MÉMOIRE DE LA FCEI

DEMANDE TARIFAIRE 2017 DE HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Préparé dans le cadre du dossier
R-3980-2016
de la Régie de l'énergie

Par
Antoine Gosselin

Pour
Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

Montréal, le 4 novembre 2016

Table des matières

1. Introduction....3
2. Compte d'écart sur les revenus nets des achats....3
3. Modalités de disposition du comte d'écart pour aléas climatiques....4
4. Approvisionnements....6
4.1. Achats de puissance....6
4.2. Nouvel indicateur des coûts d'approvisionnement....7
5. Charges d'exploitation :....9
5.1. Programme *Charges interruptibles résidentielles – chauffe-eau*....9
6. Balisage de la rémunération globale....10
7. Suivi du projet LAD....10
8. Gestion du besoin de pointe et stratégie tarifaire....11
8.1. Tarif DT....11
8.1.1. Recalibrage tarifaire....12
8.1.2. Télécommande des systèmes biénergie....13
9. Sommaire des recommandations....15

1. Introduction

Dans sa demande d'établissement des tarifs 2017-2018, le Distributeur demande à la Régie d'autoriser une hausse de 1,6% de ses tarifs à l'exception du tarif L pour lequel une hausse de 1,1% est demandée.

Parmi les principaux facteurs influençant cette hausse on compte la baisse de la prévision des ventes d'électricité, la hausse du coût de service de transport et les modifications demandées aux modalités d'amortissement des comptes de nivellement pour aléas climatiques.

Concernant la prévision des ventes, le Distributeur propose la mise en place d'un compte d'écarts sur les revenus nets des achats. Nous abords cet aspect à la section 2.

La section 4 traite les enjeux relatifs aux approvisionnements et en particulier à la proposition de mettre en place un nouvel indicateur de prix pour les achats de court terme.

Les sections 5 et 6 traitent des charges d'exploitation dont notamment de la question de la rémunération globale des employés du Distributeur.

La section 7 traite du suivi du projet LAD.

Finalement, la section 8 porte sur les ajustements proposés au tarif DT et la biénergie par télécontrôle.

2. Compte d'écart sur les revenus nets des achats

Dans le cadre des dossiers tarifaires 2014 (R-3854-2013) et 2016 (R-3933-2015) et dans la foulée d'importants excédents de revenus, la FCEI a plaidé en faveur de la mise en place d'un compte d'écart sur les revenus nets des achats. Les arguments invoqués par la FCEI étaient : la difficulté à prévoir les ventes, le contrôle quasi inexistant à court terme du Distributeur sur les ventes et l'attribution adéquate des risques qui en découlent, la baisse du risque d'affaires et un coût du capital plus faible pour les clients dans le futur, l'allègement réglementaire, l'amélioration des incitatifs en efficacité énergétique.

Au présent dossier, le Distribution conclut également qu'il n'est pas en mesure de prévoir de manière suffisamment précise ses ventes et revenus et propose à son tour la création d'un compte d'écart sur les revenus nets des achats.

La FCEI estime que les motifs énoncés ci-haut l'ayant poussée à formuler cette recommandation par le passé sont toujours présents et le demeureront dans le futur. En particulier, la FCEI note que le Distributeur estime qu'il n'est pas à l'abri de changements de comportements dans le futur et énumère une série de sources potentielles de variations imprévues de la demande.[1]

La FCEI supporte donc la mise en place d'un compte d'écart sur les revenus nets des achats pour les années tarifaires 2017 et suivantes. Cette position est cohérente avec la proposition de mécanisme incitatif que la FCEI a formulée pour le Distributeur dans le cadre du dossier R-3897-2014 laquelle intègre un découplage des revenus.

3. Modalités de disposition du comte d'écart pour aléas climatiques

Les pratiques réglementaires en place prévoient depuis 2009 l'amortissement des comptes de nivellement de la température. Au cours des années 2010 à 2016, les modalités d'amortissement de ces comptes ont subi desajustements qui peuvent varier entre les comptes (ex. : le compte de nivellement 2012 prévoit des modalités d'amortissement différentes du compte de nivellement 2013)
Les règles d'amortissement présentement en vigueur prévoient un amortissement des comptes de nivellement de la température des années 2010 à 2016 de 51,9 M$ au total. Le Distributeur propose de modifier la pratique réglementaire à cet égard et d'amortir plutôt au revenu requis 2017 l'entièreté des sommes accumulés dans les comptes de nivellement de la température des années 2011 à 2016, soit 168,6 M$. Cela se traduit par des tarifs plus élevés de 1,1% en 2017.

