

**MÉMOIRE DE LA FCEI CONCERNANT LE MÉCANISME DE
RÉGLEMENTATION INCITATIVE DU DISTRIBUTEUR**

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

**Préparé dans le cadre du dossier
R-4057-2018
de la Régie de l'énergie**

**Par
Antoine Gosselin**

**Pour
Fédération canadienne de l'entreprise indépendante**

Le 15 novembre 2018

Table des matières

1. Indicateurs d'efficacité	3
2. Indicateur de qualité de service	5
3. Mécanisme de réglementation incitative – Indicateurs de qualité de service et MTÉR	6
3.1. Choix des indicateurs de qualité de service.....	7
3.2. Cibles pour les indicateurs de qualité de service.....	7
3.3. Pondération des indicateurs de qualité de service	8
3.4. Lien avec le MTÉR.....	9
3.5. Proposition de la FCEI quant au lien entre les indicateurs de qualité de service et les excédents de rendement	11
4. Mécanisme de réglementation incitative – Clause de sortie.....	13
5. Nouveau Facteur Y pour contribution à des projets de raccordement	13
6. Coûts évités.....	15
7. Prise en compte des coûts évités du Distributeur par le Transporteur.....	17
8. Approvisionnements	19
9. Stratégie tarifaire	21
9.1. Tarif DT.....	21
9.2. CPC et TPC	23

1. Indicateurs d'efficience

Depuis la demande tarifaire R-3644-2007, le Distributeur présente huit indicateurs d'efficience liés aux coûts des services de distribution et de service à la clientèle.¹

Suite à la mise en place du mécanisme de réglementation incitative (« MRI »), le Distributeur indique qu'il n'entend plus présenter ces indicateurs. Il prétend ne plus être en mesure de calculer ces indicateurs en mode prévisionnel dû à la présence de la formule d'indexation globale qui ferait en sorte que les charges incluses dans la formule ne pourraient être isolées.

Cependant, il confirme « qu'il produit un plan d'affaires interne qui vise à respecter les revenus requis établis selon les caractéristiques du mécanisme de réglementation incitative (MRI). »²

Pour ce qui est des données historiques, le Distributeur s'oppose au calcul des indicateurs de coûts pour les années 2, 3 et 4 du MRI puisqu'il ne prévoit déposer que le montant global des coûts réels couverts par la formule d'indexation. Le Distributeur se questionne quant à la pertinence de fournir le détail du revenu requis en mode réel alors que seul le montant global autorisé issu de la formule est disponible ce qui ne permettrait pas d'analyse comparative détaillée entre les données réelles et celles autorisées.³

Le Distributeur ajoute comprendre que « les seules fins de fournir les composantes détaillées de la base de tarification et celles des revenus requis faisant partie de la formule d'indexation sont celles de comparer les résultats réels de l'année avec ceux de l'année précédente. En regard de cet objectif, le Distributeur a clairement exprimé sa position à la Régie en réponse à la question 20.6 du Rapport annuel 2017¹⁸. »⁴

Au rapport annuel 2017, le Distributeur s'oppose au dépôt du revenu requis détaillé en s'appuyant sur la décision D-2004-47 où la Régie indique que l'information requise dans le cadre de l'Article 75 vise à comparer les résultats historiques réels aux données prévisionnelles utilisées dans l'établissement des tarifs.

¹ R-4011-2017, B-0009, HQD-2, document 1, p.10, tableau 1

² B-0072, p. 4

³ B-0062, p. 59

⁴ idem

La FCEI partage l'opinion du Distributeur à l'effet que la présentation des indicateurs d'efficacité au dossier tarifaire serait d'une utilité limitée. Cependant, elle est en désaccord quant à l'utilité de présenter les données historiques détaillées et le niveau des indicateurs découlant de ces données.

L'objectif principal de la mise en place du MRI du Distributeur est d'inciter et de récompenser les gains d'efficacité. Au cours du terme du mécanisme, des écarts de rendement seront observés et il n'y aura généralement pas lieu de se questionner sur la source de ces écarts en court de mécanisme. Cependant, l'évaluation du mécanisme impliquera un questionnement sur la provenance des écarts de rendement afin de départager ce qui est le fruit d'une conjoncture favorable ou défavorable de ce qui est le résultat d'efforts d'efficacité.

À cette fin, il sera essentiel de disposer du détail des coûts historiques. À titre d'exemple, une telle information a été demandée rétrospectivement et utilisée dans le cadre des dossiers R-3924-2015 et R-3990-2016 de Gazifre suite au deuxième terme de son mécanisme incitatif.

La FCEI note par ailleurs que l'article 75 donne à la Régie toute la latitude nécessaire pour exiger que ces données soient présentées.

La FCEI demande donc que le Distributeur maintienne le dépôt du détail des coûts réels au rapport annuel de même que celui des indicateurs d'efficacité basés sur les données historiques. Elle croit également que le Distributeur devrait, à des fins d'appréciation, expliquer les écarts de coûts significatifs entre les années historiques.

Le Distributeur estime que cet exercice l'amènerait à produire des explications « *potentiellement en porte-à-faux par rapport au libre arbitre qu'il est désormais appelé à exercer dans l'utilisation de l'enveloppe qui lui est consentie.* » La FCEI est en désaccord avec cette évaluation. Tel que mentionné précédemment, le suivi des coûts réels viserait à éclairer la Régie sur la source des écarts de rendement et par conséquent sur la performance du MRI. L'objectif n'est donc pas, et ne devrait pas être, de porter un jugement sur les décisions de gestion arbitraires du Distributeur comme il semble le craindre.

2. Indicateur de qualité de service

Le Distributeur propose de retirer les indicateurs *Délai moyen de prolongement de réseau aérien et souterrain / délai d'attente client* et de les remplacer par l'indicateur *Taux de respect des engagements à la 1re date annoncée* au client.

