

**Demande relative à l'établissement des
tarifs d'électricité pour l'année
tarifaire 2018-2019**

R-4011-2017

**Observations à la
Régie de l'énergie par**



Préparées par

Marc-Olivier Moisan-Plante

19 décembre 2017

Table des matières

TABLE DES MATIÈRES.....	2
UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RÉSEAU.....	3
1 SEUIL DE MATÉRIALITÉ DES FACTEURS Y ET Z	4
2 INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	6
3 DÉPENSES DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE QUÉBEC (« TEQ »)	7
4 DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES	8
5 STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU (MFR)	10
6 MAÎTRISE DE LA VÉGÉTATION	10
7 COÛT DES COMBUSTIBLES.....	12
8 ÉVÉNEMENTS IMPRÉVISIBLES EN RÉSEAUX AUTONOMES (FACTEUR Z).....	13
9 PANNES MAJEURES (FACTEUR Z).....	14

Union des consommateurs, *la force d'un réseau*

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe dix Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), le CIBES de la Mauricie/Bécancour Nicolet Yamaska, l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face ; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger.

Depuis plus de 50 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

1 Seuil de matérialité des facteurs Y et Z

Le Distributeur propose des seuils de matérialité différents pour les facteurs Y (5 M\$) et Z (15 M\$), tandis que la Régie propose que le seuil de matérialité soit le même (15 M\$) dans les deux cas¹.

Le Distributeur argumente qu'un facteur Y témoigne d'une « évolution [qui] n'est pas conforme à celle d'une formule de type I-X »². Il poursuit en indiquant qu'inclure dans la formule d'indexation de tels éléments fait augmenter le risque qu'il encourt : « le risque (...) augmente à mesure que s'accroît le nombre d'éléments récurrents dont la trajectoire de coûts s'avère incompatible avec celle de la Formule d'indexation à laquelle ils seraient soumis, advenant l'établissement d'un seuil de matérialité trop restrictif. »³.

Pour éviter cette situation, le Distributeur propose donc d'abaisser le seuil de matérialité proposé par la Régie de 15 M\$ à 5 M\$ afin que davantage d'éléments puissent être considérés comme facteurs Y. Cette analyse mérite d'être nuancée.

Dans un premier temps il convient de rappeler qu'un facteur Y ne témoigne pas nécessairement d'une évolution qui n'est pas conforme à celle d'une formule de type I-X, mais se réfère en premier lieu à un élément qui n'est pas sous le contrôle du Distributeur. Dans un second temps, la trajectoire que suit cet élément peut être différente ou similaire à une croissance de type I-X, les deux cas étant tout à fait possibles. Ainsi, abaisser le seuil de matérialité de 15 M\$ à 5 M\$ afin de factoriser davantage d'éléments en Y ne garantit pas nécessairement une diminution du risque du Distributeur, en particulier si les éléments nouvellement catégorisés en facteurs Y suivent déjà une trajectoire proche de I-X, ou encore si une combinaison d'éléments fait en sorte de se rapprocher d'une trajectoire I-X. Ainsi la proposition du Distributeur de traiter en facteurs Y de tels éléments ou combinaison d'éléments pourrait ne pas lui apporter les bénéfices qu'il espère quant à la réduction de son risque tout en augmentant la complexité réglementaire qui s'en suivrait afin de valider les nouveaux facteurs Y: multiplication de la vérification des exclusions, analyses de stabilisation des coûts, réexamens historiques et des trajectoires anticipées des coûts, etc.⁴

Le MRI doit viser la simplicité réglementaire, et à ce titre UC est d'avis qu'il n'est pas souhaitable d'intégrer au MRI le même niveau de raffinement que lors de la fixation des tarifs en mode « coût de service ». Dans cet ordre d'idée, les références du Distributeur au seuil de 5

¹ D-2017-043, [317], [320] et [321]. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/272/DocPri/R-3897-2014-A-0142-Dec-Dec-2017_04_07.pdf

² HQD-3, document 4 (B-0013), page 8. [En ligne] : <http://publicsde.regie-energie.qc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=414&phase=1&Provenance=B&generate=true>

³ HQD-3, document 4 (B-0013), page 10. [En ligne] : <http://publicsde.regie-energie.qc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=414&phase=1&Provenance=B&generate=true>

⁴ HQD-3, document 4 (B-0013), page 9. [En ligne] : <http://publicsde.regie-energie.qc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=414&phase=1&Provenance=B&generate=true>

millions comme critère d'établissement des éléments spécifiques ou sur le traitement réglementaire des coûts des projets supérieurs à 10 M\$ et non autorisés ne devraient pas être utilisées comme base de comparaison sous le mécanisme afin d'établir le seuil de matérialité des facteurs Y.