La motivation derrière cette proposition est de prévenir des hausses tarifaires potentiellement supérieures à l'inflation pour les années 2018 et 2019 dans le but de respecter le plan stratégique d'Hydro-Québec.

Au support de sa demande, le Distributeur fait valoir que la Régie a favorisé une approche au cas par cas en fonction des contextes particuliers de chaque dossier pour ce qui touche à la disposition des soldes des comptes de pass-on et de nivellement.

Il est vrai que la Régie a adopté des pratiques ponctuelles à plusieurs occasions à ce qui a trait à l'amortissement des comptes de pass-on et de nivellement pour aléa climatique.

Toutefois, à la différence de ce qui est demandé au présent dossier, ses modifications ponctuelles visaient la réduction de la variation des tarifs de l'année témoin.

[1] HQD-16, document 1.2, réponse à la question 13.4

En effet, comme il est rapporté au tableau 1, les ajustements ponctuels autorisés par la Régie n'ont jamais résulté en une hausse de la variation tarifaire par rapport aux règles en vigueur à l'exception d'un ajustement mineur en 2016 où l'effet haussier était faible (0,2%) et survenait dans un contexte où la hausse tarifaire globale autorisée était largement inférieure (0,7%) à la hausse demandée par le Distributeur (1,7%). Au contraire, la Régie a historiquement agi de manière à réduire ou garder stable la variation tarifaire de l'année témoin par rapport aux règles en vigueur.

Le tableau 1 présente les décisions ayant modifié les règles d'amortissement depuis 2009. On peut y voir que

Tableau 1 : Mesures d'amortissement ponctuelles visant les comptes de pass-on et de nivellement des aléas climatiques

Décision	**Demandé (Impact)**	**Autorisé (Impact)**
D-2011-028	Amortissement accéléré pour éviter une baisse tarifaire (réduction de la variation tarifaire de l'année témoin)	Amortissement accéléré pour éviter une baisse tarifaire (réduction de la variation tarifaire de l'année témoin)
D-2014-037	Amortir sur 10 ans plutôt que 5 les comptes de nivellement 2008 à 2010 (réduction de la variation tarifaire de l'année témoin)	Amortissement sur une période résiduelle de 5, 6 et 7 ans pour les comptes 2010 à 2012 respectivement (réduction de la variation tarifaire de l'année témoin)
D-2015-018	Amortir sur 5 ans le solde des comptes de pass-on 2013 et 2014 à compter de 2016 (réduction de la variation tarifaire de l'année témoin)	Amortissement de 136M$ en 2015 et amortissement du solde sur 5 ans à partir de 2016 (réduction de la variation tarifaire de l'année témoin)
D-2016-033	Amortissement de la totalité des comptes de pass-on et du compte de nivellement pour aléa climatique 2015 (Impact négligeable sur les tarifs)	Amortissement de la totalité des comptes de pass-on et de la portion du compte de nivellement pour aléa climatique 2015 en excès de 25 M$ (Impact à la hausse de 0,2% sur les tarifs)

Ainsi, la demande du Distributeur est sans précédent. Jamais auparavant le Distributeur n'avait-il demandé une mesure ponctuelle visant non pas à réduire la variation tarifaire de l'année témoin, mais bien à l'augmenter.

Le Distributeur soutient que sa proposition favorise la stabilité tarifaire. En fait, ce que demande le Distributeur c'est de sacrifier de la stabilité tarifaire aujourd'hui, pour limiter

une hypothétique hausse tarifaire supérieure à l'inflation en 2018 et 2019. La notion que la proposition du Distributeur favorise la stabilité tarifaire est donc subjective et très certainement contestable.

À sa face même, cette proposition accroît de manière certaine et considérable la variation tarifaire de l'année témoin. Pour ce qui est des variations tarifaires de 2018 et 2019, la FCEI soumet les scénarios mis de l'avant par le Distributeur présentent une marge d'erreur considérable. À titre d'exemple, le Distributeur anticipait une hausse de 1,7% pour 2017 au dernier dossier tarifaire, soit 1,2 % de plus que la hausse de 0,5 % demandée. L'écart sera fort probablement encore plus grand par rapport à la hausse autorisée.