Il indique à propos de cet indicateur :

« Ce nouvel indicateur mesure la performance du Distributeur à respecter la première date d'engagement (date promise) donnée au client lors de l'étape de la qualification des demandes pour tous les types de demandes de mises en service, sauf si la cause de la révision est attribuable au client ou à un plan d'urgence de rétablissement de service (PURS) lors d'événements majeurs. Les demandes des clients relatives aux travaux de mesurage sont exclues de l'indicateur.

L'indicateur est présenté sous forme de pourcentage, soit le nombre total de demandes mises en service avant ou à la date de livraison promise au client, par rapport à l'ensemble des demandes de mises en service. Il revient au Distributeur de bien évaluer, dès le premier contact avec le client, le temps d'ingénierie et de réalisation des travaux en fonction de la nature du raccordement et des caractéristiques propres à chaque cas. Il est de son devoir aussi de s'assurer que l'ensemble des conditions préalables ont été respectées par le client.

Contrairement aux indicateurs remplacés, qui ne visaient que les demandes de promoteurs en aérien et en souterrain, cet indicateur reflète la capacité du Distributeur à prendre en compte le besoin du client, les attentes du client et l'ampleur des projets. Le respect de l'indicateur oblige une gestion rigoureuse pour répondre à cette première date promise. De plus, cet indicateur sera le reflet du résultat de l'ensemble des actions mises en place par le Distributeur dans les deux dernières années afin de personnaliser l'expérience client sur le plan des travaux liés au réseau de distribution.»⁵

La FCEI n'est pas opposée à ce nouvel indicateur. Elle estime que, comme le mentionne le Distributeur, celui-ci est plus global et reflète mieux la performance du Distributeur sur tout l'éventail de ses interactions avec les clients pour le volet distribution de ses activités que les indicateurs existants.

⁵ B-0008, p. 6

Cependant, la FCEI estime que d'utiliser cet indicateur de manière isolée ouvre la porte à un prolongement des délais de services.

Dans sa décision D-2016-033, la Régie exprimait sa préoccupation quant aux délais de prolongement de réseau.⁶

L'indicateur proposé est construit de telle manière que le Distributeur pourrait améliorer sa performance alors même que les délais de service sont en croissance. Il n'aurait pour ce faire qu'à convenir de dates annoncées plus éloignées dans le temps.

Sur ce point, le Distributeur mentionne que la « *date annoncée au client sera en phase, dans la mesure que ce soit réalisable, avec le délai exprimé par le client dès le départ* »⁷. (Nous soulignons)

Le Distributeur donc dispose d'une flexibilité certaine lorsqu'il s'agit de fixer la date d'engagement. Dans les circonstances, le suivi de l'indicateur proposé de manière isolée pourrait être difficilement interprétable et d'une utilité limitée s'il n'est pas accompagné d'un autre indicateur lié au délai entre la date où le client demande le service et la date d'engagement ou à la satisfaction des clients relativement à la date d'engagement.

La FCEI recommande donc à la Régie de mettre en place en plus du *Taux de respect des engagements à la Ire date annoncée* un indicateur permettant de suivre le délai entre la date où le client demande le service et la première date annoncée.

3. Mécanisme de réglementation incitative – Indicateurs de qualité de service et MTÉR

La plupart des paramètres du mécanisme incitatif du Distributeur ont déjà été fixés par la Régie. Seuls trois éléments restent à définir dans le présent dossier soit:

- le choix des indicateurs de qualité de service;
- le lien entre les indicateurs de qualité de service et le partage des écarts de rendement;
- la clause de sortie.

⁶ Paragraphe 88

⁷ B-0072, p. 9

3.1. Choix des indicateurs de qualité de service

Le Distributeur présente au tableau 2 de la pièce HQD-3, document 3⁸ la liste des indicateurs qu'il propose de retenir. De manière générale, la FCEI est satisfaite des indicateurs retenus.

Elle estime toutefois que, pour la dimension service à la clientèle, le taux de résolution au premier appel devrait également être inclus. Par l'intégration de cet indicateur la FCEI vise deux objectifs. D'une part, refléter l'importance pour les clients de ne pas avoir à multiplier les contacts pour obtenir réponse à leurs questions et d'autre part, s'assurer que l'atteinte de la cible du délai moyen de réponse téléphonique ne se fait pas au détriment des appels en cours. Sur ce dernier point, la FCEI note que le Distributeur établit un lien direct entre le temps de traitement des appels et le délai moyen de réponse.

« Le temps de traitement des appels est une composante qui a un impact direct sur le délai moyen de réponse »⁹

La FCEI recommande donc l'ajout du taux de résolution au premier appel aux indicateurs retenus aux fins de l'application du MRI.

3.2. Cibles pour les indicateurs de qualité de service

Le Distributeur propose de fixer les cibles des indicateurs de qualité de service sur la base de la moyenne des cinq dernières années.

Si ce choix semble adéquat pour plusieurs des indicateurs, la FCEI estime qu'il ne l'est pas dans le cas du délai moyen de réponse téléphonique. En effet, l'évolution de cet indicateur sur la période 2013-2017 est marquée par des changements importants au niveau du mode d'interaction entre le Distributeur et ses clients de même que par un ajout de ressources. Ces changements entrepris en 2015 ont notamment entraîné une diminution du nombre d'appels et une diminution du délai de réponse. Dans sa demande tarifaire 2017-2018, le Distributeur les décrivait comme suit.

« • Les efforts importants effectués depuis 2015 en matière de services à la clientèle se reflètent dans les résultats au 30 juin 2016. En effet, l'ensemble des indicateurs se sont nettement améliorés comparativement à la même date en 2015.

