

MÉMOIRE DE LA FCEI

DEMANDE TARIFAIRE 2015 DE HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Préparé dans le cadre du dossier

R-3933-2015

de la Régie de l'énergie

Par

Antoine Gosselin

Pour

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

Montréal, le 10 novembre 2015

Table des matières

1. Introduction.....	3
2. Prévision des revenus	3
3. Achats d'électricité.....	7
4. Charges d'exploitation :	9
4.1. Budget relatif aux activités de base.....	9
4.1.1. Efficience.....	9
4.1.2. Analyse spécifique de certains postes de dépense	13
4.1.2.1. Primes et revenus divers	14
4.1.2.2. Courrier, messagerie	14
4.1.2.3. Services professionnels et autres	14
4.2. Budget relatif aux éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers - Inspection et retraitement des poteaux	15
5. Indicateurs de qualité de service	17
6. Gestion du besoin de pointe et stratégie tarifaire.....	18
6.1. Tarif DT.....	18
6.2. Option interruptible pas intéressante pour les clients commerciaux.....	22
7. Option d'essai d'équipement	23
8. Mécanisme souple de rémunération des consultants hors audience	23
9. Sommaire des recommandations	25

1. Introduction

Dans sa demande d'établissement des tarifs 2016-2017, le Distributeur demande à la Régie d'autoriser une hausse de 1,9% de ses tarifs à l'exception du tarif L pour lequel une hausse de 1,2% est demandée. Cette hausse tarifaire reflète la prévision des coûts et des revenus présentée par le Distributeur. La FCEI commente la prévision de revenu du Distributeur à la section 2 du présent mémoire. La prévision des coûts est quant à elle traitée aux sections 3 et 4.

La section 5 porte sur la proposition du Distributeur relative aux indicateurs de qualité de service.

Le présent dossier se caractérise également par la présentation de la réflexion du Distributeur sur les tarifs résidentiels. La section 6 porte sur la contribution du tarif DT à la gestion du besoin en puissance ainsi que sur le besoin d'une option similaire aux tarifs généraux.

La section 7 traite de l'introduction d'option d'essai d'équipement pour la clientèle de moyenne puissance.

À la section 8, la FCEI soumet une proposition afin d'améliorer l'efficacité du processus réglementaire.

Finalement, la FCEI présente le sommaire de ses recommandations à la section 9.

2. Prévision des revenus

Dans le cadre du dossier tarifaire 2014 (R-3854-2014), la FCEI se disait préoccupée par la prévision des ventes et particulièrement la prévision des revenus du Distributeur à la lumière des excédents de revenus nets des achats substantiels et persistants observés depuis de nombreuses années. Elle recommandait la mise en place d'un compte d'écart sur les revenus nets des achats.

Dans sa décision D-2014-037, la Régie se prononçait ainsi :

« [91] La Régie note que le Distributeur s'est doté en 2012 d'un nouveau modèle de prévision des ventes de court terme qui utilise diverses variables économiques, démographiques et climatiques, tout en tenant compte de l'évolution historique des ventes pour chacun des secteurs de consommation. Ce modèle économétrique permet ainsi d'éviter l'utilisation de provisions de ventes et de contingences, comme le faisait le Distributeur dans le cadre des dossiers tarifaires précédents.

[92] La Régie note également que le Distributeur révisé continuellement ce nouveau modèle de prévision. D'ailleurs, pour l'année tarifaire 2014-2015, le Distributeur a raffiné sa méthode de démarcation, qui se traduit par une meilleure prévision des revenus de ventes.

[...]

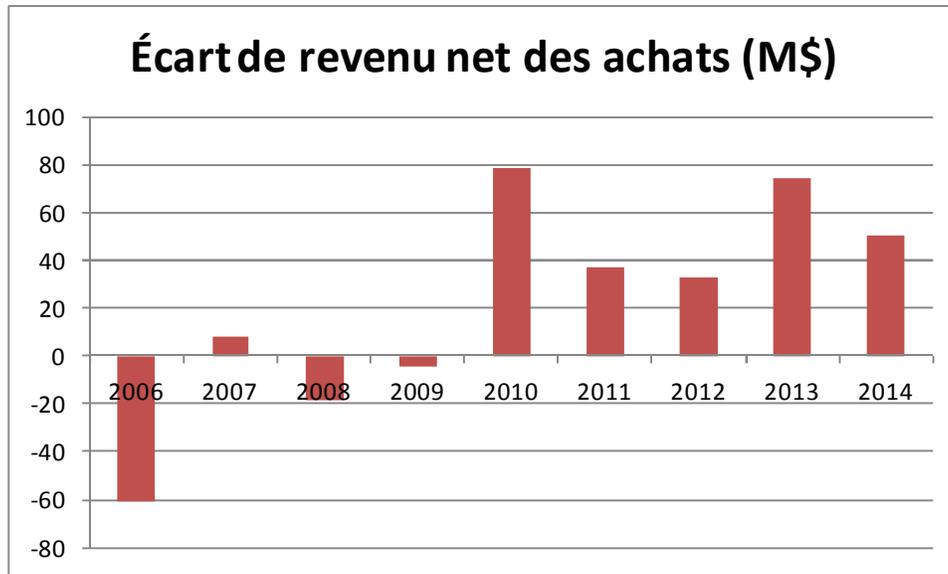
[94] Quant à la prévision des ventes pour l'année témoin projetée 2014, la Régie retient les propos du Distributeur à l'effet que « [l]e scénario de prévision des ventes 2014, déposé dans le cadre du présent dossier tarifaire, se veut un scénario centré et le plus probable [et que p]ar conséquent, les risques d'écart à la hausse comme à la baisse sont équivalents ».

[95] La Régie accepte la prévision des ventes déposée par le Distributeur aux fins d'établissement des tarifs de l'année tarifaire 2014-2015. Elle encourage le Distributeur à poursuivre le raffinement de son modèle économétrique de prévision des ventes et à présenter toutes nouvelles améliorations qui y seraient apportées. Elle lui demande de procéder de même en ce qui a trait à sa méthode de prévision des revenus de ventes.

[96] Par ailleurs, la Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI sur la mise en place d'un compte d'écarts relatif aux revenus de ventes nettes des achats d'électricité. Dans le cadre tarifaire actuel, les bénéfices reliés à la mise en place d'un tel compte n'ont pas été démontrés. »

Ainsi, la Régie anticipait que les modifications apportées à la méthode de démarcation allaient conduire à une meilleure prévision des revenus de ventes.