La FCEI soumet que la hausse tarifaire demandée pour 2017, soit 0,5% (abstraction faite des modifications aux modalités réglementaires proposées), est modeste et ne justifie en rien des mesures ponctuelles visant à la modifier pas plus que l'éventualité hypothétique d'une hausse tarifaire de 3%.

Par ailleurs, si une telle hausse devait survenir en 2018 ou 2019, elle disposera de tous les outils requis pour la moduler si elle le juge requis. Rien ne sert de tenter de régler aujourd'hui un problème qui n'existera peut-être pas et qui pourra être réglé en temps et lieu s'il survient.

Pour ces motifs, la FCEI demande à la Régie de refuser les modifications proposées par le Distributeur aux modalités de disposition des comptes d'écart pour aléas climatiques.

4. Approvisionnements

4.1. Achats de puissance

Le plan d'approvisionnement de l'hiver 2016-2017 présente un besoin en puissance postpatrimoniaux de 3 645 MW contre des approvisionnements de 3 731 MW. Dans sa forme actuelle, il présente donc un excédent de 86 MW. La FCEI est étonnée que le Distributeur présente un bilan non équilibré et s'est enquise de ses intentions à cet égard. La réponse, reproduite ci-après est équivoque.

3.4 Veuillez confirmer que le Distributeur appliquera la limitation prévue à l'article 6.16 des tarifs d'électricité si la puissance offerte excède ses besoins d'électricité. Sinon, veuillez justifier.

Réponse :

Le Distributeur prendra sa décision en fonction des résultats de l'offre des clients, de la contribution attendue des programmes de gestion de la demande en puissance et de l'évolution des besoins.

En effet, le Distributeur n'exprime pas de manière claire que sa décision consistera à limiter ses approvisionnements au niveau de ses besoins.

Dans les circonstances, et bien que cela semble aller de soit, la FCEI estime utile d'indiquer que les achats de puissance devraient être strictement limités au besoin de puissance et que le coût associé à tout approvisionnement excédentaire devrait être exclut du revenu requis.

4.2. Nouvel indicateur des coûts d'approvisionnement

Le Distributeur demande de remplacer l'indicateur actuel sur les achats de court terme basé sur les prix à New York, par un nouvel indicateur basé sur une combinaison des prix à New York et en Nouvelle-Angleterre.

S'appuyant sur le fait que la capacité d'importation à partir de New York est de 1 100 MW, le Distributeur propose que la valeur du nouvel indicateur utilise le prix de marché de New York pour les premiers 1 100 MWh d'énergie achetés et le prix de la Nouvelle-Angleterre pour les MWh suivants. Selon le Distributeur, ce nouvel indicateur reflèterait mieux la stratégie d'approvisionnement de court terme.

La FCEI ne nie pas que l'indicateur actuel soit imparfait, mais est en désaccord avec le Distributeur quant au fait que le nouvel indicateur reflèterait mieux sa réalité opérationnelle.

Outre le fait que l'indicateur ne tient pas compte des achats substantiels effectués sur le marché de l'Ontario (cet aspect affecte également l'indicateur actuel), la formule proposée suppose que le Distributeur comble ses besoins en premier lieu sur le marché de New York et ensuite sur le marché de la Nouvelle-Angleterre ou auprès d'un fournisseur alternatif au marché de la Nouvelle-Angleterre sans tenir compte de la chronologie réelle des achats. Or, l'analyse des transactions du Distributeur permet de constater que ce n'est pas le cas.

Ce genre de situation trouve son équivalent dans la réalité comme le démontre l'analyse de la journée du 3 janvier 2014. Pour cette journée, la puissance totale acquise est de 1 879 MW. Pour chaque heure, la formule du nouvel indicateur associe 779 MW au prix de marché de la Nouvelle-Angleterre et 1100 MW au prix de marché de New York. Or, la puissance maximale qui peut réalistement avoir été achetée en provenance de la Nouvelle-Angleterre ou de provenance autre, mais après que l'interconnexion avec New-York ait été saturée, est de 303 MW. En effet, la capacité d'importation depuis New York n'était pas saturée en date du 31 décembre 2013 puisque la puissance totale contractée à cette date susceptible de provenir de New York était au plus de 849 MW.[2] De plus, la puissance totale des achats effectués à partir du 1er janvier, exclusion faite des achats provenant clairement de New York, est de 303 MW,[3] soit largement moins que les 779 MW.