⁸ B-0053, p. 12

⁹ B-0072, p. 10, réponse 3.1

• *Entre autres, l'élargissement des heures d'ouverture des centres d'appels (les soirs de semaine et les fins de semaine) permet au Distributeur de niveler le nombre d'appels et donc de diminuer le délai de réponse. De plus, afin de répondre aux attentes de la clientèle et lui offrir une plus grande autonomie, le Distributeur élargi son offre de libres-services Web et bonifie ses applications mobiles. Le Distributeur permet maintenant aux clients d'effectuer eux-mêmes la mise à jour des données personnelles de leur dossier. Il élargit également l'offre relative aux ententes de paiement en ligne. Ces libres-services, comme celui de suivi des demandes de travaux, permettent à la clientèle d'obtenir un accès facile aux divers services offerts. Le Distributeur a également fait évoluer l'application mobile Info-pannes et a mis en ligne son nouveau portail Clientèle. Aussi, le projet pilote qui permet aux clients d'effectuer leur changement d'adresse sans frais sur le Web a été lancé en 2016. L'ensemble de ces actions a permis de diminuer le nombre d'appels et le délai moyen de réponse. »¹⁰*

Au final, ces changements ont mené à une réduction marquée (environ 50%) des durées d'appels entre 2015 et 2016. La FCEI est donc d'avis que la cible pour cet indicateur devrait être basée sur les années 2016 et 2017 uniquement.

Elle recommande donc que les cibles pour le délai moyen de réponse téléphonique soient fixées respectivement à 82 minutes et 89 minutes pour les clients résidentiels et commerciaux.

Pour ce qui est taux de résolution au premier appel, la FCEI est en accord avec l'utilisation de la moyenne des cinq dernières années.

3.3. Pondération des indicateurs de qualité de service

De manière générale, la FCEI juge raisonnable la pondération proposée par le Distributeur.

Cela dit, la FCEI estime que le poids accordé à la qualité du service à la clientèle commercial est trop faible à 3% contre 17% pour la clientèle résidentielle. Face à une pondération aussi faible, elle craint que le Distributeur favorise la satisfaction des besoins des clients résidentiels au détriment des clients commerciaux.

¹⁰ R-3980-2016, B-0013, p. 18

Le Distributeur indique avoir établi cette pondération sur la base des revenus générés par chacun des deux segments de clientèle.¹¹ Cette affirmation laisse la FCEI perplexe. Selon le tableau A-3 de la pièce HQD-1, document 1¹² le revenu est d'environ 5,4 MM\$. La pondération résidentiel/commercial de 17% versus 3% implique donc des revenus commerciaux d'environ 950 M\$. Ce montant correspond approximativement aux revenus du tarif G. Cela suggère qu'aucun client du tarif M n'est considéré comme commercial pour les fins de cette pondération. Or, les revenus au tarif M sont substantiels relativement au tarif G et plusieurs clients à ce tarif ont des activités commerciales.

Nonobstant ce qui précède, la FCEI estime qu'une pondération d'au moins 5% devrait être accordée au volet commercial du service à la clientèle.

La FCEI recommande par ailleurs une pondération équivalente des indicateurs de délai moyen de réponse téléphonique et du taux de résolution au premier appel. Par exemple, si une pondération de 5% est accordée au volet commercial, les pondérations seraient :

- Délai moyen de réponse téléphonique – résidentiel : 7,5%
- Délai moyen de réponse téléphonique – commercial : 2,5%
- Taux de résolution au premier appel – résidentiel : 7,5 %
- Taux de résolution au premier appel – commercial : 2,5 %

La FCEI prend également note de la préoccupation de PEG relativement à la pondération du taux de fréquence des accidents. Elle estime que les préoccupations de PEG à cet égard, soit la présence d'incitatifs naturels à contrôler le taux d'accidents et le poids important donnée à un seul indicateur, sont légitimes.

3.4. Lien avec le MTÉR

Le lien que le Distributeur propose d'établir entre les indicateurs de qualité de service et le MTÉR passe par un indicateur composite de la performance relative à chacun des indicateurs de qualités de service retenus.

La FCEI entretient d'importantes réserves en ce qui à trait à cette proposition. Elle estime que celle-ci n'atteint pas les objectifs visés par la Régie au paragraphe 419 de sa décision D-2017-043 parce ce que trop peu contraignante. Ce paragraphe indique :

¹¹ B-0053, p. 10

¹² B-0006, p. 19

« [419] La Régie estime opportun, dans l'établissement d'un premier MRI, de prendre des indicateurs existants, dont l'historique est connu, afin de bien calibrer l'indicateur. Il est en effet important de calibrer adéquatement ces indicateurs afin de s'assurer que la qualité de service est maintenue et qu'il y a un réel incitatif pour le Distributeur. » (Nous soulignons)

Plus particulièrement, la méthodologie de liaison entre l'IMQ et le MTÉR se révèle être très problématique. En particulier, le seuil d'IMQ proposé par le Distributeur pour obtenir la totalité de sa part des excédents de rendements en vertu de MTÉR, soit -1, est en effet beaucoup trop facile à rencontrer.

Pour le calcul de l'IMQ, le Distributeur commence par uniformiser chaque indicateur. Pour ce faire, il calcule la différence entre le résultat annuel et la cible. Par la suite, il divise cette différence par l'écart-type. Ainsi, la distribution de probabilité de chaque indicateur uniformisé présente une moyenne nulle et un écart-type de 1.

L'IMQ étant construit comme une somme pondérée d'indicateurs de moyenne nulle, sa moyenne est également nulle.

De plus, la variance d'une somme de variables indépendantes est obtenue par la formule suivante : $V(aX+bY) = a^2V(X) + b^2V(Y)$. La variance de chacun des indicateurs uniformisés étant de 1, la variance de l'IMQ, sous hypothèse d'indépendance parfaite des indicateurs, est donc la somme des carrés de chacun des poids associés aux indicateurs: $0,15^2 + 0,05^2 + 3 \times 0,066^2 + 2 \times 0,1^2 + (0,17+0,03)^2 + 0,2^2 = 0,138$ et son écart-type est de 0,37.¹³

Si les variables sont corrélées négativement la variance est plus faible que celle de variables indépendantes et si elles sont corrélées positivement elle est plus élevée.

Bien qu'on ne dispose pas de données suffisantes pour statuer sur le niveau de corrélation des différents indicateurs, rien ne suggère à l'étude des données 2013 à 2017, qu'il y ait de fortes corrélations positives entre ces indicateurs. Sur la base des données présentées par le Distributeur, certaines de ces variables sont corrélées négativement, d'autres positivement.