Une comparaison plus appropriée est celle faite par la Régie dans sa décision D-2017-043 à l'effet que le seuil minimum pour les coûts à être inclus dans le compte d'écarts hors base de tarification soit de 15 M\$ par événement. Ce seuil de 15 M\$ correspond à 40 points de base du taux de rendement sur les capitaux propres du Distributeur, et a été adopté par l'Alberta Utility Commission (AUC) comme seuil pour les facteurs Y et Z pour la première génération de mécanismes incitatifs dans cette province, tel que souligné dans le rapport d'Elenchus⁵ et dans la décision D-2015-150 de la Régie⁶.

De plus, l'AUC avait décidé que ce seuil de 15 M\$ devait être augmenté par un facteur I-X chaque année :

Accordingly, the Commission establishes the threshold as the dollar value of a 40 basis point change in ROE on an after tax basis calculated on the company's equity used to determine the revenue requirement on which going-in rates were established (2012). This dollar amount threshold is to be escalated by I-X annually. The companies are directed to calculate and file the 2012 threshold amount along with supporting calculations in the compliance filing to this proceeding.⁷ (nos soulignés)

UC recommande donc à la Régie de maintenir sa proposition, et d'adopter un seuil de matérialité de 15 M\$ pour les facteurs Y.

UC recommande également d'indexer annuellement ce seuil en fonction de la formule d'indexation.

⁵ Pièce A-0003, page 119 du document (A-30). [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.gc.ca/projets/272/DocPrj/R-3897-2014-A-0003-Dec-Dec-2015_03_04.pdf

⁶ D-2015-150, [67] et [68]. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.gc.ca/projets/282/DocPrj/R-3905-2014-A-0098-Dec-Dec-2015_09_10.pdf

⁷ Rate Regulation Initiative, Distribution Performance-Based Regulation, Alberta Utilities Commission, Decision 2012-237, [535]. [En ligne]: <http://www.auc.ab.ca/applications/decisions/Decisions/2012/2012-237.pdf>

2 Interventions en efficacité énergétique

Dans sa décision D-2017-043, la Régie signifiait que les dépenses capitalisables des interventions en efficacité énergétique pouvaient être traitées en facteur Y⁸, tandis que les charges liées feraient l'objet d'une discussion dans le présent dossier.

Le Distributeur souhaite également traiter ces charges en tant que facteur Y. Il avance que puisque la Régie approuve les budgets en EÉ, qu'elle « ne peut pas faire l'analyse d'un budget partiel amputé des charges, ni de tests économiques et financiers n'incluant pas tous les coûts des interventions »⁹.

Selon UC, il y a lieu de distinguer le processus d'approbation des interventions en efficacité énergétique de celui de la formation des tarifs sous le MRI. Ainsi la Régie peut approuver le caractère prudent et utile des budgets présentés (dépenses capitalisables et charges en IEÉ) sur la base de tests de rentabilité tout en fixant les tarifs à l'aide de la formule d'indexation.

En effet, sous le MRI les tarifs peuvent être fixés par un processus « allégé » (voir article 48.1 alinéa 3 de la LRÉ) c'est-à-dire par une formule d'indexation plutôt qu'en vertu des coûts prévus comme en mode « coût de service ». Une telle façon de faire permettrait à la Régie de garder le contrôle sur l'approbation de programmes tout en laissant des incitatifs au Distributeur afin d'améliorer sa performance aux charges d'exploitation liées aux IEÉ, qu'il considère par ailleurs en partie sous son contrôle¹⁰.

Un argument similaire a été retenu par la Régie quant au processus d'autorisation des investissements et leur impact sur les tarifs sous le MRI dans sa décision D-2017-043 [257].

Par ailleurs, afin de justifier un traitement en facteur Y des charges liées aux IEÉ, le Distributeur indique que « les dépenses en efficacité énergétique, dépenses capitalisables et charges, sont conditionnées par les interventions prévues et par l'objectif d'économies d'énergie visé » et que

[/]le fait de restreindre l'évolution du montant des charges en fonction de la Formule d'indexation pourrait, par exemple, se répercuter en une réduction des dépenses en commercialisation ou en promotion, diminuant d'autant le nombre de participants, ce qui pourrait compromettre l'atteinte de l'objectif¹¹.