Tableau 2 : Sommaire des transactions pour le 3 janvier 2014

Fournisseur	Produit	Date début	Date fin	Date légale	MWh	Durée (heures)	MW	Puissance cumulative	Puissance cumulative maximale depuis NY
Énergie Brookfield Marketing SEC	24 heures	01/01/2014	03/01/2014	30/12/2013	9,440	72	131		
Ontario Power Generation	24 heures	01/01/2014	03/01/2014	30/12/2013	3,600	72	50		
Ontario Power Generation	24 heures	01/01/2014	03/01/2014	30/12/2013	17,928	72	249		
TransAlta Energy Mark. Corp.	24 heures	01/01/2014	03/01/2014	30/12/2013	7,200	72	100		
TransAlta Energy Mark. Corp.	24 heures	01/01/2014	03/01/2014	30/12/2013	3,600	72	50	580	150
NY ISO	DAM	03/01/2014	03/01/2014	31/12/2013	2,280	24	95		
NY ISO	DAM	03/01/2014	03/01/2014	31/12/2013	14,507	24	604	1280	849
Hydro-Québec Production	24 heures	03/01/2014	03/01/2014	01/01/2014	1,404	24	59		
NE ISO	DAM	03/01/2014	03/01/2014	01/01/2014	3,850	24	160		
NY ISO	DAM	03/01/2014	03/01/2014	01/01/2014	7,113	24	296	1795	1146
Hydro-Québec Production	24 heures	03/01/2014	03/01/2014	02/01/2014	800	24	33		
NE ISO	DAM	03/01/2014	03/01/2014	02/01/2014	1,223	24	51	1879	1146

Source : Suivi détaillé des activités d'achat et de vente du Distributeur 2014

Ainsi, la formule proposée par la Distributeur produit un indicateur biaisé comme l'illustre bien la réponse donnée à la question 4.3 de la demande de renseignement de la FCEI reproduite ci-après.

[2] 699 MW depuis NY ISO le 31 décembre et 150 MW auprès de TransAlta Energy Marketing Corporation selon l'hypothèse conservatrice que les achats auprès de ce fournisseur transitent par les interconnexions avec New York.
[3] 59 et 33 MW en provenance de HQP et 160 et 51 MW en provenance de NE ISO.

4.3 Soit les achats suivants pour la 18ième heure d'une journée donnée :

- HQD achète 500 MW de HQP à 10 heures le matin
- HQD achète 600 MW de HQP à midi
- HQD achète 500 MW de HQP à 15h
- HQD achète 1000 MW sur le marché NY à 16h
- HQD achète 500 MW de HQP à 17h
- L'indicateur de prix NY est stable à 100$ MW toute la journée
- L'indicateur de prix NE est stable à 200$ MW toute la journée

Veuillez indiquer la valeur de l'indicateur NY-NE associé à chaque transaction.

Réponse :

Dans l'exemple hypothétique de l'intervenant, pour la 18e heure, où 3 100 MW ont été acquis, la valeur de l'indice serait calculée ainsi :

(1 100 MW * 100 $/MWh + 2 000 MW * 200 $/MWh) / 3 100 MW = 164,52 $/MWh.

De cet exemple, on voit que des achats significatifs effectués auprès de HQP au moment où l'interconnexion avec NY est complètement disponible se voient attribuer l'indicateur de prix de marché de la Nouvelle-Angleterre ce qui ne représente en rien la réalité opérationnelle.

En somme, la FCEI convient que l'indicateur actuel pourrait être amélioré. Elle estime toutefois que le nouvel indicateur proposé est biaisé et, contrairement à ce qu'affirme le Distributeur, n'améliore pas l'adéquation avec la réalité opérationnelle.

Par conséquent, la FCEI demande à la Régie de rejeter le nouvel indicateur proposé par le Distributeur.

Selon la FCEI, pour refléter adéquatement la réalité opérationnelle, seuls les achats effectués après que l'interconnexion avec New York ait été saturée devraient se voir attribuer le prix de marché de la Nouvelle-Angleterre. Elle soumet qu'un indicateur attribuant un prix de marché sur la base de la chronologie des transactions et de la saturation des interconnexions pourrait constituer une avenue intéressante afin d'améliorer l'indicateur actuel.