Figure 1



La figure 1 présente les revenus nets des achats du Distributeur pour les années 2006 à 2014. L'observation d'importants revenus nets des achats positifs et récurrents de 2010 à 2014 suggère fortement la présence d'un biais dans la méthode de prévision des revenus. À titre de comparaison, à pile ou face, la probabilité d'obtenir pile cinq fois de suite est de 3%. Dans le cas des écarts de revenus, non seulement ceux-ci sont-ils positifs cinq fois de suite, mais en plus, ils sont tous considérables de par leur taille ce qui est d'autant plus improbable et qui contraste de manière importante avec les écarts observés sur la période 2006-2009.

La FCEI constate de plus que malgré les modifications apportées à la méthode de démarcation des ventes, un écart de 50 M\$ subsiste en 2014. Cette année-là la hausse tarifaire de 4,3% a permis de générer 280 M\$ de revenu additionnels. Au prorata, l'écart de revenu net des achats implique qu'une hausse tarifaire de 3,5% aurait été suffisante pour assurer au Distributeur le revenu attendu. Pour 2015, les premières informations pointent en direction d'un nouvel excédent.¹

La FCEI estime que cette situation est inéquitable et va à l'encontre de l'intérêt public et de celui des clients. De plus, rien ne laisse entrevoir d'amélioration à cet égard, le Distributeur n'ayant apparemment pas investigué la cause de ces écarts. En réponse à une question, il écrit :

¹ B-0075, p. 28, réponse 15.2.

« 1.11 Selon le Distributeur, qu'est-ce qui explique que la variation des profils de revenu ait systématiquement eu pour effet de faire augmenter les revenus nets des achats sur la période 2009-2015?

Réponse : Le Distributeur continue à améliorer ses modèles de prévision dans l'optique de réduire les écarts de sa prévision des revenus. Ainsi, il mentionnait dans le dossier R-3854-2013[note omise] qu'il apportait des révisions en continu aux modèles de prévision des ventes et des revenus et que ces révisions permettaient une meilleure précision de l'ajustement tarifaire. Notamment, l'évaluation de l'impact de l'ajustement tarifaire selon des factures normalisées a permis de baisser les revenus additionnels requis du Distributeur d'environ 40 M\$ en 2014.

Par ailleurs, le Distributeur souligne que les améliorations à ces modèles de prévision n'ont été apportées qu'en 2012 pour la prévision de l'année 2013. Pour l'instant, seuls les écarts pour les années 2013 et 2014 sont disponibles et il n'est pas opportun de tirer des tendances à partir de ces écarts. »

Concernant la notion qu'il n'est pas opportun de juger de la qualité des modèles sur la base de seulement deux années, la FCEI souligne que si l'on adopte une telle approche, les modèles ne pourront jamais être questionnés puisque des améliorations y sont apportées en continu. Par ailleurs, il est d'usage de tester les modèles économiques sur les données historiques. Par exemple, ici, le Distributeur pourrait appliquer ses modèles pour refaire la prévision des revenus de 2012 sur la base de l'information disponible au moment de la préparation du dossier tarifaire 2012. Il en va de même des années précédentes.

Par conséquent, considérant que, contrairement aux anticipations de la Régie la situation perdure malgré les améliorations apportées aux méthodes du Distributeur, la FCEI réitère sa recommandation de mettre en place un compte d'écart sur les revenus nets des achats. Les bénéfices d'un tel compte seraient multiples considérant le cadre tarifaire actuel.

Premièrement, cela permettrait d'éviter que les clients soient pénalisés par des excédents de revenus futurs nets des achats pour 2016 et les années subséquentes. Entre 2010 et 2014, les écarts de revenus nets des achats totalisent 272 M\$ qui sont autant de dollars payés en trop par les clients.

Deuxièmement, cela réduirait le risque 'd'affaires lié à l'aléa économique du Distributeur ce qui pourrait conduire à un taux de rendement sur l'équité plus faible dans le futur au bénéfice des clients. Le risque pour les clients pourrait représenter une volatilité additionnelle pour les clients, mais celle-ci serait nettement moindre que la volatilité découlant des comptes de Pass-on ou d'aléa climatique.

Troisièmement, cela serait cohérent avec la notion que les entreprises réglementées devraient supporter les risques sur lesquels elles ont du contrôle. Considérant la fréquence du cadre réglementaire actuel, il est manifeste que le Distributeur n'a, à toutes fins utiles, aucun contrôle sur ses ventes entre deux causes tarifaires.

Quatrièmement, cela améliorerait à la marge l'incitatif à mettre en place des initiatives en efficacité énergétique en cours d'année.

3. Achats d'électricité

En demande de renseignement, la FCEI a demandé au Distributeur de justifier le recours à des achats de court terme particulièrement importants les 4 et 5 décembre 2014 alors qu'il utilisait des bâtonnets patrimoniaux relativement petits lorsque comparés à ceux utilisés pour les périodes correspondantes précédentes malgré que les besoins du Distributeur étaient eux plus importants.

Le Distributeur explique cette situation par un évènement réseau qui rendait l'électricité patrimoniale non acheminable. Il ajoute que l'évènement réseau a eu pour conséquence des achats d'urgence sur plusieurs marchés avoisinants pour fournir l'électricité à la charge québécoise.

L'analyse des transactions effectuées par le Distributeur au cours de ces deux journées indique en effet que des achats importants ont été faits les 4 et 5 décembre pour répondre à la situation d'urgence. Aussi, une transaction additionnelle auprès de HQP que le Distributeur ne semble pas rattacher à la situation d'urgence a été réalisée le 4 décembre pour livraison débutant le 4 décembre et se terminant le 5 décembre.² Cette transaction pour sur un volume d'énergie important (75,9 GWh) à un prix de 200,75 \$CAN/MWh.