Sans pouvoir l'identifier précisément, il est évident à tout le moins que l'écart-type de l'IMQ est largement inférieur à 1, niveau qui correspondrait à une corrélation parfaite de tous les indicateurs.

¹³ Dû à leur forte corrélation, les délais moyens de réponse téléphonique sont traités comme une seule variable.

Si l'on fait l'hypothèse d'un écart-type de 0,5 pour l'IMQ, la règle voulant que le Distributeur conserve l'entièreté de la part à laquelle il est éligible en vertu du MTÉR en vigueur implique que l'IMQ devrait être inférieur à sa moyenne de 2 écarts-types avant qu'il ne perde le moindre sou de sa part des excédents.

Pour une distribution normale, la probabilité de se trouver plus de 2 écarts-types sous la normale est d'environ 2,5%. La probabilité de se trouver plus de 1 écart-type sous la normale est d'environ 16%.

Ainsi, même si la qualité de service du Distributeur s'effritait d'un écart-type, l'espérance de l'IMQ serait encore un écart-type supérieur au seuil de -1. Il aurait donc seulement 16% de chance de ne pas recevoir sa pleine part des l'excédent de rendement.

Il est évident que les cibles régissant le lien entre les indicateurs et le MTÉR sont beaucoup trop faibles et n'induisent à toutes fins utiles aucun incitatif au maintien de la qualité de service.

D'ailleurs, une analyse faite par le Distributeur montre que même si tous les indicateurs se trouvaient à leur pire valeur des cinq dernières années simultanément, la bonification du Distributeur ne serait amputée que de 8%.¹⁴

En somme, la FCEI recommande à la Régie de rejeter l'utilisation d'un indicateur agrégé de même que les cibles proposées pour cet indicateur.

3.5. Proposition de la FCEI quant au lien entre les indicateurs de qualité de service et les excédents de rendement

Dans la préparation du son mémoire, la FCEI a pu prendre connaissance du rapport de PEG. Celui-ci soulève les limitations suivantes quant à la proposition du Distributeur:

« The substantial dead band in the mechanism linking the IMQ and the MTÉR is also controversial. Effectively, the Company would know that its quality metrics could decline by the amount of the standard deviation with no penalty. This is not the way firms in competitive markets experience the consequences of substandard quality. Concentric notes in response to OC DDR 2.2 that “A threshold that is set too low can provide an incentive for the utility to cut costs in the short-term in order to improve earnings.”¹³

¹⁴ B-0062, p. 53

One of the rationales for the dead band is that service quality metrics are sensitive to volatile external business conditions. Another is that the Company would receive no rewards for quality improvements. However, these fluctuations, which may differ between the metrics and can be favorable as well as adverse, should tend to balance out during the course of the plan.» (Note omise)

De plus, parmi ses recommandations, PEG indique notamment:

« There are ways to avoid a dead band in the penalization for declining quality which are fair to HQD. For example, the Company can be subject to a revenue penalty only at the end of the plan and in the event that there is an average decline in IMQ scores on balance over the four years of the MRI term. Improvements in quality in some areas would be allowed to offset quality declines in other areas. However, HQD would receive no reward for a rise in the IMQ. »

La FCEI estime que l'absence de zone morte est davantage alignée sur le paragraphe 419 de la Décision D-2017-043 que la proposition du Distributeur. De plus, le fait de ne considérer l'évolution de la qualité qu'une seule fois à la fin du terme et la possibilité de compenser les pertes de qualité dans certaines dimensions par les gains dans d'autres réduisent le risque de variation défavorable hors du contrôle du Distributeur.

Toutefois, la FCEI estime que la compensation pour la dégradation d'un indicateur par d'autres devrait être limitée à 5% de la afin d'éviter qu'une performance très défavorable dans une dimension ne soit masquée complètement une performance plus favorable dans les autres.

La FCEI est également favorable à la recommandation de PEG visant à inciter le maintien de la qualité du service même en l'absence d'excédent de rendement.

La FCEI s'inspire donc de la recommandation de PEG pour formuler la recommandation suivante :

- Chaque indicateur retenu est associé à une fraction de la part des excédents de rendement du Distributeur sur la base de la pondération qui lui est attribuée.
- Au terme du MRI, le Distributeur doit remettre à la clientèle 5% de sa part des excédents de rendement pour chaque 1% de dégradation de la moyenne de l'indicateur sur 4 ans par rapport à la cible.
- Toutefois, les cinq premiers pour cent de dégradation d'un indicateur peuvent être compensés par l'amélioration d'un ou plusieurs autres indicateurs. Chaque pourcentage d'amélioration d'un indicateur permettant de réduire de 1% la dégradation d'un autre indicateur après prise en compte de la pondération relative de ces deux indicateurs.

- Pour les fins de l'application de cette recommandation, la part d'excédents de rendement du Distributeur serait présumée être d'au moins 40 M\$ sur la durée du mécanisme.

4. Mécanisme de réglementation incitative – Clause de sortie

Le Distributeur propose la clause de sortie suivante :

- Déclenchement de la clause de sortie advenant un écart de rendement supérieur ou inférieur à 150 points de base par rapport au taux de rendement autorisé de 8,2 %, après application du MTÉR et sur une base annuelle.
- Fin du MRI, le cas échéant.
- Retour à la réglementation en coût de service d'ici à ce que le MRI soit réinstauré. Les modalités pour un retour au coût de service seraient proposées dans le cadre du dépôt d'une demande de recours à la clause de sortie, le cas échéant.

La FCEI juge que ces modalités ne sont pas suffisamment contraignantes. Pour maximiser le pouvoir incitatif du mécanisme, il importe, selon la FCEI, que le déclenchement de la clause de sortie ne survienne qu'après qu'un déficit de rendement significatif et récurrent ait été observé.

La FCEI recommande donc que la clause de sortie ne soit déclenchée que si un déficit de rendement négatif d'au moins 0,5 % est observé sur au moins 2 années consécutives et que le déficit cumulatif de ces années soit d'au moins 3 %.