5. Charges d'exploitation :

5.1. Programme *Charges interruptibles résidentielles – chauffe-eau*

Au dossier tarifaire 2016, le Distributeur prévoyait un montant de l'ordre de 25 M$ pour le déploiement du programme de *Charges interruptibles résidentielles - chauffe-eau.*[4] Au présent dossier, le Distributeur nous apprend que ce budget n'a pas été dépensé faute

4

d'obtenir l'appui des parties prenantes dont en particulier l'institut national de la santé publique en temps opportun.[5]

Au présent dossier, le Distributeur prévoit un budget de 24 M$ pour le programme *Charges interruptibles résidentielles - chauffe-eau*. Il nous apprend au passage qu'il n'est toujours pas assuré d'obtenir l'appui des parties prenantes.[6] Le Distributeur demande donc un budget substantiel sur la présomption qu'il obtiendra cet appui.

Considérant l'expérience de 2016, l'incertitude qui demeure quant à la mise en route du programme et l'importance des sommes en jeu, la FCEI estime qu'il y a lieu de prendre une mesure d'exception pour protéger les clients contre une potentielle surestimation budgétaire. Elle recommande, par conséquent, la création d'un compte d'écart sur le budget 2017 du programme *Charges interruptibles résidentielles - chauffe-eau.* Les sommes accumulées dans ce compte pourraient être intégrées aux dossiers tarifaires 2018 et 2019.

L'alternative serait d'exclure complètement du budget les montants associés à ce programme et de créer un compte de frais reportés pour protéger le Distributeur des coûts qui n'auraient pas été intégrés au budget.

6. Balisage de la rémunération globale

À venir.

7. Suivi du projet LAD

Le Distributeur demande à la Régie de mettre fin aux suivis relatifs au projet LAD. Il indique cependant qu'il continuera à déposer un suivi du projet dans sa forme actuelle dans le cadre des rapports annuels comme il le fait pour les autres projets d'investissement.

La FCEI ne s'objecte pas à cette proposition.

Le Distributeur indique également qu'à compteur du 1 janvier 2017, il cessera de comptabiliser les coûts des installations de compteurs découlant du projet LAD dans les coûts du projet. Ces coûts ne seront donc pas reflétés dans les suivis qui seront déposés aux rapports annuels. Il justifie cette pratique le fait que le projet prendra fin en 2016.

La FCEI estime ces coûts devraient continuer à être inclus dans le suivi que le Distributeur se propose de poursuivre dans le cadre du rapport annuel.

[5] B-0043, HQD-10, document 1, p. 12 et HQD-16, document 6.1, p. 37.
[6] HQD-16, document 6.1, p. 37.

Contrairement à ce qu'affirme le Distributeur, le projet ne sera pas terminé au 31 décembre 2016 puisqu'il demeurera entre 45 000 et 120 000 compteurs à remplacer pour les années 2017 et suivantes.

Dans une optique de rigueur, la FCEI estime que ces coûts devraient continuer à être inclus au suivi jusqu'à ce que la totalité des compteurs considérés lors de l'approbation du projet aient été installés. Elle ne voit aucune raison valable de procéder autrement en coupant court à ce suivi. La prise en compte de ces coûts dans le suivi est d'autant plus pertinente que les compteurs restants sont susceptibles d'engendrer des coûts unitaires d'installations supérieurs. L'installation de ces compteurs et les coûts associés étaient inclus dans les projets (Phase 1 et 2-3) tels que déposés par le Distributeur et approuvé par la Régie.

Lorsque la Régie approuve un projet d'investissement pour un poste où une ligne, elle ne met pas fin au suivi lorsque 95% du projet est complété. Elle y met fin lorsque le projet est entièrement finalisé. Rien ne justifie une pratique différente dans le cas du projet LAD.

