

**RÉPONSES DE L'AQCIE ET DU CIFQ À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
SUR LA DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2018-2019**

HISTORIQUE DES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

1. **Référence :** Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0016](#), p. 6.

Préambule :

L'AQCIE-CIFQ présente au tableau suivant le résumé de son analyse :

Composante	Impact
Base de tarification	Favorable au Distributeur, sauf en 2016
Taux de rendement sur la base de tarification	Favorable au Distributeur, sauf en 2016
Rendement sur la base de tarification	Favorable au Distributeur, sauf en 2015 et 2016
Charges nettes d'exploitation	Favorable au Distributeur
Amortissement	Favorable au Distributeur, sauf en 2014
Rendement sur les capitaux propres	Favorable au Distributeur, sauf en 2016

« Tel que montré au tableau, l'écart de prévision est favorable au Distributeur dans tous les cas.

Les intervenants recommandent à la Régie de réitérer que le Distributeur doit améliorer la précision de ses prévisions. En effet, considérant que, selon le MTÉR retenu par la Régie, un écart de rendement négatif est assumé en totalité par le Distributeur et qu'un écart positif est partagé entre les clients et le Distributeur, celui-ci n'a aucun intérêt à améliorer la précision de ses prévisions au risque d'obtenir un rendement négatif.

Les intervenants craignent de devoir observer de manière récurrente un dépassement du taux de rendement autorisé. Ils recommandent donc à la Régie d'être attentive aux écarts de rendement et au biais systématique du Distributeur dans l'estimation de ses revenus requis.

Il serait également pertinent de faire une évaluation de la performance du MTÉR dans quelques années, notamment dans le contexte de la mise en place du MRI.

Pour le présent dossier tarifaire, les intervenants suggèrent que la Régie devrait corriger systématiquement toutes les prévisions du Distributeur pour les intrants identifiés ci-dessus pour contrer ces écarts toujours favorables au Distributeur. L'ampleur de ces corrections devrait se fonder sur l'historique constaté depuis 2009 pour chacun de ces intrants. » [nous soulignons]

Demande :

- 1.1 Veuillez quantifier vos recommandations relatives aux corrections applicables au revenus requis 2018 du Distributeur, pour chacune des composantes. Veuillez expliquer.

R1.1

En référence au tableau présenté en préambule, les recommandations concernent la base de tarification, l'amortissement et les charges d'exploitation. En effet, les autres éléments du tableau sont la conséquence d'une prévision favorable au Distributeur.

Base de tarification

Les intervenants reproduisent ci-dessous le tableau présenté à la page 3 de leur mémoire en y ajoutant une ligne montrant les valeurs totales sur la période 2009-2016.

Évolution de la base de tarification M\$				
	Historique	Autorisé	Écart	Écart %
2009	9 741,38	10 387,60	(646,22)	-6,2%
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	10 098,20	(202,50)	-2,0%
2013	10 138,80	10 280,00	(141,20)	-1,4%
2014	10 550,50	10 601,80	(51,30)	-0,5%
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	83 008,40	(1 024,82)	-1,25%

On peut constater que, sur la période, l'écart a été favorable au Distributeur pour un pourcentage de 1,25%.

Les intervenants recommandent de réduire la valeur de la base de tarification de ce pourcentage.

L'application de ce pourcentage à la valeur de la base de tarification de l'année témoin 2018 (10 810,2 M\$: B-0020, page 5), entraîne une réduction de 135,1 M\$.

Par ailleurs, étant donné que la variation de la base de tarification dépend notamment des mises en service, les intervenants présentent ci-dessous un tableau montrant la valeur des mises en service réelles et des mises en service prévues pour l'année témoin de chacune des années sur la période 2009-2016¹.