5. Nouveau Facteur Y pour contribution à des projets de raccordement

Le Distributeur demande que les contributions à des projets de raccordement soient traitées à titre d'exclusion. Il justifie cette proposition par l'imprévisibilité et le manque de contrôle des contributions de même que par l'importance de l'impact sur le revenu requis.

De plus, la FCEI partage l'analyse du Distributeur quant à l'effet important et récurrent de l'inclusion de la contribution du Distributeur à la base de tarification au 31 décembre 2018 tel qu'illustré au tableau 9 de la pièce HQD-8, document 1.¹⁵

¹⁵ B-0021, p. 14

Cela dit, selon la FCEI, il est souhaitable que le coût des contributions soit inclus à l'intérieur de la formule d'indexation.

Dans le cadre du mécanisme incitatif actuel, le coût du service de transport est traité à titre d'exclusion. Cela fait en sorte que le Distributeur n'a aucun incitatif à s'assurer que le Transporteur minimise ces investissements. Le Distributeur n'a non plus aucun incitatif à s'assurer que ses demandes, implicites ou explicites, d'ajout au réseau de transport soient optimales. À cela d'ajoute le fait que, dans le mécanisme incitatif du Transporteur, les dépenses en capitaux ne sont pas couvertes par la formule d'indexation et que par conséquent, le Transporteur n'a lui-même aucun incitatif à optimiser les coûts de ces ajouts.

L'inclusion des contributions à des projets de raccordements à l'intérieur de la formule telles qu'approuvées par la Régie a pour effet d'inciter le Distributeur à être attentif à ces coûts et à chercher des moyens de contrôler ses demandes d'ajout. La FCEI croit qu'il est important que ce signal soit envoyé au Distributeur dans une perspective d'optimisation des coûts à long terme. Le traitement en facteur Y demandé par le Distributeur éliminerait cet incitatif.

La FCEI estime donc souhaitable qu'un traitement permettant de conserver les contributions à l'intérieur de la formule d'indexation tout en étant équitable pour le Distributeur devrait être envisagé.

La FCEI estime que cela est envisageable dans la mesure où, en fait, ce n'est pas tant le montant total des contributions qui pose problème que sa volatilité, laquelle est liée à sa méthode d'établissement. Le fait que les contributions pour 2017 et 2019 présentent des excédents d'allocations de 71 M\$ et 187 M\$ respectivement le démontre bien. Si les contributions étaient davantage étalées dans le temps, elles pourraient très bien être intégrées à la formule d'indexation.

Bien qu'elle ait un impact récurrent et réel sur les coûts du Distributeur, la problématique soulevée n'en est pas moins le résultat d'une contribution ponctuelle qui pourrait ne pas se reproduire. Créer un compte d'écart permanent pour un problème ponctuel n'est pas souhaitable selon la FCEI considérant l'impact négatif que cela a sur les incitatifs.

La FCEI constate aussi que la problématique soulevée par le Distributeur résulte en partie de la période de transition actuelle où la part de la base de tarification du Distributeur attribuable aux projets de raccordement croît de manière importante depuis quelques années.¹⁶

¹⁶ Voir B-0062, p. 71, tableau R-25.3

La FCEI note par ailleurs que les mises en service du Transporteur présentent régulièrement des glissements et qu'il est tout à fait possible que la contribution réelle du Distributeur pour 2018 soit moindre que prévu. Il suffirait que quelques projets clés du Transporteur¹⁷ ne soient pas mis en service en 2018 pour que le besoin de facteur Y devienne caduc.

Qui plus est, un report de mises en service de ces projets clés à 2019 créerait contribuerait à créer un trop-perçu pour le Distributeur si n facteur Y est créé comme il le demande.

Compte tenu de ce qui précède, la FCEI recommande à la Régie de rejeter la demande de création d'un facteur Y, mais d'appliquer un ajustement ponctuel au revenu requis 2019 correspondant à l'impact de la contribution aux projets de raccordement 2018. Si l'un ou l'autre des trois projets clés identifiés par la FCEI devaient ne pas être mis en service en 2018, un ajustement correspondant devrait être fait au rapport annuel 2019 aux fins de la détermination du trop-perçu de même qu'au revenu requis 2020.

Advenant que la Régie accepte la création du facteur Y demandé par le Distributeur, la FCEI recommande qu'un compte d'écart et de report lui soit appliqué afin d'importer au dossier du Distributeur les problèmes associés aux glissements de projets qui génère de manière récurrente les trop-perçus du Transporteur depuis plusieurs années.

6. Coûts évités

Au cours des dernières années, le Distributeur a présenté différentes demandes faisant appel aux coûts évités. Dans sa décision D-2018-025, la Régie s'interroge sur l'utilisation appropriée des coûts évités dans différents contextes et demande au Distributeur de déposer ses propositions quant au besoin d'un signal de coût en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue économique.¹⁸

Le Distributeur répond à la demande de la Régie à la pièce HQD-4, document 3.¹⁹ La FCEI ne juge pas utile de réitérer ici la position du Distributeur. Elle présente plutôt l'approche générique simple qui selon elle devrait être appliquée à toutes les analyses de programme ou projets présentés par le Distributeur.

¹⁷ e.g. nouveau poste Judith-Jasmin, nouvelle ligne Grand-Brûlé, reconstruction du poste de Lorimier.

¹⁸ D-2018-025, paragraphes 209 et 210

¹⁹ B-0015

Par défaut et de manière générique quelque soit le type de projet considéré :

- toutes les analyses devraient comparer un scénario de base avec le scénario proposé sur un horizon de long terme (e.g. 40 ans);
- tous les coûts (distribution, transport, approvisionnement) devraient être considérés;
- des coûts évités reflétant la réalité spécifique de chacune des années devraient être utilisés;
- des coûts évités reflétant la réalité spécifique à chaque situation devraient être utilisés.