⁸ D-2017-043, [398]. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/272/DocPri/R-3897-2014-A-0142-Dec-Dec-2017_04_07.pdf

⁹ HQD-3, document 4 (B-0013), page 17. [En ligne] : <http://publicsde.regie-energie.qc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=414&phase=1&Provenance=B&generate=true>

¹⁰ HQD-3, document 4 (B-0013), page 17, lignes 37-38. [En ligne] : <http://publicsde.regie-energie.qc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=414&phase=1&Provenance=B&generate=true>

¹¹ HQD-3, document 4 (B-0013), page 17, lignes 37-38. [En ligne] : <http://publicsde.regie-energie.qc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=414&phase=1&Provenance=B&generate=true>

Selon UC, ce type d'objection peut être facilement contournée en exigeant l'atteinte de cibles de performance relatives à l'ÉÉ, possiblement sous la forme d'un score sur un indicateur de performance, et dont un bon résultat serait préalable au partage des écarts de rendements. Autrement, n'importe qu'elle activité soumise au MRI pourrait être sujette à ce type de critique. La mise sur pied d'un MRI ne constitue pas un chèque en blanc pour le Distributeur. C'est pourquoi la Régie énonçait :

[416] L'établissement d'un MRI a pour but d'inciter le Distributeur à une plus grande efficacité sans toutefois porter atteinte à la qualité du service. (...) ¹².

Il est de la compréhension d'UC que des indicateurs de performance seront développés en phase 3 du dossier R-3897-2014.

En conclusion sur les charges liées aux interventions en efficacité énergétique,

UC recommande que les charges d'exploitation liées aux IEÉ soient soumises à la formule d'indexation, et qu'un indicateur d'efficacité portant sur l'atteinte de cibles en ÉÉ soit développé et qu'une bonne performance sur celui-ci soit préalable au partage des écarts de rendement concernant les IEÉ.

3 Dépenses de Transition énergétique Québec (« TEQ »)

Le Distributeur plaide pour qualifier comme exclusion ces dépenses, qu'il considère volatiles et hors de son contrôle. De plus, « advenant la promulgation en cours de MRI d'un décret dont l'application résulterait en une variation importante de cet élément de coût, le Distributeur estimerait justifiée la demande de reconnaissance de ce décret à titre d'exogène, dans la mesure où le seuil de matérialité serait atteint. »¹³.

Puisqu'elles sont déterminées par décret, le Distributeur n'a donc aucune emprise sur ces dépenses. Il apparaît donc tout à fait légitime de les qualifier en tant que facteur Y.

Cependant, le Distributeur souhaite également éliminer le Compte d'écart relatif au TEQ dans le but louable de favoriser l'allègement réglementaire. De plus le Distributeur argumente qu'il n'y a pas lieu de s'inquiéter d'éventuels écarts, car ceux-ci pourront être partagés par l'entremise du MTER.

¹² D-2017-043.

¹³ HQD-3, document 4 (B-0013), pages 18-19. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=414&phase=1&Provenance=B&generate=true

Selon UC, conserver le CER relatif au TEQ n'augmenterait en rien la complexité réglementaire, car il n'y a pas de débat sur les valeurs au réel des dépenses de TEQ. Cette solution permettrait cependant d'assurer un résultat plus juste sans que le Distributeur ou sa clientèle soit injustement récompensé par une valeur des dépenses relatives au TEQ qui leur serait favorable par rapport à la prévision.

UC recommande donc à la Régie de traiter les dépenses relatives au TEQ en tant que facteur Y.

UC recommande à la Régie de conserver le CER relatif au TEQ.

4 Dépense de mauvaises créances

De l'avis du Distributeur, son contrôle n'est que partiel sur sa stratégie de recouvrement, et puisqu'il invoque que la dépense de mauvaise créance (DMC) peut être volatile et non conforme à la trajectoire définie par la formule d'indexation, il requiert un traitement en facteur Y¹⁴ pour la DMC.

Ces affirmations méritent d'être scrutées plus en détail. En particulier la DMC pour la clientèle régulière¹⁵ (résidentielle, commerciale et affaires, et Autres) témoigne plutôt d'une grande stabilité, passant de 73,4M\$ en 2012 à 71,0 M\$ projetés en 2018¹⁶, soit une croissance négative d'à peine 0,5 % par année.