² Considérant les circonstances prévalant au moment de cette transaction, il apparaît étonnant que

Tableau 1 : Extrait des transactions sur les marchés de court terme

Fournisseur	Produit	Date début	Date fin	Date légale	MWh	Devise	Prix moyen (\$US/MWh)	Prix moyen (\$CAN/MWh)	Prix de réf. (\$CAN/MWh)	Note
IESO	RT	04/12/2014	04/12/2014	04/12/2014	3,840	CAD	ND	1067.71		7
NE ISO	RT	04/12/2014	04/12/2014	04/12/2014	475	USD	1846.48	2129.54		7
NE ISO	RT	04/12/2014	04/12/2014	04/12/2014	549	USD	872.73	1006.52		7
NY ISO	RT	04/12/2014	04/12/2014	04/12/2014	600	USD	1069.57	1233.53		7
NY ISO	RT	04/12/2014	04/12/2014	04/12/2014	395	USD	543.66	627.01		7
Hydro-Québec Production	24 heures	04/12/2014	05/12/2014	04/12/2014	75,904	CAD	ND	200.75	ND	1
Hydro-Québec Production	24 heures	04/12/2014	05/12/2014	04/12/2014	1,207	CAD	ND	195.34	ND	7
NE ISO	RT	04/12/2014	05/12/2014	04/12/2014	4,301	CAD	ND	298.52		7
Hydro-Québec Production	24 heures	05/12/2014	05/12/2014	04/12/2014	1,920	CAD	ND	57.51	ND	7
IESO	RT	05/12/2014	05/12/2014	04/12/2014	15,637	CAD	ND	55.63		7
NE ISO	RT	05/12/2014	05/12/2014	04/12/2014	1,170	USD	70.70	81.53		7
NY ISO	RT	05/12/2014	05/12/2014	04/12/2014	8,329	USD	46.13	53.20		7
NY ISO	RT	05/12/2014	05/12/2014	04/12/2014	1,709	USD	37.72	43.50		7
Énergie Brookfield Marketi	24 heures	05/12/2014	05/12/2014	05/12/2014	2,860	USD	75.22	87.27	ND	7
Énergie Brookfield Marketi	24 heures	06/12/2014	06/12/2014	05/12/2014	5,280	USD	93.68	108.68	ND	7
Note 1:	Prix zone A (NY ISO) plus basis, avec frais de sortie, frais GES et frais de courtage									
Note 7:	Achat effectué pour situation d'urgence pour alimentation de la charge locale									

La FCEI est étonnée de constater que le Distributeur achète de l'énergie post-patrimoniale au Producteur alors même qu'il limite son utilisation de l'électricité patrimoniale sous prétexte que celle-ci ne peut être acheminée.

Le décret 1277-2001 du 24 octobre 2001 prévoit à son article 1 que « [l]’approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale est assuré par la fourniture d’électricité produite ou achetée par le fournisseur ou rappelée par ce dernier en vertu des contrats spéciaux ou des ententes de services comportant des clauses de puissance interruptible en vigueur le 1er janvier 2001 ». [Nous soulignons]

La FCEI ne voit rien dans le décret qui fasse en sorte que les 75 900 MWh d'électricité post-patrimoniale vendus le 4 décembre n'auraient pu se qualifier comme électricité patrimoniale.

Dans les circonstances, la FCEI remet en question l'argument du Distributeur à l'effet qu'il a utilisé de petits bâtonnets patrimoniaux parce que le Producteur n'était pas en mesure de livrer l'électricité patrimoniale n'est pas recevable. S'il était en mesure de livrer de l'énergie post-patrimoniale, il était nécessairement aussi en mesure de livrer cette même électricité en tant qu'électricité patrimoniale.

L'analyse des données de transactions de court terme montre que le prix moyen payé pour les transactions de court terme à l'automne 2014 avant le 4 décembre est de 39 \$/MWh alors qu'il est de 62 \$/MWh entre le 6 décembre et le 31 décembre. Sur la base de cette information, il est difficile de voir comment le Distributeur aurait raisonnablement pu croire à ce moment qu'il était plus avantageux pour les consommateurs de favoriser des achats de court terme à 200,75 \$/MWh plutôt que d'utiliser de l'électricité patrimoniale à moins de 30 \$/MWh.

En supposant que cette vente ait été livrée en tant qu'énergie patrimoniale et que le Distributeur ait acquis une quantité équivalente d'électricité post-patrimoniale entre le 6 et le 31 décembre, la FCEI estime que cette électricité aurait été acquise à un prix moyen de 62 \$/MWh.³ Ce faisant le Distributeur aurait réalisé une économie d'environ 10,5 M\$ sur ses coûts d'approvisionnement de 2014.⁴

Sous réserve que le Distributeur ne fournissent des explications satisfaisantes pour justifier cette transaction, la FCEI recommande à la Régie de réduire de 10,5 M\$ le compte de Pass-on 2014 pour l'établissement des tarifs 2016.

4. Charges d'exploitation :

4.1. Budget relatif aux activités de base

4.1.1. Efficience

Pour l'année 2016, le Distributeur indique ne pas être en mesure de remettre des gains d'efficience supplémentaires de 1,5% liés aux actions de gestion courante pour l'année témoin 2016. Il n'intègre donc aucune efficience au calcul de la formule de calcul de l'enveloppe des charges d'exploitation.⁵ Il justifie sa position de la façon suivante :⁶

- a) La réduction de 10,0 M\$ des coûts de services professionnels et autres imposée par la Régie dans sa décision D-2015-0182 qui ne pourra être réalisée en 2015 par le Distributeur, comme mentionné précédemment, et pour lesquels les besoins prévus se maintiennent en 2016.
- b) En appliquant les paramètres d'indexation de la formule paramétrique, le niveau de prestations de travail pour l'année témoin 2016 aurait été de 235,0 M\$ alors que les coûts attribuables à la gestion du matériel auraient été de 45,8 M\$. Or, basé sur les travaux planifiés aux investissements pour 2016, le Distributeur évalue à 230,1 M\$ les prestations de travail à capitaliser et à 43,9 M\$ les coûts liés à la gestion du matériel. Le Distributeur doit donc rétablir de 7 M\$ le niveau de ses charges d'exploitation.

³ Prix moyen des achats de court terme entre le 6 et le 31 décembre.

⁴ 10,5 M\$ = 75 900 MWh * (200,75 \$/MWh - 62 \$/MWh)

⁵ HQD-8, document 1, p. 25.

⁶ HQD-8, document 1, pp. 8 et 9.

- c) Un montant de 6,0 M\$ découlant d'une obligation liée à la mise en conformité des parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes a été intégré dans les autres charges directes prévues pour 2016 alors que des coûts liés à la mise en conformité n'étaient pas prévus au moment du dépôt du dossier R-3905-2014, tel qu'il est mentionné à la section 1 de la pièce HQD-8, document 3.
- d) Ces éléments sont en partie compensés par la réduction de 8,8 M\$ des charges de services partagés par rapport au montant de 458,9 M\$ reconnu pour 2015. Comme présenté à la section 2 de la pièce HQD-8, document 4, les efforts d'efficacité réalisés au cours des dernières années par le Distributeur, principalement quant à la réduction de ses ETC, ont permis d'établir le niveau des charges de services partagés liées aux activités de base pour son année témoin 2016 à 450,1 M\$. »

La FCEI estime que l'efficacité de 1,5% devrait être intégralement maintenue.