Les déviations par rapport à ces règles de base peuvent être appropriées dans certaines circonstances, mais pour ce faire, **une démonstration de la justesse ne pas tenir compte d'un coût évité devrait être systématiquement exigée.**

Afin de comparer adéquatement les coûts entre deux scénarios, il est important de tenir compte de l'évolution annuelle des coûts. Ainsi, contrairement à ce que le Distributeur affirme à propos des programmes de gestion de la demande en puissance,²⁰ l'utilisation d'un coût évité de long terme pour toutes les années d'un scénario de comparaison n'est pas appropriée si, dans la pratique, ces coûts ne sont pas encourus dès la première année.

De plus, le Distributeur a eu tendance historiquement à se contraindre aux quelques coûts évités présentés lors de ses dossiers tarifaires. La FCEI estime que si dans plusieurs situations ces coûts évités sont adéquats, ce n'est pas toujours le cas. Au besoin, le Distributeur devrait être autorisé à développer des coûts évités propres aux programmes ou projets qu'il soumet. Par exemple, dans le cas d'un programme de charge interruptible pour 50 heures, les coûts évités en énergie et en puissance devraient refléter le mieux possible la réalité des coûts pour ce nombre d'heures précis et non le coût évité générique de pointe calculé au dossier tarifaire et non adapté à la situation.

Si la Régie souhaite éviter les débats sur les coûts évités lors de l'analyse de tels programmes ou projets, elle pourrait approuver aux dossiers tarifaires un éventail plus large de coûts évités incluant notamment les coûts évités pour des programmes visant les 100 et 300 heures de plus forte demande puisque ces scénarios sont plus fréquents dans les demandes du Distributeur.

²⁰ B-0015 p .15

7. Prise en compte des coûts évités du Distributeur par le Transporteur

L'utilisation des coûts évités vise un objectif d'optimisation économique. En basant ses choix de projets, programmes ou autres, sur les coûts évités, le Distributeur vise à minimiser le coût de desservir ses clients.

Toutefois, le Distributeur ne contrôle pas la totalité des décisions affectant son coût de service. En particulier, il exerce un contrôle limité sur certaines décisions d'investissement du Transporteur.

Afin que le Transporteur intègre la réalité du Distributeur dans ses décisions, ce dernier transmet annuellement au Transporteur ses coûts évités en puissance et en énergie qui les utilisent pour évaluer la valeur économique des pertes électriques.²¹

Concernant les décisions d'investissement du Transporteur, le Distributeur ajoute que

« Les décisions d'investissement relatives à la planification du réseau sont prises conjointement avec le Transporteur et reflètent les solutions optimales permettant de répondre aux besoins identifiés. Le Distributeur, tout comme le Transporteur, est préoccupé par la recherche de solutions minimisant l'impact sur le coût du service de transport tout en se rapprochant le plus possible d'une solution techniquement optimale.

Ainsi, à titre d'exemple, une surcharge de poste ou de ligne ou encore un problème de sur ou sous tension peut survenir sur le réseau. Lorsque la résolution du problème nécessite la participation du Transporteur et du Distributeur, une analyse conjointe est lancée. Le Transporteur propose alors une solution et les emplacements potentiels envisagés. Le Transporteur et le Distributeur échangent afin d'identifier la meilleure solution technique au meilleur coût possible. Tout au long de l'élaboration de la solution par le Transporteur, le Distributeur participe à l'analyse technique. »²²

Lorsqu'il analyse ses projets d'investissement, le Transporteur part d'un besoin exprimé par les clients. Dans le cas du Distributeur, ces besoins sont généralement exprimés de manière implicite par le biais de la prévision de la demande. Une fois ce besoin identifié, le Transporteur recherche la meilleure solution technico-économique pour répondre à ce besoin. Toutefois, l'historique des dossiers de la Régie suggère qu'il ne valide pas avec le Distributeur si des solutions alternatives qui passeraient par une gestion du besoin, plutôt que par des moyens d'y répondre, sont envisageables et plus avantageuses.

²¹ B-0072, p. 35, réponse 11.4

²² B-0072, p. 25, réponse 8.10

Ainsi, lorsqu'il analyse ses projets, l'utilisation que fait le Transporteur des coûts évités du Distributeur est insuffisante pour conduire à une décision optimale.

Une telle situation est survenue par exemple dans le dossier R-3926-2015 où le Transporteur a demandé un investissement au poste Rivière-du-Loup pour permettre le transit d'énergie hors de la Gaspésie en tout temps même si la probabilité qu'un tel besoin existe était extrêmement faible. Dans ce dossier, il aurait de toute évidence été bénéfique au Distributeur de trouver une solution axée sur la gestion des approvisionnements plutôt que sur la réponse technique à un besoin déterministe hautement improbable. Cependant, ce projet a été réalisé parce que le Transporteur a l'obligation d'offrir le transit même dans le scénario très improbable de très faible consommation et de production maximale en Gaspésie. Il aurait été facile pour le Distributeur de proposer une solution au Transporteur pour que celui-ci n'est pas à réaliser le projet ce qui aurait amené des économies importantes pour le Distributeur. Une telle solution aurait notamment pu être de réduire très légèrement et en de très rares occasions les livraisons des parcs éoliens de la Gaspésie et aurait présenté un coût très faible.²³

Cet exemple démontre bien que le Transporteur n'intègre pas complètement la réalité des approvisionnements du Distributeur dans sa prise de décision et que cela affecte les coûts encourus par ce dernier.

La FCEI estime que les processus actuels en place entre le Distributeur et le Transporteur ne permettent pas d'atteindre l'objectif d'optimalité des investissements dans l'intérêt public. Elle juge de plus qu'il est de la responsabilité du Distributeur de s'assurer que tous les investissements du Transporteur visant à répondre ses besoins sont dans son meilleur intérêt.

Dans les circonstances, la FCEI estime que le la Régie devrait exiger du Distributeur qu'il mette en place un processus par lequel la réalité complète de ses approvisionnements, y compris la gestion des besoins, serait prise en compte dans les décisions d'investissements du Transporteur.

Elle estime également que le Distributeur devrait déposer dans tous les dossiers du Transporteur dans lesquels il n'est pas co-demandeur un document certifiant qu'il a analysé le projet et validé que le projet est optimal de son point de vue.