TABEAU 6 :
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES- REDRESSÉE (M\$)

	Années historiques					2017		Année témoin 2018
	2012	2013	2014	2015	2016	D-2017-022 ajustée	Année de base	
Stratégie pour la clientèle à faible revenu (soutien financier - impact DMC)	10,2	16,7	23,2	21,5	19,6	25,0	20,2	22,4
Radiation de la dette totale - radiations brutes	5,8	9,7	11,5	19,2	24,0	24,2	25,4	35,1
Radiation (portion déjà provisionnée)	(7,3)	(11,2)	(15,0)	(20,5)	(23,5)	(25,5)	(24,8)	(33,0)
Provision annuelle (ententes actives en fin d'année)	11,7	18,2	26,7	22,8	19,1	26,3	19,6	20,3
Dépense de mauvaises créances	73,4	71,3	68,1	73,0	66,5	68,3	67,1	71,0
Clientèle régulière (résidentielle, commerciale et affaires)	68,5	69,1	69,6	71,6	63,5	66,0	64,8	68,7
Autres	4,9	2,2	(1,5)	1,4	3,0	2,3	2,3	2,3
Total de la dépense de mauvaises créances	83,6	88,0	91,3	94,5	86,1	93,3	87,3	93,4

¹⁴ HQD-3, document 4 (B-0013), page 19. [En ligne] : <http://publicsde.regie-energie.qc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=414&phase=1&Provenance=B&generate=true>

¹⁵ UC présentera ses recommandations pour la Stratégie pour la clientèle à faible revenu dans la section suivante.

¹⁶ R-4011-2017, HQD-8, document 1 (B-0025), page 13, Tableau 6. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/414/DocPrj/R-4011-2017-B-0025-Demande-Piece-2017_07_31.pdf

Par ailleurs, d'année en année le Distributeur souligne l'impact de sa stratégie de recouvrement sur le niveau des mauvaises créances :

*Pour l'année témoin 2018, le Distributeur prévoit un taux de DMC sur les ventes basées sur des températures à la normale et qui tient compte de la poursuite de la mise en place des mesures de recouvrement visant à limiter la hausse des mauvaises créances.*¹⁷ (nos soulignés)

Dépense de mauvaises créances (3,9 M\$ F) :

L'écart favorable de 3,9 M\$ s'explique par les éléments suivants :

o Comme expliqué précédemment, le raffinement apporté à l'évaluation de la portion déjà provisionnée des radiations MFR a entraîné un impact défavorable de 8,4 M\$ sur la dépense de mauvaises créances.

*o L'écart résiduel favorable de 12,3 M\$ s'explique principalement par la diminution des comptes à recevoir en lien avec les températures plus chaudes de l'hiver 2015-2016 et par les diverses mesures de recouvrement mises en place sur la même période.*¹⁸ (nos soulignés)

Il appert donc que le Distributeur possède un contrôle certain sur ses comptes à recevoir et sa dépense de mauvaises créances.

Au vu de cette stabilité de la dépense de mauvaises créances pour la clientèle régulière, et du pouvoir du Distributeur sur celle-ci par l'entremise de sa stratégie de recouvrement, **UC en recommande l'inclusion de la DMC pour la clientèle régulière dans la formule d'indexation.**

¹⁷ R-4011-2017, HQD-8, document 1 (B-0025), lignes 8 à 10. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/414/DocPrj/R-4011-2017-B-0025-Demande-Piece-2017_07_31.pdf

¹⁸ Rapport annuel du Distributeur 2016, HQD-2, Document 3, page 16. [En ligne] : <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2016/HQD-02-3.pdf>

5 Stratégie pour la clientèle à faible revenu (MFR)

Le Distributeur souhaite voir cet item traité en facteur Y, car il souligne devoir jouer un rôle social qui lui est explicitement attribué dans le décret 841-2014 du gouvernement du Québec¹⁹.

Une hausse des activités du Distributeur dans ce domaine peut avoir un impact significatif sur ses coûts, comme exemple, l'introduction de la mesure « Effacement graduel de la dette »²⁰. Inclure les coûts de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu sous la formule d'indexation créerait plutôt un désincitatif au Distributeur à élargir la portée des mesures existantes ou à en créer de nouvelles. UC note finalement qu'OC suggère que les charges relatives à la Stratégie faible revenu puissent être tenues à l'écart de la formule d'indexation²¹.

UC recommande donc à la Régie de traiter en tant que facteur Y, les coûts de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu afin de ne pas désinciter le Distributeur à élargir son offre de programmes destinés aux MFR.

6 Maîtrise de la végétation

Le Distributeur souhaite un traitement en facteur Y pour cet item, car un rehaussement de ces activités serait nécessaire, et ce jusqu'à ce que son plan d'action dans le domaine permette une stabilisation des dépenses, ce qu'il entrevoit arriver autour de 2023.