La FCEI ne conteste pas a priori le budget demandé pour la mise en conformité des parcs à carburant (item c). Toutefois, elle note qu'en invoquant ce besoin en contrepartie d'une efficacité moins importante, le Distributeur contourne le cadre d'établissement des charges d'exploitation.

La preuve du Distributeur laisse croire que cette nouvelle dépense de 6 M\$ correspond à un nouveau besoin. Or, la Régie a établi un mécanisme clair quant à l'inclusion de tels besoins dans les charges d'exploitation via les éléments spécifiques. Comme l'indique le Distributeur :⁷

« Les critères qui ont été reconnus par la Régie pour déterminer si un nouveau coût doit être retenu comme un élément spécifique demeurent les mêmes pour la nouvelle catégorie Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers. Ces critères sont les suivants :

1. Coût hors du contrôle du Distributeur ;
2. Coût découlant de nouvelles exigences externes telles que lois et obligations de prise en charge de réseaux ;
3. Coût extraordinaire ou lié à de nouvelles activités et n'ayant pas été prévu dans les budgets des années antérieures ;

⁷ R-3814-2012, HQD-7, document1, p. 8

4. Coût temporaire découlant de projets d'investissements et/ou générant des gains.

De plus, l'élément ne doit pas remplacer des éléments similaires déjà inclus dans les activités courantes afin d'être accepté et doit respecter le seuil minimal de 5 M\$. »

Si le coût lié à la mise en conformité des parcs à carburant est une activité de base récurrente, il n'y a pas lieu d'appliquer un ajustement à la formule paramétrique directement ou indirectement pour en tenir compte.

La FCEI comprend que cette activité ou sa croissance découle d'un projet d'investissement et est temporaire⁸.

Quant aux items b) et d), ils réduisent globalement les charges de 1,8 M\$, ils ne peuvent donc être évoqués pour justifier l'absence d'efficacité.

Finalement, en ce qui concerne l'item a), la FCEI soumet, tel que démontré ci-après, que le budget 2016 ne reflète aucune efficacité relativement au coût réel 2014, ni l'efficacité paramétrique de 2015, ni l'efficacité additionnelle demandée par la Régie. On ne peut donc invoquer la présence d'efficacité additionnelle pour justifier l'absence d'efficacité paramétrique.

Le tableau 2 présente les charges d'exploitation du Distributeur pour 2012, 2014 et 2016. La FCEI applique des ajustements additionnels à ceux du Distributeur⁹ afin de rendre les montants comparables.

Ce tableau montre que pour des activités de base comparables, le budget demandé par le Distributeur pour 2016 est de 1028,1 M\$ ce qui correspond à une hausse de 7,1 % comparativement au réel 2014. Afin d'évaluer l'efficacité incluse dans ce budget, la FCEI ajuste les montants réels de charges de 2012 et 2014 en y ajoutant l'effet de la croissance et de l'inflation tel que prévu par le Distributeur dans le cadre de ses différents dossiers tarifaires.

⁸ B-0087, p. 12.

⁹ HQD-8, document 1, p. 6, tableau 1

Lorsque l'effet de l'inflation et de la croissance de la clientèle sont ajoutés au coût réel le budget obtenu pour 2016 à partir des données réelles de 2012 est de 1130,9 M\$ et de 1030,9 M\$ à partir des données réelles de 2014. On trouve donc que le Distributeur a réalisé une efficacité d'environ 102,8 M\$ entre 2012 et 2014 et que le budget demandé pour 2016 intègre seulement 2,8 M\$ d'efficacité entre 2014 et 2016.¹⁰

Tableau 2 : Ajustement des charges d'exploitation (M\$)

	2012	2014	2016	Croissance 2014-2016 (%)
Charges d'exploitation	1203,7	1268,8	1260,5	
Ajustements du Distributeur				
Activités avec facteurs d'indexation et spécifiques	176,3	310,9	249,1	
Pannes majeures		8,6		
Évènements imprévisibles RA			20,3	
US GAAP			11,4	
Charges d'exploitation - activités de base (calcul du Distributeur)		949,3	979,7	30,4 (3,2%)
Ajustements additionnels de la FCEI				
Mission à l'étranger	0,0	-1,8	0,0	
Pannes majeures (autres effets)	24,1	10,2	8,0	
Expertise	7,1	6,1	3,2	
Gain LAD (référence=2014)	-11,8	0,0	-59,6	
Grève des élagueurs 2014		-11		
Régime d'intéressement corporatif		-14		
Charges d'exploitation - comparables (calcul de la FCEI)	996,2	959,8	1028,1	68,3 (7,1%)
Effet de la croissance jusqu'à 2016*	33,5	15,6		
Effet de l'inflation jusqu'à 2016*	101,2	55,5		
Estimation des charges 2016 sans efficacité	1130,9	1030,9	1028,1	
Efficacité cumulative versus 2016	102,8	2,8		

* Sur la base des taux et montants prévus aux dossiers tarifaires 2013 à 2016.

¹⁰ Il est à noter que ces niveaux d'efficacité pourraient être surestimés si l'inflation réelle sur les charges non salariales était moindre que l'inflation postulée à 2% sur cette période (ce qui est le cas à ce jour) ou si les économies d'échelles sont supérieures à 25%.

Étant donné que l'enveloppe des charges pour 2016 est établie à partir du revenu autorisé 2015, lequel intègre l'efficacité exigée par la Régie, on peut en conclure que les charges d'exploitation 2014 intègrent déjà la totalité de l'efficacité exigée pour 2015.

La FCEI estime qu'il n'est pas acceptable pour le Distributeur de ne livrer aucune efficacité sur la période 2014-2016. Elle constate de plus que le Distributeur a été en mesure de livrer de l'efficacité à chacune des années depuis 2008. La position du Distributeur selon laquelle il ne serait plus en mesure de réaliser de l'efficacité n'est pas supportée par les faits. La FCEI ne voit aucune raison valable pour ne pas intégrer d'efficacité au présent dossier.