Mise en service annuelle - historique VS année témoin				
	Historique	Année témoin	Histo-Témoin	
	M\$	M\$	M\$	%
2009	875,3	957	-81,7	-9,3%
2010	929,2	1127	-197,8	-21,3%
2011	880,1	1038	-157,9	-17,9%
2012	807,5	1052,4	-244,9	-30,3%
2013	938,5	1070,1	-131,6	-14,0%
2014	877,6	999,6	-122	-13,9%
2015	1044,6	1191	-146,4	-14,0%
2016	922,8	901,5	21,3	2,3%
Moyenne	909,45	1042,075	-132,625	-14,6%

On peut constater que, sur la période 2009-2016, la moyenne des mises en service réelles a été de 132,6 M\$ inférieure à la moyenne des mises en service prévues pour les années témoins. Cette valeur est compatible avec la valeur calculée plus haut (135,1 M\$).

Amortissement

Les intervenants reproduisent ci-dessous le tableau présenté à la page 5 de leur mémoire en y ajoutant une ligne montrant les valeurs totales sur la période 2009-2016.

Évolution de Amortissement et déclassement				
	Historique	Autorisé	Écart	
	M\$	M\$	M\$	%
2009	852,50	850,20	2,30	0,27%
2010	832,60	852,30	-19,70	-2,31%
2011	802,30	827,70	-25,40	-3,07%
2012	884,80	909,70	-24,90	-2,74%
2013	773,00	779,90	-6,90	-0,88%
2014	817,40	804,90	12,50	1,55%
2015	683,10	723,10	-40,00	-5,53%
2016	641,20	641,80	-0,60	-0,09%
2009-2016	6 286,90	6 389,60	-102,70	-1,61%

¹ Les données proviennent de la section Évolution de la base de tarification des dossiers tarifaires.

On peut constater que, sur la période, l'écart a été favorable au Distributeur pour un pourcentage de 1,61%.

Les intervenants recommandent de réduire la valeur de l'amortissement de ce pourcentage.

Les charges d'exploitation

Les intervenants reproduisent ci-dessous le tableau présenté à la page 4 de leur mémoire en y ajoutant une ligne montrant les valeurs totales sur la période 2009-2016.

Évolution des charges d'exploitation				
	Historique	Autorisé	Écart	
	M\$	M\$	M\$	%
2009	1217	1262,1	-45,1	-3,57%
2010	1296	1327,9	-31,9	-2,40%
2011	1232	1332	-100	-7,51%
2012	1203,7	1268	-64,3	-5,07%
2013	1245	1372,7	-127,7	-9,30%
2014	1268,8	1318,6	-49,8	-3,78%
2015	1260,9	1304,6	-43,7	-3,35%
2016	1184,4	1221,2	-36,8	-3,01%
2009-2016	9907,8	10407,1	-499,3	-5,31%

On peut constater que, sur la période, l'écart a été favorable au Distributeur pour un pourcentage de 5,31%.

Les intervenants recommandent de réduire la valeur des charges nettes d'exploitation de ce pourcentage.

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

2. Référence : Pièce [B-0115](#), p. 76.

Préambule :

« 32.4 Veuillez indiquer si l'inclusion des grèves, des lock-out et des bris d'équipement dans les postes électriques des clients se retrouve fréquemment parmi les événements de force majeure donnant droit aux crédits pour interruption ou réduction de la fourniture chez d'autres

distributeurs d'électricité en Amérique du nord. Le cas échéant, veuillez fournir des exemples pour chacun des types d'événement et commenter.

Réponse :

Afin de savoir si les conflits de travail et les bris d'équipement dans les postes électriques des clients se retrouvent généralement parmi les clauses contractuelles définissant un événement de force majeure, l'AQCIE a consulté ses membres sur les pratiques en vigueur en Amérique du Nord. Comme ces informations sont des clauses incluses dans des ententes contractuelles confidentielles, le Distributeur suggère à la Régie de s'adresser directement à l'AQCIE pour obtenir plus d'informations. »

Demande :

2.1 Veuillez indiquer si l'inclusion des grèves, des lock-out et des bris d'équipement dans les postes électriques des clients se retrouve fréquemment parmi les événements de force majeure donnant droit aux crédits pour interruption ou réduction de la fourniture chez d'autres distributeurs d'électricité en Amérique du nord. Le cas échéant, veuillez fournir des exemples et commenter.