²³ Voir notamment R-3926-2015, D-0002

8. Approvisionnements

Dans sa décision D-2017-043²⁴, la Régie a demandé au Distributeur de produire un indicateur de la gestion de l'approvisionnement en électricité patrimoniale avec pour objectif d'inciter le Distributeur à optimiser ses approvisionnements et notamment son utilisation de l'électricité patrimoniale.

Le Distributeur présente un indicateur basé sur la différence entre l'énergie patrimoniale inutilisée (« ÉPI ») minimale théorique ou ÉPI de référence et l'ÉPI réellement observée et dont les résultats sont reproduits ci-dessous.²⁵

TABLEAU 9 :
ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE RÉELLE VS DE RÉFÉRENCE (GWH)

	ÉPI réel (1)	ÉPI de référence (2)	Écart (1)-(2)=(3)	% (3)/(2)
2013	4 808	4 359	453	10,39%
2014	6 725	6 171	555	8,99%
2015	12 087	11 291	796	7,05%
2016	11 770	11 687	84	0,72%
2017	11 132	11 043	90	0,81%

Ces résultats montrent un écart beaucoup plus faible en 2016 et 2017 que pour les années précédentes.

Si la variable d'écart devait être utilisée pour mesurer la performance du Distributeur dans sa gestion des achats de court terme et de l'électricité patrimoniale, la FCEI comprend qu'un écart plus faible serait valorisé davantage qu'un écart plus élevé. Il est donc important de bien comprendre ce qui influence la taille des écarts.

Selon la FCEI, il est évident que l'écart entre l'ÉPI réel et l'ÉPI de référence est influencé par deux facteurs principaux, les approvisionnements de long terme et la température. Cela est dû au fait que l'inefficience dans la gestion de l'électricité patrimoniale ne peut survenir que lorsque des achats sont requis. Par exemple, lors des mois d'été, l'ÉPI réel est égal à l'ÉPI de référence puisqu'il n'y a aucune possibilité d'optimisation. Si aucun achat de court terme n'était requis pour une année entière, l'ÉPI réel et l'ÉPI de référence seraient égaux sur l'année. Le nombre d'heures où des achats sont nécessaires a donc une

²⁴ Paragraphe 422

²⁵ B-0017, p. 13

influence importante sur la variable d'écart. À demande égale, ce nombre d'heures est influencé par les achats de long terme, notamment l'entrée en service de nouveaux parcs éoliens. Il est également influencé par la météo. Ainsi, il n'est pas surprenant de constater que les années qui présentent les températures les plus clémentes en janvier, février et mars soient celles qui présentent les écarts les plus faibles.

Comme le mentionne le Distributeur, une température très clémente en décembre peut avoir l'effet inverse puisqu'il risque alors de se retrouver dans l'impossibilité d'écouler les bâtonnets patrimoniaux conservés pour ce mois. Le mois de décembre 2015 en est un bon exemple est a contribué à l'écart important observé lors de cette année.

Comme, il l'indique en preuve, le Distributeur pourrait faire le choix de ne conserver que de petits bâtonnets pour le mois de décembre afin d'éviter ce risque, mais cela entraînerait par ailleurs un risque financier si par exemple le coût des achats de court terme était très élevé.²⁶ Par exemple, les quantités achetées en décembre 2013 ont été très élevées quoi le prix payé soit demeuré relativement faible.

La FCEI conclut que l'indicateur présenté par le Distributeur ne serait pas utile pour inciter ce dernier à optimiser sa gestion de l'électricité patrimoniale inutilisée.

La FCEI identifie deux types d'achats de court terme. Il y a les achats qui sont inévitables étant données les contraintes du portefeuille d'approvisionnements du Distributeur et il y a les achats qui relèvent d'une décision stratégique liée à la gestion du risque tel que mentionné par le Distributeur.

La FCEI n'est pas en mesure à ce stade-ci de proposer des indicateurs de l'efficacité de ces deux aspects des achats de court terme. Elle soumet cependant les pistes de réflexions suivantes.

L'optimisation de ces deux types d'achats dépend, selon la FCEI, de deux logiques différentes. Dans le premier cas, il s'agit d'identifier le mieux possible la quantité d'achat requise pour répondre à la demande indépendamment du prix de l'électricité. Dans le deuxième cas, il s'agit d'arbitrer, le risque de ne pouvoir écouler le patrimonial en décembre versus celui de devoir payer un prix important

Pour le premier type d'achat, un indicateur possible serait de mesurer la quantité d'énergie patrimoniale inutilisée horaire moyenne pour les mois de janvier à mars, et ce,

²⁶ La FCEI doute toutefois que cette stratégie entraîne un risque d'approvisionnement comme l'indique le Distributeur. Les installations de productions disponibles en décembre étant indépendantes du portefeuille de bâtonnets du Distributeur, la FCEI est d'avis l'énergie requise serait disponible, elle serait simplement contractée en achats de court terme plutôt que comme énergie patrimoniale.

aux heures où des achats étaient inévitables pour équilibrer le bilan (par exemple, lors des heures où les bâtonnets les plus importants sont utilisés).

Pour les seconds types d'achats, la FCEI estime que le Distributeur devrait chercher à réaliser les achats de court terme en début d'année lorsque le prix de l'électricité est le plus faible tout en permettant de préserver des bâtonnets patrimoniaux d'une taille adéquate pour gérer le risque financier du mois de décembre. Par exemple, si l'objectif est de préserver un certain nombre de bâtonnets de 28 000 MW, le Distributeur devrait saisir les opportunités de marché permettant de remplacer l'utilisation d'un tel bâtonnet en janvier par un bâtonnet de 25 000 MW. Un indicateur pourrait avoir pour objectif de déterminer si des achats ont été effectués ou non dans ces circonstances lorsque le prix de l'électricité est en deçà d'un certain seuil.

En somme, la FCEI estime que l'indicateur présenté par le Distributeur n'est pas adéquat pour l'inciter à optimiser ses approvisionnements, mais recommande de poursuivre la recherche d'un indicateur adéquat.