Elle recommande donc de maintenir un objectif d'efficacité de 1,5% annuel aux fins du calcul de l'enveloppe des charges d'exploitation ce qui se traduit par une réduction de 38,0 M\$ de l'enveloppe des activités de base à 941,7 M\$.¹¹

Elle estime par ailleurs que le montant de 6,0 M\$ pour la mise en conformité des parcs à carburant devrait être soumis pur examen à titre d'élément spécifique.

Les sections suivantes identifient certains postes de dépense où le budget prévu pour les activités de base paraît excessif.

4.1.2. Analyse spécifique de certains postes de dépense

Tout comme pour les dépenses d'exploitation dans leur ensemble, la FCEI a ajusté les divers postes de dépenses du revenu requis afin d'obtenir des valeurs comparables entre l'année historique et l'année témoin. Le tableau 3 présente la progression de certains postes de coûts dont l'évolution ne semble pas justifiée après que ces ajustements aient été appliqués. Dû à la difficulté de répartir l'effet de l'efficacité et de la croissance entre les postes de dépense, cet exercice fait abstraction de ces deux éléments. Il s'agit donc de coûts non justifiés avant prise en compte de l'efficacité et de la croissance.

¹¹ HQD-16, document 1, p. 44.

Tableau 3 : Écart de coûts non expliqués (M\$)

	2014	2014 + inflation	2016	Croissance 2014-2016 (%)	Portion non justifiée
	[a]	[b]	[c]	[c]-[a]	[c]-[b]
Primes et revenus divers	27,9	30,2	33,9	6,0 (21,5%)	3,7
Courrier, messagerie	22,8	23,7	25,3	2,5 (11,0%)	2,5
Services professionnels et autres	67,2	69,9	72,7	5,5 (8,2%)	2,8
Total					9,0

4.1.2.1. Primes et revenus divers

Les primes et revenus divers prévus pour 2016 sont de 26,7 M\$ contre 29,1 M\$ en 2014. Toutefois, ces deux montants ne sont pas comparables parce que l'efficacité relative au projet LAD implique une réduction de 8,1 M\$ des *Primes et revenus divers* en 2015 et 2016.¹² La baisse de 2,4 M\$ affichée en *Primes et revenus divers* cache plutôt une hausse de 6 M\$. Après prise en compte de l'inflation, la FCEI évalue la portion non justifiée de cette hausse à 3,7 M\$.

4.1.2.2. Courrier, messagerie

Le poste *Courrier, messagerie* augmente de 11 % entre 2014 et 2016. La FCEI estime à 2,5 M\$ la portion non justifiée de cette hausse.

4.1.2.3. Services professionnels et autres

En réponse à une question, le Distributeur indique que le budget 2016 en *Services professionnels et autres* pour les activités de base est de 72,7 M\$ et qu'il est comparable à celui de l'année historique 2014. Comme base de comparaison le Distributeur mentionne un coût réel de 2014 de 70,8 M\$. Or, ce montant n'est pas comparable au budget de 2016 puisqu'il inclut une dépense de 3,6 M\$ en lien avec les pannes majeures alors que le budget 2016 ne contient pas de coûts à cet égard. La base de comparaison devrait plutôt être 67,2 M\$ tel qu'indiqué ci-haut. Après prise en compte de l'inflation, la FCEI évalue à 2,8 M\$ la portion non expliquée du budget de *Services professionnels et autres*.

¹² B-0079, p. 46.

Faute d'explications appropriées, la FCEI recommande de réduire le budget des charges d'exploitation de 9 M\$ en sus de l'effet de l'efficiency discuté précédemment.

4.2. Budget relatif aux éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers - Inspection et retraitement des poteaux

Depuis les débuts du programme d'inspection et de retraitement des poteaux, le Distributeur a systématiquement surestimé le budget de requis pour cette activité.¹³ Une partie de ces écarts découle du fait que le Distributeur a surestimé le coût unitaire moyen d'inspection et retraitement le programme. Selon l'état de chaque poteau des actions différentes sont requises. La surévaluation du revenu unitaire moyen peut découler soit un effet de composition,¹⁴ soit d'une surévaluation du coût de chaque activité.

Le tableau reproduit ci-bas présente les différentes activités possibles et leur coût unitaire prévu et réel pour 2013.¹⁵

**Tableau R-6.5 :
Volume et coût par activités d'inspection - Année 2013**

Activité	Quantité planifiée	Coût moyen prévu	Quantité réelle	Coût moyen réel
Inspection et mise en inventaire	52 200	55 \$	55 071	46 \$
Inspection complète	122 344	90 \$	107 350	71 \$
Poteau non accessible	787	39 \$	687	30 \$
Remplacement planifié	2 475	97 \$	2 192	80 \$
Remplacement prioritaire	2 194	97 \$	2 111	80 \$
Total	180 000	80 \$	167 411	63 \$

¹³ B-0075, p. 31.

¹⁴ C'est-à-dire une modification de la répartition des poteaux entre les activités.

¹⁵ R-3905-2014, HQD-15, document 9, p. 20.

Ce tableau montre que le coût moyen réel a été inférieur au coût moyen prévu pour chacune des activités en 2013. Il est très probable que ce fut le cas également pour les autres années puisque, tel que présenté au tableau 4, les coûts moyens réels globaux sont largement inférieurs aux coûts moyens prévus pour les années 2011 à 2014. Il est improbable que les seuls effets de compositions puissent engendrer de tels écarts.

Tableau 4 : Coût moyen d'inspection de poteaux en services professionnels et autres

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Coût moyen prévu	96	100	80	80	75	70
Coût moyen réel	68	67	63	63		

Source : HQD-8, document 1, p. 17 et calculs de la FCEI basé sur le nombre de poteaux et le budget prévus.

Pour l'année 2016, le Distributeur utilise un taux moyen de 70\$ par poteaux pour établir son budget de 13,5 M\$ en *Service professionnels et autres*.¹⁶ Ce taux est sensiblement supérieur aux coûts moyens réels les plus récents. Considérant l'historique de prévision du Distributeur, la FCEI a de sérieux doutes quant à la fiabilité de cette prévision. Elle estime qu'il serait plus approprié d'utiliser les coûts moyens réels de 2014 pour chaque activité. Comme on peut le voir au tableau 5, ce calcul résulte en un coût de 11,7 M\$, soit 1,8 M\$ de moins que la prévision du Distributeur

Tableau 5 : Calcul du coût en service professionnels et autres (inspection des poteaux)

	Coût moyen réel 2014 (\$)	Quantité prévue 2016	Coût total (M\$)
Inspection et mise en inventaire	44	74 350	3,3
Inspection complète	70	113 500	7,9
Poteau non accessible	35	420	0,01
Remplacement planifié	76	2 430	0,2
Remplacement prioritaire	79	3 200	0,3
Total		193 000	11,7

Source : B-0079, p. 34

¹⁶ B-0079, p. 34.