R2.1

Les intervenants ne sont pas en mesure d'établir le contenu des diverses conditions de service et contractuelles qui prévalent chez les distributeurs d'électricité en Amérique du Nord.

Cependant, comme indiqué dans leur mémoire, le traitement actuel du crédit pour interruption ou diminution de la fourniture pour les cas d'exception que sont les conflits de travail et certains bris d'équipements ici même au Québec, pourrait bénéficier d'une flexibilité accrue, telle que celle proposée par le Distributeur. Il s'agit d'une mesure facilement applicable pour rendre plus attrayante l'offre du Distributeur et donc du Québec auprès des grands consommateurs industriels d'électricité. Ceci favoriserait la compétitivité des tarifs industriels d'électricité conformément aux préoccupations notées par la Régie dans son avis au ministre au printemps 2017.

Ici même au Québec, le distributeur de gaz naturel Gaz Métro, réglementé par la Régie, utilise un contrat standard qui assimile expressément la grève et le lock-out à un événement de force majeure. Nous joignons en annexe une copie des conditions générales de ce contrat standard.

Au même effet, la clause numéro 10.1 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* applicables pour l'année 2017, assimile tout aussi expressément les conflits ouvriers à des événements de force majeure qui libèrent la partie qui en est victime de ses obligations envers le cocontractant :

« 10.1 Force majeure :

S'entend des cas fortuits, conflits de travail, actes de l'ennemi public, guerres, insurrections, émeutes, incendies, tempêtes, inondations ou verglas, explosions, bris ou accidents des machines ou de l'équipement, réductions, ordonnances, réglementations ou restrictions imposées par un gouvernement militaire ou des autorités civiles légalement établies, ou toute autre cause indépendante de la volonté d'une partie. Ni le Transporteur ni le client du service de transport ne seront jugés en défaut à l'égard de toute obligation prévue aux présentes s'ils sont dans l'impossibilité d'exécuter l'obligation du fait d'une force majeure. Toutefois, la partie dont l'exécution de ses obligations en vertu des présentes est empêchée par un cas de force majeure doit faire tous les efforts raisonnables pour exécuter ses obligations prévues aux présentes. »

Enfin, plusieurs clients industriels ont également souligné que leurs contrats d'approvisionnement pour d'autres produits (au contraire de ceux avec le Distributeur) assimilent ces événements peu courants que sont, par exemple, les conflits ouvriers à des événements de force majeure

TARIF DE RELANCE INDUSTRIEL

3. Référence : Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0016](#), p.27.

Préambule :

« La proposition du Distributeur de mettre en place un tarif de relance industrielle est donc bien accueillie et encouragée par les industriels.

D'ailleurs, dans son budget de 2016, le gouvernement du Québec reconnaissait l'importance de la compétitivité des tarifs d'électricité pour les entreprises exportatrices et lançait un important programme d'encouragement à l'investissement pour les grands clients industriels (Tarif L) en proposant un rabais tarifaire de 20 % pour une durée de quatre ou cinq années selon les modalités de participation.

Déjà de nombreux projets ont été approuvés par le Ministère des Finances (MDF) et plusieurs centaines de millions de dollars d'investissements ont été annoncés. D'autres projets sont toujours à l'étude mais, à terme, plusieurs usines bénéficieront de ce rabais puisque toutes les usines d'une même entreprise dont le projet est autorisé pourront bénéficier du rabais tarifaire.

Ce programme ne doit pas avoir d'effet sur les tarifs d'électricité selon le MDF. Toutefois, considérant l'importance que prendront ces différents programmes, l'AQCIE et le CIFQ

proposent à la Régie que soit mis en place un mécanisme de suivi pour chacun d'entre eux de manière à assurer la transparence de leur traitement réglementaire. »

Demande :

- 3.1 Veuillez préciser la proposition de mise en place d'un mécanisme de suivi pour *chacun des programmes*, énoncé au préambule, en spécifiant, outre le tarif de relance industriel, quels éléments ou programmes devraient faire l'objet d'un tel suivi, ainsi que les raisons pour lesquelles un tel suivi serait nécessaire.

