	R-3933-2015 HQD-5 doc.1	10 688,80	D-2015-018	10 688,80	D-2015-033
2016	10 519,60	R-3980-2016 HQD-5 doc.1	10 519,60	D-2016-033	10 519,60	D-2016-047

(Réduction originale recommandée de la base de tarification : $10\,810,2\text{ M}\$ \times 1,25\% = 135,1\text{ M}\$$)

* 2009 Erreur AQCIE-CIFQ : utilisation de la valeur de 2011

** 2012 Erreur AQCIE-CIFQ : utilisation de la valeur erronée HQD (Voir l'annexe à la fin)

*** 2014 Erreur AQCIE-CIFQ : utilisation de la valeur erronée HQD

Voici le tableau qui aurait dû apparaître au mémoire de l'AQCIE-CIFQ :

ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION :
TABLEAU CORRIGÉ SUITE À L'AUDIENCE DU 13 DÉCEMBRE 2017

Évolution de la base de tarification M\$				
	Historique	Autorisé	Écart	Écart %
2009	9 741,38	9 826,17	(84,79)	-0,9%
2010	9 989,80	10 044,80	(55,00)	-0,5%
2011	10 305,60	10 387,60	(82,00)	-0,8%
2012	9 895,70	10 063,00	(167,30)	-1,7%
2013	10 138,80	10 280,00	(141,20)	-1,4%
2014	10 550,50	10 568,60	(18,10)	-0,2%
2015	10 590,20	10 688,80	(98,60)	-0,9%
2016	10 771,60	10 519,60	252,00	2,4%
2009-2016	81 983,58	82 378,56	(394,98)	-0,479%

Réduction recommandée de la base de tarification après corrections :
 $10\,810,2\text{ M\$} \times 0,48\% = 51,8\text{ M\$}$

Réduction recommandée du rendement sur la base de tarification, après corrections :
 $51,8\text{ M\$} \times 6,94\% \text{ (HQD-5d.1)} = 3,6\text{ M\$}$

Les autres recommandations formulées lors de la présentation en audience demeurent :

- Réduction de 66,4 M\$ au titre des charges d'exploitation demandées (soit 4,8%)
- Réduction de 11,4 M\$ au titre de l'amortissement demandé (soit 1,61%)

L'impact total de ces recommandations est donc de quelque 81 M\$.

II. LES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$

Pour les motifs longuement élaborés aux pages 7 à 19 de leur mémoire, les intervenants réitèrent leur recommandation de réduire de 607 M\$ à 557,2 M\$ le montant global demandé à l'égard de ces investissements.

Cette recommandation équivaut à maintenir le niveau autorisé pour 2017 (556,8 M\$), lequel correspond à une augmentation de 5,2% par rapport au budget autorisé pour l'année 2016.

III. LA DISPOSITION DES SOLDES DES COMPTES DE NIVELLEMENT ET DE PASS-ON

Il ressort de la réponse 7.2 à la DDR # 3 de la Régie (B-0080 ou HQD-15 doc.1.3), de la réponse 1.2 à la DDR # 6 de la Régie (B-0127 ou HQD-15 doc.1.6), de la réponse à l'engagement numéro 2 de HQD, des réponses données aux pages 70 à 84 des notes sténographiques du 8 décembre 2017 (vol. 4) et du complément de réponse donné aux pages 162 à 164 du même volume des notes sténographiques) que le Distributeur prévoit les augmentations suivantes pour les années 2019 et 2020 au titre des coûts d'approvisionnement et des charges de transport :

	2019	2010
Approvisionnement		
• éolien	12,9 M\$	4,2 M\$
• biomasse et autres	38,3 M\$	30,9 M\$
• indexation patrimoniale	<u>45,0 M\$</u>	<u>70,0 M\$</u>
	96,2 M\$	105,1 M\$
Transport		
• prévision HQT	<u>35,0 M\$</u>	<u>95,0 M\$</u>
	131,2 M\$	200,1 M\$

Le Distributeur justifie par l'importance de ces montants la dérogation qu'il propose aux règles de disposition des soldes des comptes de nivellement et de pass-on, sa prétention étant que des augmentations tarifaires trop élevées pourraient être exigées pour 2019 et 2020 en l'absence de telle dérogation.