La FCEI recommande de réduire de 1,8 M\$ le budget en *Service professionnels et autres* relatifs aux éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.

5. Indicateurs de qualité de service

Suite à la décision D-015-018, le Distributeur présente un indicateur *Nombre de courriels par client*. Cet indicateur est basé sur le nombre de courriels libre reçu pour la clientèle de masse.

Le Distributeur propose de remplacer cet indicateur par un nouvel indicateur plus englobant d'utilisation des services Web qui intègre les courriels libres, mais aussi le nombre de formulaires Web reçus (p. ex. emménagement/déménagement, adhésion au MVE, élagage) et le nombre de contacts Web transactionnels. Il soutient que le nombre de courriels libres ne permet pas de mesurer adéquatement l'ensemble des efforts déployés pour améliorer le service à la clientèle ce que corrigerait selon lui ce nouvel indicateur.¹⁷

La FCEI estime que l'indicateur proposé par le Distributeur ne devrait pas être retenu.

Il est vrai que le nombre de courriels par clients ne mesure pas directement l'ensemble des efforts déployés par le Distributeur dans le but d'améliorer le service à la clientèle. Toutefois, il les mesure indirectement puisque, comme l'indique le Distributeur, si les ressources mises en place répondent adéquatement aux besoins, cela devrait se refléter sur le nombre de courriels libres.¹⁸

Mesurer l'ensemble des efforts déployés par le Distributeur ne dit que peu de choses sur l'impact de ces efforts sur la qualité de service et la satisfaction des clients. Or, la FCEI estime qu'il est plus pertinent dans le cadre des indicateurs de qualité de service d'utiliser des indicateurs qui mesurent la satisfaction des clients plutôt que leur utilisation des ressources mises en place par le Distributeur.

¹⁷ HQD-2, document 1, p.12

¹⁸ Idem, lignes 31 et 32.

De plus, l'indicateur proposé par le Distributeur est impossible à interpréter sans connaître l'évolution de ses sous-composantes. En effet, une hausse de l'utilisation des services Web peut être souhaitable si elle résulte d'une augmentation de l'utilisation des formulaires Web ou du nombre de contacts Web transactionnels. Elle n'est probablement pas souhaitable si elle résulte d'une hausse du nombre de courriels libres. Comment faire alors pour savoir si l'on doit se réjouir ou se désoler de la hausse de cet indicateur?

Finalement, le nombre de formulaire Web et contacts transactionnels Web étant environ dix fois plus nombreux que les courriels libres, les variations du nombre de courriels seraient noyées dans la masse et deviendraient imperceptibles si la proposition du Distributeur était retenue.¹⁹

La FCEI recommande donc de maintenir l'indicateur *nombre de courriel par client* tel que demandé et défini dans la décision D-2015-018.

Suite à des questions de la Régie, le Distributeur présente deux indicateurs additionnels.²⁰ Le premier est le nombre de courriels libres plus le nombre de formulaires Web reçu. La FCEI estime que cet indicateur ne serait pas utile. Tout comme l'indicateur de service Web et pour les mêmes raisons, cet indicateur serait impossible à interpréter.

Le second est le nombre de contacts Web transactionnels et informationnels. Cet indicateur donne de l'information sur le niveau d'utilisation des services Web. Il offre une perspective intéressante sur le niveau d'intérêt envers les services Web du Distributeur. Si un tel indicateur devait être mis en place, la FCEI estime qu'il pourrait être pertinent d'y ajouter le nombre de formulaires Web.

6. Gestion du besoin de pointe et stratégie tarifaire

6.1. Tarif DT

L'approvisionnement en puissance entraîne des coûts importants pour la clientèle du Distributeur. La modification récente du rôle de la centrale de Bécancour et le résultat de l'appel A-2015/01 l'illustrent bien. Il est donc important au bénéfice de la clientèle d'utiliser au mieux tous les moyens disponibles afin de limiter la croissance du besoin en puissance.

¹⁹ HQD-2, document 1, p.15

²⁰ HQD-16, document 1, pp. 12 et 13

Le tarif DT est un outil important pour la gestion du besoin en puissance de la charge locale depuis de nombreuses années. Il permet de réduire de 620 MW le besoin en puissance et de réaliser des économies considérables, ce qui est bénéfique pour l'ensemble des clients. Ces économies sont d'autant plus importantes que le coût de la puissance a augmenté de manière considérable ces dernières années. Selon les dernières évaluations, chaque client biénergie engendre un bénéfice financier global de 12 000\$ sur une période de 20 ans.²¹ La calibration actuelle du tarif transfère environ le tiers de ce revient à l'abonné, le reste bénéficiant à l'ensemble de la clientèle.

Malheureusement, la clientèle du tarif DT tant à s'effriter depuis quelques années. L'évolution de la clientèle du tarif DT se caractérise par une combinaison de départs et de nouvelles adhésions.²² Le plus souvent, les clients qui quittent le tarif se déplacent vers le chauffage électrique alors que les nouveaux adhérents utilisaient au préalable un chauffage exclusivement au mazout. L'effet net est que chaque fois qu'un client quitte le tarif DT pour le chauffage tout électrique, un client de plus passe au chauffage à l'électricité pour la pointe hivernale même si, en apparence, le nombre d'abonnements au tarif DT n'est pas affecté.

Entre 2009 et 2013 le nombre d'abonnements au mazout était en décroissance modeste avec environ 2000 abandons annuels du tarif et un peu moins de nouveaux adhérents. En 2014, plus de 6000 clients ont quitté le tarif DT. Une forte proportion de ces clients utilise aujourd'hui l'électricité pour le chauffage à la pointe d'hiver et contribue donc à faire augmenter le besoin en puissance.

De plus, le Distributeur indique que seul 10% des clients ayant délaissé le mazout en 2014, soit environ 2000. Autrement dit, 18 000 clients sont passés à une autre source d'énergie pour le chauffage dont certainement une forte proportion au chauffage tout électrique. En 2014 seulement, c'est donc un potentiel maximal de 24 000 clients additionnels qui auraient pu être attirés ou retenus au tarif DT.