9. Stratégie tarifaire

9.1. Tarif DT

L'effritement du tarif DT est connu de longue depuis longtemps et la Régie s'en préoccupe depuis longtemps.

La FCEI a évoqué au plan d'approvisionnement 2014-2023 la possibilité d'utiliser la biénergie en conjonction avec les compteurs intelligents.²⁷

Dans sa décision D-2016-033 la Régie indiquait :

« [1014] La Régie constate qu'Hydro-Sherbrooke⁵⁴⁴ opère depuis plusieurs décennies la biénergie par télécontrôle. Elle constate également que le Distributeur implantera une nouvelle infrastructure de télécontrôle des chauffe-eau en période de pointe, afin de réaliser des gains de 0,6 à 0,9 kW par client. Considérant que la biénergie permet d'effacer à la pointe des puissances 10 fois plus élevées que les chauffe-eau, la Régie est d'avis que l'infrastructure déjà prévue pour les chauffe-eau générerait, à moindre coût, un impact beaucoup plus considérable que celui des chauffe-eau. Cette infrastructure devrait permettre

²⁷ R-3864-2013, C-FCEI-0009, p. 5

d'offrir aux clients déjà à la biénergie une option tarifaire plus avantageuse et qui pourrait les convaincre de ne pas abandonner leur système.

[1015] La Régie demande au Distributeur de présenter dans sa proposition de nouvelle stratégie relative aux tarifs domestiques, lors de la demande tarifaire 2017-2018, une nouvelle option tarifaire de biénergie pouvant tirer profit de l'infrastructure de télécontrôle prévue pour les chauffe-eau interruptibles. » (Nous soulignons)

Au présent dossier, le Distributeur dépose le suivi d'un projet-pilote sur le télécontrôle résidentiel. Ce projet pilote a permis de confirmer la faisabilité technique de la solution.

Le Distributeur a également mené un sondage auprès de la clientèle actuelle et passée du tarif DT afin de sonder leur intérêt pour une telle option. Sur la base de ce sondage, le Distributeur conclut qu'il n'y a pas d'intérêt de la part de la clientèle.

La FCEI estime que cette conclusion au manque d'intérêt pour la biénergie télécommandée est hâtive et sans fondement. Elle se base sur une seule question posée dans un sondage qui portait plus largement sur la tarification dynamique. Aucun scénario concret n'a été présenté si ce n'est que d'imposer que l'option serait applicable aux clients du tarif D, mais pas à ceux du tarif DT. Les questions posées ne permettaient en aucune façon aux clients de comprendre que l'option offerte serait plus avantageuse que le tarif DT comme le demandait la Régie.

Selon la FCEI, la solution de biénergie télécommandée qui aurait dû être étudiée en est une applicable au tarif DT et non au tarif D. Une telle option serait presque assurément plus intéressante économique que le tarif DT puisqu'elle permettrait de cibler les meilleurs moments pour procéder aux interruptions du chauffage électrique. Ce bénéfice additionnel permet de rendre l'offre plus intéressante pour les clients sans impact sur le reste de la clientèle. Par exemple, la FCEI constate que le Distributeur propose de ne pas appliquer le tarif de pointe critique les fins de semaine. Il pourrait également minimiser l'utilisation de la télécommande les fins de semaine.

De plus, le sondage réalisé par la firme Adhoc recherche montre selon la FCEI que les considérations économiques jouent un rôle important dans la décision des clients de quitter le tarif DT.²⁸

²⁸ B-0062, Annexe 1, p. 72

La FCEI demande à la Régie d'exiger que le Distributeur dépose une proposition tarifaire pour rendre l'ensemble de la clientèle DT sujet à la télécommande et que serait plus avantageuse pour le client que le tarif DT actuel. La FCEI souligne l'importance d'agir rapidement considérant la proportion élevée d'ancien client du tarif DT qui ne dispose plus des équipements requis pour revenir au tarif.

9.2. CPC et TPC

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention, la FCEI voit d'un bon œil l'introduction des options de tarification dynamique pour la clientèle résidentielle, mais surtout pour la clientèle du tarif G dont les options pour optimiser la facture d'électricité sont très limitées. La FCEI estime toutefois que le calibrage de ces options devrait pencher vers des crédits plus importants et qui reflètent mieux les coûts évités.

Le Distributeur soutient que le coût évité de long terme en puissance doit servir de référence pour la calibration de ces options tarifaires. Pourtant, il propose de fixer le crédit de pointe critique à 50 ¢/kWh pour un maximum de 100 heures critiques. Cela correspond donc à un crédit maximal de 50\$ du kW d'effacement alors que le coût évité est de 112 \$ kW-an. De plus, il est probable que le nombre d'heures critiques appelées par le Distributeur soit sensiblement moindre que 100. À titre comparatif, le Distributeur appelle généralement l'option d'électricité interruptible pour un nombre d'heures largement inférieur au maximum permis.

Par exemple, un adhérent au CPC qui serait appelé 40 heures et qui effacerait en moyenne 2 kW de puissance recevrait un crédit de 40\$. Dans le cadre du dossier sur le programme GDP affaires, le Distributeur soulignait l'importance de l'appui financier global.²⁹ Selon la FCEI, l'appui financier global offert par la CPC est insuffisant et est peu susceptible de susciter l'intérêt des clients. À titre comparatif, un client à la GDP affaires recevrait une compensation de 140\$ pour un effacement équivalent.

Étant donné que les clients du tarif G sont de beaucoup plus petits consommateurs que ceux des tarifs M et LG, la compensation unitaire de l'effacement devrait être plus élevée que celle de la GDP affaires pour offrir une compensation globale intéressante et non pas plus faible.

Considérant le coût évité et le potentiel d'un nombre d'heures critiques inférieur à 100, la FCEI estime que le crédit de pointe critique pour les options DCP et GCP devrait être d'au moins 1\$/kWh.

²⁹ R-4041-2018, B-0004, p. 12