On notera que l'indexation du patrimonial n'a été que de 0,64% pour 2018 et que la prévision de 1% puis de 1,5% pour les années suivantes est très aléatoire. On ignore par ailleurs complètement la base de la prévision d'augmentation des coûts de transport.

Néanmoins, ces augmentations ne seraient, le cas échéant, pas supérieures à celles des années 2017 (199,7 M\$) et 2018 (286 M\$). (Présentation C-AQCIE-CIFQ-021 en audience, page 3). Or, l'augmentation tarifaire pour 2017 a été de 0,7% (0,2% pour le tarif L) et, pour 2018, l'augmentation demandée est de 1,1%, sauf pour le tarif L (0,8%) et serait de 0,7% et de 0,4% respectivement sans la demande de dérogation à la règle relative à la disposition des soldes des comptes de nivellement et de pass-on et rien ne dit qu'il y aura même augmentation tarifaire au bout de l'exercice.

On notera, enfin, qu'au dossier tarifaire R-3933-2015 le Distributeur prévoyait pour 2018 et 2019 des hausses de 2,30% et 2,00% et qu'au dossier R-3980-2016 il prévoyait des hausses de 2,9% et de 3,1% à l'égard de ces deux mêmes années.

Les prévisions de ce genre sont donc hautement sujettes à caution, en particulier lorsqu'elles ne reposent que sur deux composantes, en l'occurrence l'approvisionnement et le transport. Or, pour l'année 2018, on voit que les augmentations demandées en approvisionnement (1,7%) et en transport (0,9%) sont atténuées par d'autres composantes, en l'occurrence les coûts de

distribution (seulement 0,3%) l'effet des températures (-1,3%) et la croissance des ventes (-0,5%).

Pour l'ensemble des motifs invoqués à leur mémoire et à leur présentation, les intervenants réitèrent leur demande de rejet de la proposition du Distributeur.

IV. LES HAUSSES TARIFAIRES UNIFORMES PROPOSÉES

Dans sa décision D-2016-033, la Régie a examiné l'opportunité de procéder, pour l'année 2016, à des hausses tarifaires différenciées, une demande à cet effet lui ayant été adressée par des intervenants représentant la clientèle domestique vu que des augmentations différenciées sur la base de l'évolution des coûts de desserte auraient été favorables à cette clientèle pour cette année-là.

Au terme d'un long examen de la question, (aux paragraphes 784 à 834) la Régie a conclu comme suit :

« [833] Considérant la détérioration de l'avantage concurrentiel du tarif L depuis 2013 par opposition à l'amélioration pour les tarifs domestiques, petite et moyenne puissance et considérant le déclin notable des volumes d'électricité vendus au tarif L, lequel est accentué par le passage de certains clients aux contrats spéciaux, la Régie estime que le contexte économique actuel ne favorise pas l'application de hausses tarifaires différenciées. Ces éléments de contexte constituent autant de facteurs de risque, non seulement pour la catégorie de consommateurs Grands industriels au tarif L mais également pour le Distributeur et la clientèle domestique, puisque cette dernière perd une source d'interfinancement lorsque les ventes au tarif L diminuent.

[834] Pour l'ensemble de ces motifs, notamment le critère de stabilité tarifaire, et compte tenu que les autres éléments de la présente décision réduisent la hausse tarifaire pour la catégorie de consommateurs domestiques, la Régie autorise le Distributeur à appliquer une hausse uniforme des tarifs pour l'année 2016-2017. »

Aucune telle demande n'a été faite au dossier tarifaire de 2017, alors que la variation des coûts de desserte aurait défavorisé la clientèle domestique et favorisé la clientèle industrielle.