R3.1

Les intervenants estiment qu'il est important de suivre ces programmes individuellement (tarif de relance industrielle, rabais tarifaire du ministère des finances et tarif de développement industriel) pour bien comprendre les impacts de ces rabais sur les revenus du Distributeur et en conséquence sur l'interfinancement. Il doit être démontré, en présentant séparément les revenus et l'allocation des coûts de chacun de ces programmes, que les autres clients du Distributeur, notamment les clients du tarif L qui ne bénéficieront pas de ces rabais, ne verront pas leur tarif augmenter pour compenser les pertes de revenus et maintenir le niveau d'interfinancement.

On se souviendra que le Distributeur, dans la présentation de ces programmes, les évaluait sans impact sur les tarifs. Quant au Ministère des finances, il assurait, dans son énoncé budgétaire de 2016, que c'est le gouvernement du Québec qui assumerait les coûts du programme et qu'en conséquence il serait sans impact sur les tarifs. L'AQCIE et le CIFQ proposent que le Distributeur ajoute dans sa répartition du coût de service (HQD 12 document 3), dans la section Grands clients industriels, l'information concernant chacun des programmes comme c'est le cas pour les contrats spéciaux.

Cette question est importante pour l'AQCIE et le CIFQ considérant l'envergure des montants en jeu. Le gouvernement du Québec faisait état dans l'énoncé budgétaire 2017-18 (section B, page 191) de projets atteignant près de 800 M\$, soit 30% de l'objectif de 2,6 milliard de dollars qu'il s'est donné. En supposant que 40% de ce dernier montant soit consenti en rabais tarifaires, c'est à une baisse de revenus auprès de la clientèle du tarif L de près d'un milliard de dollars sur l'horizon du programme (2024) que pourrait faire face le Distributeur en rapport seulement avec le programme du Ministère des finances On pourra consulter à cet égard le budget du Québec 2016-2017, dont la page B-77 se lit pour partie comme suit :

Au total, il est prévu que cette mesure entraînera des investissements pouvant atteindre 2,6 milliards de dollars d'ici 2021.

— Cela correspondra à un allègement total de 1,0 milliard de dollars pour les entreprises qui investissent, dont 539 millions de dollars sur la période 2016-2017 à 2020-2021.

TABLEAU B.32

**Investissements potentiels et impact financier associé
 au rabais d'électricité**
 (en millions de dollars)

	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	Total
Investissements potentiels associés au rabais d'électricité	357	487	845	812	97	2 598
Impact financier du rabais d'électricité	—	-42	-84	-169	-244	-539

Des rabais tarifaires ayant déjà commencé à être consentis par HQD dans le cadre de ces programmes, il est important d'en comprendre les impacts et d'en assurer le suivi.

INVESTISSEMENTS

4. **Références :** (i) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0016](#), p. 19;
 (ii) Pièce [B-0065](#), p 8 à 12.

Préambule :

(i) « Le tableau ci-dessous présente un résumé des recommandations de l'AQCIE et du CIFQ ainsi que le budget autorisé pour l'année 2017, pour fin de comparaison.

	Budget demandé 2018	Réduction recommandée	Budget recommandé 2018	Budget autorisé 2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Maintien des actifs	279,1	28	251,1	251,5
Amélioration de la qualité	29,1	13,7	15,4	15,4
Respect des exigences	36,1		36,1	35,3
Croissance de la demande	262,7	8,1	254,6	254,6
TOTAL	607	49,8	557,2	556,8

L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de ne pas autoriser le montant de 607 M\$ demandé par le Distributeur pour les investissements inférieurs à 10 M\$, mais d'autoriser plutôt un montant global de 557,2 M\$ pour l'ensemble de ces investissements. Ce montant correspond au niveau d'investissement autorisé pour l'année 2017 et à une augmentation de 5,2% par rapport au budget autorisé pour l'année 2016. »

(ii) En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur dépose les tableaux relatifs aux investissements avec et sans les modifications à l'ASC 715.