Tout en reconnaissant l'apport du tarif DT, le Distributeur estime que l'érosion du parc biénergie est inévitable. Par conséquent, il privilégie des mesures qui visent à ralentir cette érosion. Ces mesures consistent essentiellement en de la sensibilisation et de la promotion.²³

²¹ B-0091.

²² B-0071, p. 181 de 209.

²³ Le Distributeur n'exclut pas l'utilisation de la marge de manœuvre sur la rentabilité du tarif pour accroître l'avantage économique pour le client.

La FCEI ne partage pas ce point de vue. Elle observe que les considérations économiques occupent une place prépondérante parmi les clients s'étant désistés du tarif. Parmi les clients qui identifient la cause de leur changement de tarif, 32% invoque des critères économiques contre 6% qui identifient des critères autres.²⁴ Une amélioration de l'avantage économique que procure le tarif est donc susceptible de modifier la tendance actuelle à l'effritement.

La FCEI estime qu'il est dans l'intérêt de la clientèle de favoriser le maintien de l'utilisation du mazout pour le chauffage en pointe et d'en maximiser les bénéfices. À ce titre, la FCEI estime que l'avantage économique global du tarif DT pourrait être augmenté par l'application d'une tarification différenciée en fonction de l'heure du jour la température est inférieure au seuil critique du tarif.

Le tarif DT est composé d'une redevance quotidienne et de deux tranches tarifaires variables. L'une à un coût relativement faible (4,57 c/kWh) applicable lorsque la température est supérieure à un seuil critique préétabli, l'autre à un prix élevé (26,69 c/kWh) lorsque la température descend sous ce seuil. Puisque le coût en kWh équivalent au mazout est de 11,65 c/kWh, les clients ont tout intérêt à utiliser le mazout lorsque le seuil critique est atteint.

À l'heure actuelle, le prix de la tranche élevée s'applique quelque soit l'heure du jour. Cette façon de faire était la seule envisageable avant que ne soient déployés les compteurs de nouvelle génération. La FCEI doute de l'optimalité économique de cette approche. Il est en effet probable que le Distributeur soit en mesure de se procurer de l'électricité à un prix inférieur à 11,65 c/kWh dans certaines plages horaires. Le Distributeur évalue le coût évité de l'énergie hors-pointe en période hivernale à moins de 6,6 c/kWh.²⁵

Le déploiement des compteurs de nouvelle génération permet aujourd'hui de raffiner le moment où les interruptions se produisent de façon à maximiser le bénéfice global associé à ce tarif. Notamment, certaines plages horaires pourraient ne pas être admissibles à une interruption (par exemple la nuit, la fin de semaine et les jours fériés). Dans la mesure où le coût de l'électricité pour le Distributeur est inférieur à celui du mazout dans ces plages horaires, un bénéfice additionnel serait créé ce qui augmenterait l'intérêt envers ce tarif. En d'autres termes, un raffinement des paramètres d'interruption permettrait aux clients de remplacer du mazout par de l'électricité à moindre coût.

²⁴ B-0071, p. 182 de 209. L'autre motivation énoncée, soit le changement d'équipement, étant le résultat de la décision du client de quitter le tarif DT et non sa cause, la FCEI n'en tient pas compte.

²⁵ HQD-4, document 4, p. 5

Outre l'attrait accru pour la biénergie et une réduction potentielle du besoin en pointe, la FCEI voit d'autres avantages à une telle approche. D'abord, le fait de savoir avec certitude que le tarif de pointe ne s'appliquerait pas dans certaines plages horaires pourrait permettre aux clients de déplacer des charges associées aux usages de base hors des heures de pointe. Dans le modèle actuel, un client n'a aucun intérêt à déplacer sa charge de base hors de la période de pointe. Considérant l'écart important entre le taux bas et le taux élevé au tarif DT,²⁶ il est possible que les clients répondent davantage qu'ils ne l'avaient fait dans le cadre du projet heure juste. De plus, l'utilisation des technologies de stockage d'énergie pourrait être avantageuse pour déplacer la consommation de base dans un tel contexte. Une telle option tarifaire permettrait aussi au Distributeur de récolter des informations précieuses sur le comportement des abonnés face à la tarification différenciée dans le temps sans encourir les risques associés à une offre tarifaire qui serait accessible à l'ensemble de la clientèle.

Sans oublier l'avantage environnemental évident que constituerait la réduction à court terme de la consommation de mazout et l'attrait d'un tel tarif pour les propriétaires de véhicules électriques.

En réponse à une question de la Régie, le Distributeur soulève certaines objections face à la possibilité d'appliquer à distance la permutation entre les sources d'énergie.²⁷ Il souligne tout d'abord le fait que l'utilisation de la sonde permet une gestion régionale du réseau. La FCEI soumet que l'utilisation de la télécommande n'exclut pas d'inclure un volet régional aux permutations. Par exemple, des relevés de températures locaux pourraient être utilisés comme déclencheur du passage d'une source d'énergie à l'autre. Un tel procédé assurerait peut-être même plus d'équité entre les clients en évitant que certains clients soient au taux élevé alors que des voisins proches ne le sont pas à cause de facteurs environnementaux idiosyncratiques.²⁸

Le Distributeur estime également que la croissance de parc biénergie au détriment de l'industrie du mazout n'est pas souhaitable. Il craint qu'une décroissance trop importante des livraisons de mazout ne fragilise le réseau de distribution et compromette l'accès au mazout des clients biénergie et accélère l'érosion du parc biénergie.

²⁶ L'écart est d'environ 20 ¢/kWh alors que l'écart de l'option la plus agressive du projet tarifaire heure juste avoisinait 10 ¢/kWh.

²⁷ B-0075, p. 109.

²⁸ R-3471-2001, HQD-3, document 3, p. 4

À la connaissance de la FCEI, aucune preuve tangible ni analyse de cette prétention n'a été déposée devant la Régie. Le Distributeur ne mentionne d'ailleurs que des rencontres avec des intervenants de l'industrie du mazout comme base à cette préoccupation.²⁹ Sans remettre en cause la pertinence de la préoccupation du Distributeur, la FCEI estime que le Distributeur se doit de faire une démonstration plus probante pour justifier sa prétention.