Certains intervenants représentant la clientèle domestique reviennent toutefois à la charge cette année, l'impact des coûts de service étant revenu à ce qu'il avait été en 2016. Voici les données montrant l'impact tarifaire d'ajustements reflétant la variation des coûts :

	2016	2017	2018
Domestiques	-1,2%	+3,7%	-0,4%
Grands industriels	+5,8%	-5,6%	+5,8%
Sources :	R-3933-2015 HQD-20 doc.4	R-3980-2016 HQD-20 doc.4	R-4011-2017 HQD-12 doc.3

L'AQCIE et le CIFQ ont fait part de considérations particulières sur cette question dans leur mémoire mais ils estiment que les propos de la Régie rapportés ci-dessus demeurent d'actualité au présent dossier et ils souscrivent par ailleurs aux propos suivants formulés par le Distributeur en réponse à la question 17.7 de la DDR # 6 de la Régie (B-0127 ou HQD-15 doc.1.6, aux pages 52, ligne 30, à 55, ligne 5) :

« Dans un dossier tarifaire, les intervenants ont l'occasion de se prononcer sur les ajustements différenciés par catégories de consommateurs en fonction du résultat émanant de l'exercice de répartition des coûts. On peut constater au fil des dossiers tarifaires que leur position a évolué en fonction des années, selon que ces ajustements différenciés étaient, ou non, à leur avantage.

Par ailleurs, les ajustements tarifaires selon la variation des coûts sont à l'encontre de certaines décisions prises au fil des ans. Par exemple, au présent dossier :

- Un ajustement de 1,2 % au tarif M irait à l'encontre des efforts de rééquilibrage approuvés par la Régie dans sa décision D-2014-037 ;*

- Un ajustement de 5,6 % au tarif LG implique une hausse tarifaire supérieure à la hausse proposée par le Distributeur, laquelle incorpore des revenus de 0,8 M\$ associés au mécanisme de fixation de la puissance à facturer minimale. De plus, cet ajustement différencié pourrait avoir pour effet d'inciter certains clients qui font face à une forte concurrence et qui auront à faire un choix en matière de source d'énergie ou de localisation à remettre en question des investissements prévus au Québec ;*

- Un ajustement de 5,8 % au tarif L irait à l'encontre de la volonté de maintenir les tarifs industriels concurrentiels. En effet, au cours des dernières années, le gouvernement du Québec a posé différents gestes en faveur de la clientèle industrielle au tarif L, dont notamment, l'exemption de l'indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale à cette catégorie de consommateurs. Par*

ailleurs, dans son Avis sur les pratiques tarifaires, la Régie souligne notamment que la prévisibilité et la stabilité des prix procurent un avantage additionnel pour les clients des secteurs industriels du Québec.

La figure R-17.7 montre l'évolution des ajustements tarifaires différenciés reflétant la variation des coûts des années témoins autorisées. On peut constater une évolution instable de ces ajustements.

(...)

Ces ajustements tarifaires différenciés sont contraires à l'interprétation de la Régie du décret 1164-2007 de ne pas procéder à une modification différenciée des tarifs de façon brusque et déséquilibrée.

De plus, la Régie a mentionné, dans sa décision D-2016-033 (paragraphe 834), qu'elle a tenu compte du critère de stabilité pour approuver la proposition de hausses uniformes du Distributeur. Dans son Avis sur les pratiques tarifaires, la Régie a également réitéré qu'elle veut préserver la stabilité des tarifs lorsqu'elle décidera de fixer les tarifs d'électricité en fonction du principe de la vérité des coûts.

Comme les ajustements différenciés reflétant la variation des coûts reviennent à maintenir les indices d'interfinancement au niveau du dossier tarifaire précédent, l'application d'ajustements différenciés reviendrait à fixer une balise de référence à l'année 2017. De plus, de l'avis du Distributeur, les hausses uniformes autorisées par la Régie au fil des ans n'ont pas modifié significativement le niveau d'interfinancement des catégories de consommateurs. En effet, les indices sont demeurés relativement stables au cours des années, tout en évitant des chocs tarifaires d'une année à l'autre.