8. Gestion du besoin de pointe et stratégie tarifaire

8.1. Tarif DT

Le chauffage à la biénergie constitue depuis longtemps un outil important et rentable pour gérer le besoin de puissance du Distributeur. La FCEI a rappelé régulièrement depuis quelques années l'importance de préserver cette clientèle; cette préoccupation étant partagée par la Régie. Elle continue à croire qu'il est au bénéfice de l'ensemble de la clientèle de favoriser la rétention et l'adhésion à ce tarif afin de réduire le coût des achats de puissance au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

Il s'avère cependant que le nombre d'abonnements au tarif DT est en baisse constante depuis plusieurs années. Cette baisse est particulièrement prononcée pour les années 2014 et 2015. Pour ces deux années seulement, près de 12 000 clients ont quitté le tarif DT ce qui représente environ 10% des abonnements à ce tarif.[7] En comparaison, seulement 2 400 ont adhéré au tarif DT sur la même période. Cela découle notamment du fait qu'une faible proportion des clients se chauffant exclusivement au mazout opte pour la biénergie lorsque vient le temps de changer leur système, la vaste majorité se dirigeant plutôt vers le chauffage tout électrique ce qui a un impact à la hausse sur le besoin de puissance.

[7] Rapport annuel 2015, HQD-7, document 3, p. 11

8.1.1. Recalibrage tarifaire

En réaction à cet effritement rapide de la clientèle, le Distributeur propose un recalibrage du tarif qui consiste principalement à abolir la redevance quotidienne sur une période de 4 ans. À terme, cela veut dire une réduction de la facture annuelle de 150$ par rapport à 2016. À cela s'ajoute un gel des prix d'énergie sur la même période. Cependant, pour 2017, la proposition résulte en une baisse de la facture annuelle de 37$ par rapport à la facture de 2016 et de plus ou moins 60$ par rapport à ce qu'aurait été la facture en 2017 sans recalibrage.[8]

La FCEI estime que cette proposition est un pas dans la bonne direction pour favoriser la rétention au tarif DT et l'adhésion de nouveaux clients. Cela dit, elle craint que cela ne soit trop peu pour convaincre les clients de conserver leur système biénergie. Or, au rythme où quittent les clients, la FCEI estime qu'il serait plus prudent d'agir de manière plus marquée dès maintenant. Il faut se rappeler que lorsqu'un client décide de remplacer son système biénergie par un système tout électrique, on ne peut plus le convaincre de retourner à la biénergie. C'est pourquoi, une transition plus rapide paraît souhaitable.

Cela dit, comme le souligne à juste titre le Distributeur, le revenu qui n'est pas récupéré des clients au tarif DT doit l'être auprès du reste de la clientèle, en l'occurrence les autres clients résidentiels. Selon l'évaluation du Distributeur, l'impact moyen du recalibrage proposé pour 2017 sur les autres clients résidentiels est de 0,1%. Le Distributeur estime qu'il s'agit « d'un impact raisonnable compte tenu des impacts tarifaires dont feront l'objet les autres clients domestiques avec la révision des tarifs domestiques. »[9]

La FCEI ne conteste pas cette évaluation du Distributeur. Cependant, si la hausse tarifaire accordée par la Régie devait être moins importante que celle demandée, la FCEI soumet que la Régie devrait utiliser cette marge de manœuvre pour accélérer le recalibrage permettant ainsi d'offrir un argument plus convaincant aux clients. Selon la FCEI, plus rapide sera le recalibrage, meilleures seront les chances de préserver les adhésions au tarif.

En outre, la FCEI estime que le Distributeur doit dès maintenant promouvoir les économies additionnelles dont bénéficieront les clients en 2017 ainsi que celles qui peuvent raisonnablement être anticipées pour les années à venir (e.g. gel des prix de l'énergie sur 4 ans). De cette manière, les clients qui devront choisir un nouveau système de chauffage en 2017 sauront que des baisses tarifaires additionnelles sont à prévoir et pourront faire un meilleur choix.

[8] Sur la base de la hausse proposée de 1,7% et d'une facture annuelle moyenne en 2016 de 1400$.
[9] HQD-16, document 6.1, p. 42.

8.1.2. Télécommande des systèmes biénergie

Tel que mentionné précédemment, il est important d'améliorer l'avantage économique que procure le chauffage biénergie afin d'inciter les clients à demeurer à ce tarif. L'une des façons d'y arriver est de remplacer le système de basculement entre les sources d'énergie actuellement basé sur la sonde thermique par le télécontrôle. Cette modification permet de réduire le recours au chauffage au mazout générant ainsi des économies sur la facture du client et ce à coût nul pour le Distributeur. Dans sa décision D-2016-033, la Régie écrivait :

> « [1014] La Régie constate qu'Hydro-Sherbrooke [note omise] 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 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. »

Il est manifeste depuis plusieurs dossiers que le Distributeur est réticent à mettre de l'avant des mesures qui réduiraient le nombre d'heures de chauffage au mazout pour les clients du tarif DT.