Le Distributeur rappelle que l'effet des modifications à l'ASC 715 est considéré dans les investissements de l'année de base 2017 et de l'année témoin 2018, mais non considéré dans l'année historique 2016 et le montant reconnu 2017 par la Régie.

Demande :

4.1 Veuillez indiquer si vos recommandations tiennent compte de l'impact des modifications à l'ASC 715 reflété dans les données de l'année de base 2017 et celles de l'année témoin 2018. Sinon, veuillez expliquer.

R4.1

Les recommandations de l'AQCIE et du CIFQ tiennent compte de l'impact des modifications à l'ASC 715.

Maintien des actifs – Réseau de distribution

Dans la catégorie Maintien des actifs - Réseau de distribution, les intervenants constatent que les explications du Distributeur sont pratiquement les mêmes dans le dossier R-3980-2016 et dans le dossier actuel. Ils recommandent la valeur de 122,4 M\$, soit la valeur de l'année de base 2017 avec les impacts de l'ASC 715, comme on peut le voir au tableau R-3.1E du document B-0065.

Maintien des actifs – Mesurage et relève

Selon le tableau R-3.1E du document B-0065, l'impact de la modification de l'ASC 715 sur les investissements Mesurage et relève est minime, et il n'affecte pas l'analyse des intervenants.

Amélioration de la qualité

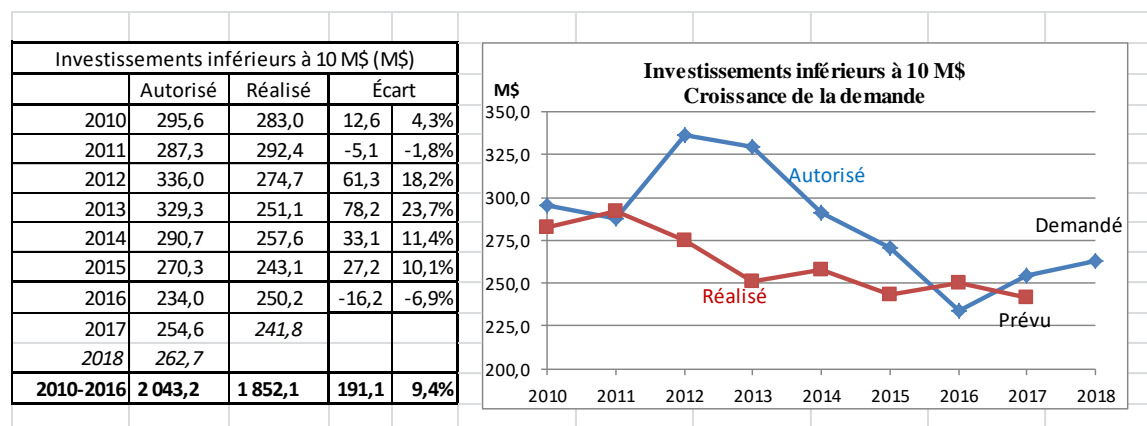
Le tableau R-3.1D du document B-0065 montre que la modification de l'ASC 715 n'a aucun impact pour cette catégorie d'investissements.

Respect des exigences

Les intervenants recommandent à la Régie d'autoriser le budget demandé par le Distributeur, et ce budget inclut l'impact de l'ASC 715.

Croissance de la demande

Les informations présentées au tableau R-3.1F permettent d'apporter une modification au tableau et à la figure montrés à la page 18 du mémoire des intervenants.



En cohérence avec les valeurs des investissements des années antérieures, la valeur des investissements prévus de l'année 2017 est celle sans l'impact des modifications à l'ASC 715. Ceci permet de constater que la valeur des investissements de la catégorie Croissance de la demande est inférieure à la valeur autorisée pour 2017.

Ainsi, la recommandation des intervenants d'autoriser le même budget que celui autorisé pour l'année 2017 (254,6 M\$) tient compte implicitement de l'impact de la modification de l'ASC 715 puisque la valeur des investissement qu'il est prévu de réaliser en 2017 est de 252,7 M\$ avec l'ASC 715.