Enfin, avec les hausses uniformes, les efforts d'efficience, jumelés à l'engagement de hausses tarifaires inférieures ou égales à l'inflation, bénéficient à l'ensemble de la clientèle pour des raisons d'équité. Au contraire, des ajustements différenciés par catégories de consommateurs favoriseraient une catégorie de consommateurs au détriment d'une autre.

Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur préconise la prudence et, par conséquent, le maintien de hausses uniformes par catégories de consommateurs. »

Les intervenants recommandent en conséquence le maintien, dans le contexte actuel, de la pratique établie depuis plusieurs années consistant à décréter des augmentations tarifaires uniformes.

V. L'EXTENSION DE L'ADMISSIBILITÉ AU CRÉDIT POUR INTERRUPTION OU DIMINUTION DE LA FOURNITURE

La proposition du Distributeur à l'égard de l'article 5.12 des tarifs d'électricité a suscité de la part de la Régie plusieurs questions lors de la présentation de l'AQCIE et du CIFQ en audience, ces questions se rapportant généralement à l'opportunité de prévoir que « *les conflits de travail et les bris d'équipement dans le poste électrique du client* » ne constituent des conditions d'admissibilité au crédit pour interruption ou diminution de la fourniture que s'il s'agit d'événements hors du contrôle du client.

La notion d'absence de contrôle pourrait être incorporée au texte en modifiant la proposition du Distributeur pour que le texte se lise comme suit :

« c) le client a été empêché d'utiliser l'électricité, totalement ou en partie, en raison d'une guerre, d'une rébellion, d'une émeute, d'une épidémie grave, d'un incendie ou de tout autre événement de force majeure, ou encore par suite y compris dans le cas d'une grève ou d'un lock-out dans son entreprise ou d'un bris d'équipement dans son poste électrique. ~~à l'exclusion des grèves ou des lock-out qui peuvent survenir au sein de son entreprise.~~ »

Rédigé de cette manière, le texte assurerait que le conflit de travail ou le bris d'équipement admissible résulterait de causes « *de force majeure* » c'est-à-dire hors du contrôle du client.

Cependant, il est loin d'être certain qu'un tel texte atteindrait les fins recherchées, les clients ne pouvant être sûrs de la portée qui pourra être attribuée au texte dans une situation donnée. En conséquence, les intervenants proposent plutôt de modifier le texte de la manière suivante :

« c) le client a été empêché d'utiliser l'électricité, totalement ou en partie, en raison d'une guerre, d'une rébellion, d'une émeute, d'une épidémie grave, d'un incendie ou de tout autre événement de force majeure, ou encore par suite d'une grève ou d'un lock-out dans son entreprise ou d'un bris d'équipement dans son poste électrique. »

Si la Régie n'est pas disposée à reconnaître tout lock-out comme cause d'empêchement, elle pourrait qualifier ce terme dans sa décision, le but recherché étant que le texte soit suffisamment clair pour que les clients puissent prendre une décision en toute connaissance de cause.

VI. L'IMPACT DU REJET PAR LA RÉGIE DE LA DEMANDE RELATIVE AU PROGRAMME DE CONVERSION DU MAZOUT ET DU PROPANE VERS L'ÉLECTRICITÉ

Selon les intervenants, le rejet de cette demande n'aura pas d'impact significatif sur le revenu requis du présent dossier.

Selon les représentations du Distributeur, ce programme aurait eu les impacts suivants.

A. Impact 2017 sur le revenu requis de 2018.

Versement du compte d'écarts de 2017 au montant de 3,2 M\$ et ajustement du compte de pass-on de 0,4 M\$ pour un total favorable à la clientèle de 3,6 M\$. (B-0127, ou HQD-15, doc.1.6, page 8, tableau R-2.2). Par contre, la somme de 3,6 M\$ n'étant qu'une estimation, comme l'a indiqué le témoin Dubé, on ne connaît pas l'ampleur exacte de l'élimination de cet élément du revenu requis de 2018.