Cela étant dit, la mise en place des mesures incitatives (programme *Chauffez vert*, crédit d'impôt *ÉcoRénov*) visant à favoriser la conversion des systèmes au mazout vers le chauffage tout-électrique pourrait remettre en cause la stratégie du Distributeur relativement à l'effritement de la consommation de mazout. En effet, ces programmes risquent d'accélérer la conversion vers le tout-électrique et donc d'affaiblir le secteur de distribution du mazout davantage que ne le ferait une conversion vers la biénergie. À cet égard, le Distributeur indique juger préférable de voir un client se convertir à la biénergie plutôt qu'au TAE.³⁰ Dans ce contexte, il est préférable d'augmenter l'attrait du tarif DT pour la clientèle que de laisser les clients se convertir au chauffage tout électrique. Cela pourrait favoriser une stabilisation voire une tendance haussière des ventes de mazout à moyen et long terme plutôt que d'assister à l'effritement continu de ce marché.

La FCEI demande à la Régie d'ordonner au Distributeur d'inclure une proposition de tarification différenciée selon leur du jour pour le tarif biénergie dans son dossier tarifaire 2017-2018.

6.2. Option interruptible pas intéressante pour les clients commerciaux

Dans sa demande d'intervention, la FCEI demande qu'une approche semblable à celle proposée pour le tarif DT soit visée et fasse partie des discussions qui auront lieu au printemps 2016 relativement à la refonte des tarifs généraux.

Suite à une question de Régie, le Distributeur indique :³¹

« Une évaluation du potentiel biénergie pour la clientèle de petite et de moyennes puissances, de même que la possibilité de rémunérer un éventuel effacement par l'entremise d'un programme de gestion de la demande en puissance ou par un tarif adapté, pourraient faire l'objet de la séance de travail prévue au printemps 2016. Par ailleurs, l'option d'électricité interruptible, offerte à la clientèle de moyenne puissance dont la puissance maximale appelée est d'au moins 1 000 kW, peut s'avérer intéressante pour les clients avec un système biénergie. »

²⁹ R-3864-2013, B-0032, p. 12, question 5.3

³⁰ Idem

³¹ B-0075, p. 111.

La FCEI accueille favorablement la réponse du Distributeur. Elle souhaite toutefois préciser que sa proposition vise deux objectifs liés mais distincts. Le premier est la gestion du besoin en pointe. Le second est la réduction du coût de l'énergie pour les PME.

Les tarifs généraux actuels favorisent l'utilisation du mazout comme unique source de chauffage comparativement à l'électricité. Pour un client qui utilise déjà le mazout comme source de chauffage, un tel tarif ne contribuerait pas à réduire le besoin en pointe. Par contre, en permettant au client de substituer du mazout par de l'électricité hors pointe, il permettrait une réduction de coûts pour ce client tout en maintenant la neutralité à l'égard des autres clients.

En tant que Distributeur réglementé, la FCEI estime que c'est le rôle du Distributeur d'offrir à ces clients des options qui créées de la valeur pour eux, surtout si cela n'a pas d'incidence sur le reste de la clientèle. **La FCEI demande donc que ces deux objectifs soient considérés en vue des discussions du printemps 2016 et que parmi les options analysées figure un tarif semblable au tarif DT incluant la tarification selon l'heure du jour.**

7. Option d'essai d'équipement

Le tarif L comporte une option d'essai d'équipement depuis plusieurs années. Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'introduire une option d'essai d'équipement pour les clients de moyenne puissance. Toutefois, les modalités offertes sont considérablement moins avantageuses que celles offertes aux clients du tarif L. Le Distributeur explique ces différences par des contraintes techniques liées au processus de facturation.

La FCEI a pris bonne note des contraintes techniques soulevées par le Distributeur relativement aux registres de facturation. Elle cherchera à en savoir davantage sur le contenu des registres et les contraintes que cela engendre en audience.

8. Mécanisme souple de rémunération des consultants hors audience

La FCEI propose à la Régie d'adopter un mécanisme souple permettant aux associations de consommateurs, qui discutent de divers dossiers avec HQD hors des audiences de la Régie mais sur des sujets soumis à la juridiction de la Régie, d'obtenir un financement adéquat et raisonnable pour permettre l'embauche de consultants.

Un tel mécanisme respecterait l'esprit de l'article 36 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*³², qui prévoit que la Régie « peut ordonner au transporteur d'électricité ou à tout distributeur d'électricité ou de gaz naturel de verser, tout ou partie des frais, y compris des frais d'experts, aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations ».

Les intervenants reconnus en vertu du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*³³ sont en effet encouragés par la Régie à discuter avec HQD hors des audiences de sujets soumis à sa juridiction, afin de favoriser un processus de réflexion coopératif et flexible entre les parties impliquées. Toutefois, lorsque les enjeux sont plus pointus, les intervenants doivent engager des consultants afin d'intervenir de manière utile auprès d'HQD.

La FCEI soumet que les interventions hors audience auprès d'HQD, qui occasionnent des frais quant à l'embauche de consultants, doivent être considérés comme partie intégrante des interventions qui satisfont aux critères d'examen d'une demande de paiement de frais en vertu des articles 15 et 16 du *Guide de paiement des frais 2012*³⁴, étant donné leur caractère nécessaire et raisonnable, ainsi que leur utilité. Cette utilité est d'autant plus évidente que les interventions hors audience permettent de régler des problèmes plus rapidement et d'éviter de prolonger de coûteuses séances d'audiences à la Régie.

La FCEI demande donc qu'à la fin de chaque séance tarifaire, un financement normé et limité à 10 000\$ soit prévu pour la rémunération de consultants engagés lors de ces interventions hors audience.

³² c R-6.01.

³³ c R-6.01, r 4.1.

³⁴ Régie de l'énergie, juin 2012.

9. Sommaire des recommandations

La FCEI demander à la Régie de :

- Mettre en place un compte d'écart sur les revenus nets des achats
- Réduire le revenu requis de 59 M\$ composée de
 - Pass-on 2014 : 10,5 M\$
 - Activités de base
 - Enveloppe 2016 : 38 M\$
 - Coûts non justifiés : 9M\$
 - Inspection des poteaux : 1,8 M\$
- Maintenir l'indicateur de qualité de service Nombre de courriels par client
- Introduire une tarification différenciée selon l'heure du jour au tarif DT dans les orientations tarifaires adressées au Distributeur
- Ordonner au Distributeur d'analyser et présenter des moyens permettant de favoriser la gestion de la pointe et la substitution du mazout par de l'électricité hors pointe aux tarifs généraux dont un tarif semblable au tarif DT incluant une tarification hors pointe.
- Autoriser le financement des intervenants pour les travaux hors-audience demandés par la Régie.

La FCEI réserve sa recommandation quant à l'option d'essai d'équipement pour la clientèle de moyenne puissance.