Au présent dossier, le Distributeur ne propose pas d'option tarifaire tel que demandé par la Régie, il indique plutôt qu'il réalisera un projet pilote pour évaluer la faisabilité technique de télécommander les systèmes de chauffage biénergie. Il indique que le projet pilote servira également à évaluer les aspects opérationnels et commerciaux de même que l'intérêt des clients pour un tel programme.

Il mentionne que ce projet pilote devra durer un an afin d'évaluer les impacts sur un cycle complet de facturation. Suite à l'analyse des résultats du projet pilote et du sondage, le Distributeur évaluera l'opportunité de déployer une offre commerciale biénergie interruptible et, le cas échéant, prévoira l'échéancier pour le faire.

Finalement, le Distributeur réitère un argument soumis précédemment, que la réduction des heures d'interruption pourrait réduire l'intérêt des mazoutiers à assurer l'approvisionnement des clients ce qui pourrait mettre en péril le parc biénergie.

La FCEI soumet que l'utilité de ce projet pilote d'un est très questionnable parce que, comme l'écrit la Régie, ce genre de système existe déjà depuis longtemps. Il n'y a donc aucun enjeu en termes de faisabilité technique. À tout évènement, un projet pilote ne paraît pas nécessaire pour valider cet aspect. Quant à l'analyse des impacts sur un cycle complet de facturation, il n'est pas clair à quels impacts le Distributeur fait référence. Cela dit, plusieurs interruptions pourront être faites lors des mois de janvier, février, et mars 2017 et la FCEI ne voit pas en quoi un projet pilote qui prendrait fin au 1er avril 2017 ne permettrait pas au Distributeur d'évaluer l'impact du programme sur ses processus administratifs. Pour ce qui est du sondage sur l'intérêt des clients, le fait que le tarif existe et soit utilisé chez Hydro-Sherbrooke est une indication importante que les clients trouvent leur compte dans ce modèle. Par ailleurs, la FCEI ne voit pas quels pourraient être les inconvénients du modèle par télécontrôle comparativement au modèle par sonde thermique puisque celui-ci réduit à la fois le coût d'énergie du client tout en limitant le besoin de gérer les approvisionnements en mazout et probablement aussi les frais d'entretien des équipements durant la période hivernale.

Pour ce qui est du risque d'approvisionnement en mazout, le Distributeur n'apporte aucun élément de preuve au soutient de cette prétention ni dans ce dossier, ni dans les précédents et ce malgré que la question ait été soulevée à quelques reprises. Il n'a notamment fait aucune évaluation du risque que les clients au tarif DT puissent se retrouver sans service d'approvisionnement au mazout suite à une réduction du nombre d'heures d'interruption.

La FCEI estime que l'approche du Distributeur implique des délais inutiles et déraisonnables considérant la situation du marché de la biénergie et les connaissances existantes en matière de télécontrôle.

Elle estime que le Distributeur devrait déposer au plus tard le 1er juin 2017 une proposition tarifaire fonctionnelle pour application au 1er décembre 2017. Cette proposition devrait inclure les informations pertinentes pour la prise de décision de la Régie incluant une analyse des risques sur les approvisionnements en mazout de sorte que celle-ci dispose d'une réelle option pour mettre en application le tarif. Le Distributeur pourrait faire valoir ses arguments s'il juge que la proposition ne doit pas être mise en application.

Subsidiairement, une proposition devrait être intégrée au dossier tarifaire 2018 pour application au 1er avril 2018.

9. Sommaire des recommandations

La FCEI demande à la Régie de :

- Autoriser la mise en place d'un compte d'écart sur les revenus nets des achats;
- Refuser les modifications demandées aux modalités d'amortissement des comptes d'écart réglementaires
- Rejeter la proposition de nouvel indicateur de prix des achats de court
- Créer un compte d'écart sur le budget du programme de charges interruptibles résidentielles – chauffe-eau
- Accélérer si possible le recalibrage du tarif DT
- Exiger du Distributeur qu'il dépose une proposition tarifaire pour la télécontrôle du tarif DT dès la cause 2018.
- Exiger du Distributeur qu'il procède à une analyse de la dispersion géographique des clients au tarif DT et du risque d'approvisionnement en mazout si la tarification avec télécommande devait être autorisée par la Régie.