B. Impact 2018 sur le revenu requis de 2018.

Selon B-0080 (HQD-15, doc.1.3, page 16) l'impact serait « *minime sur la hausse tarifaire* », soit « *d'environ 7 M\$ sur les revenus requis* ».

Selon B-0127, toutefois, cet impact serait de 14,5 M\$ (18,1 M\$ moins les 3,6 M\$ estimés du compte d'écarts de 2017). Cependant, les données utilisées pour établir ce montant sont incompatibles avec celles utilisées antérieurement pour établir l'impact de 7 M\$, particulièrement quant au coût d'achat de l'électricité, établi tantôt à 5,49¢/kWh (pièce A-59, tableau 5) ou à 5,79¢/kWh (pièce A-59, tableau 6), tantôt au prix de l'électricité patrimoniale (B-0127, p. 10, tableau R-23), de sorte qu'au dossier R-4000-2017 on prévoyait des coûts d'approvisionnement de 18,66 M\$ (tableau 5) ou de 19,7 M\$ (tableau 6) alors que cette évaluation passe à 12,9 M\$ quand vient le temps de ré-analyser l'impact du refus du Programme, à la demande de la Régie.

Quoi qu'il en soit de ces contradictions, il faut retenir que le Distributeur n'a pas amendé sa demande pour tenir compte de l'impact du rejet de ce Programme et ne compte pas le faire, tel qu'exposé clairement par son procureur (n.s., vol. 2, 6/12/17, p. 158).

Il faut aussi retenir qu'il n'a pas fait de mise-à-jour de son dossier tarifaire à la suite de la décision rejetant le Programme, de sorte que la Régie ne possède sur l'impact de ce projet que des informations fragmentaires.

Il faut aussi retenir, enfin, que nous ignorons les suites qui seront données au rejet de cette demande, à propos duquel le Distributeur a bien indiqué qu'il « *évaluera en temps opportun certaines options une fois les motifs rendus par la Régie.* » (n.s., vol. 2, 6/12/17, p. 156)

Le Distributeur demandera-t-il la révision de la décision de la Régie ? Présentera-t-il une version révisée du Programme ?

Les intervenants sont d'avis que, dans le contexte actuel, le revenu requis du Distributeur devrait être établi sans tenir compte du rejet du Programme de conversion à l'électricité.

- 1 Le tableau 1 présente le sommaire des composantes des revenus requis du
 2 Distributeur. Pour l'année témoin 2013, les revenus requis s'élèvent à 11 052 M\$, en
 3 hausse de 324 M\$ par rapport au montant reconnu par la Régie dans la décision
 4 D-2012-024.

TABLEAU 1 (M\$)

COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS				
	Année historique 2011	2012		Année témoin 2013
		D-2012-024	Année de base	
REVENUS REQUIS	10 679	10 728	10 505	11 052
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	7 627	7 693	7 485	7 984
Achats d'électricité	4 967	5 109	4 901	5 377
Service de transport	2 660	2 584	2 584	2 607
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	3 052	3 035	3 020	3 068
Charges d'exploitation	1 232	1 268	1 296	1 439
Autres charges	946	1 046	1 029	950
Frais corporatifs	31	33	34	37
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	843	688	662	643
RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION ¹	8,18%	6,80%	6,64%	6,23%
Taux				
Capitaux empruntés	7,10%	7,03%	6,79%	6,48%
Capitaux propres	10,18%	6,37%	6,37%	5,76%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	10 305,6	10 098,2	9 935,8	10 297,0

¹ Déterminé à partir d'une structure de capital composée de 65 % de capitaux empruntés et de 35 % de capitaux propres (D-2003-093, page 51)