D'emblée, UC s'interroge sur l'opportunité de traiter en exclusion une activité de base du Distributeur qui est tout à fait sous son contrôle. Le fait que le budget de cette activité ait besoin ou pas d'un rehaussement ne devrait pas affecter son traitement en facteur Y. En effet, les coûts projetés pour la maîtrise de la végétation par le Distributeur pour les prochaines années ne sont pas de nature volatile ou imprévisible²² :

**TABLEAU B-2 :
COÛTS DU DÉPLOIEMENT DU PLAN D'ACTION 2016-2023 (M \$)**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et +
Coûts opérationnels								
Services externes	56,3	59,0	72,6	84,6	86,5	88,4	90,5	84,3
Masse salariale	8,2	8,5	11,5	13,1	13,0	13,6	13,9	13,8
Total	64,5	67,5	84,1	97,7	99,5	102,0	104,4	98,1
Nombre d'ETC	81	79	109	120	115	116	115	111

¹⁹ [En ligne] : <http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=1&file=62112.pdf>

²⁰ R-4011-2017, HQD-14, document 1 (B-0051), page 5 et suivantes. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/414/DocPrj/R-4011-2017-B-0051-Demande-Piece-2017_07_31.pdf

²¹ C-OC-0034, [50]. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/272/DocPrj/R-3897-2014-C-OC-0034-Argu-Argu-2016_09_30.pdf

²² HQD-8, document 1 (B-0025), page 33. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/414/DocPrj/R-4011-2017-B-0025-Demande-Piece-2017_07_31.pdf

Les coûts augmentent plutôt à raison d'environ 15 M\$ par année en 2018 et 2019 pour se stabiliser aux alentours de 100 M\$ pour les années subséquentes. La Régie a déjà précisé « qu'il faut envisager l'inclusion des divers éléments couverts par la Formule d'indexation avec une vision d'ensemble plutôt qu'avec une approche « ligne par ligne ». Il peut arriver qu'un item dont la croissance historique ou prévue est plus faible vienne compenser un autre item dont la croissance historique ou prévue est plus forte que la croissance générale de la Formule d'indexation. »²³.

Dans cette même décision, la Régie décidait d'inclure deux postes de coûts importants dont la tendance combinée, une hausse annuelle de 0,24 % (ce qui sera vraisemblablement beaucoup moins que le taux à être établi de la formule d'indexation), est à l'avantage du Distributeur :

[250] Enfin, selon les projections du Distributeur présentées à titre indicatif, le total des dépenses d'amortissement et du rendement estimé de la base de tarification passerait de 1 303 M\$ pour l'année de base 2016 à 1 316 M\$ en 2020, correspondant à une hausse annualisée moyenne d'environ 0,24 %.

[252] Selon la Régie, l'exercice permet de constater qu'il est raisonnable d'inclure à la fois l'amortissement et le rendement sur la base de tarification dans la Formule d'indexation. La Régie juge que l'évolution de ces postes combinés est suffisamment prévisible et raisonnablement sous le contrôle du Distributeur pour être incluse dans la Formule d'indexation.

À propos du biais financier qui pourrait surgir en la Régie indiquait :

[233] La Régie considère que si, dans le cadre de l'établissement du MRI et après avoir examiné l'ensemble des éléments couverts par la Formule d'indexation, il apparaissait qu'un biais favorable ou défavorable devait émerger, elle pourra en tenir compte dans l'établissement du « stretch factor » propre au Distributeur.

UC croit qu'une telle approche est également appropriée pour la présente rubrique de coûts, la tendance financière défavorable au Distributeur pouvant être ultimement corrigée au besoin dans l'établissement du stretch factor.

UC recommande à la Régie d'inclure les coûts en maîtrise de la végétation sous la formule d'indexation.

De plus, **UC recommande à la Régie d'introduire des cibles de performance quant à la réalisation du plan d'action du Distributeur en matière de maîtrise de la végétation, vu**

²³ D-2017-043, [231]. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/272/DocPri/R-3897-2014-A-0142-Dec-Dec-2017_04_07.pdf

l'incidence limitée de celui-ci sur l'indice habituel de qualité de service (indice de continuité)²⁴.

À cet effet le Distributeur suggère lui-même l'usage du « taux de pannes liées à la végétation par 100 km de réseau aérien (85 % des jours les plus performants) ».²⁵ UC considère cette suggestion comme appropriée.

7 Coût des combustibles

D'un point de vue purement statistique, UC note que selon la Figure 2 : Historique des coûts réels de combustibles (M\$) fourni par le Distributeur²⁶, la dernière variation annuelle de plus de 15 M\$ remonte aux années 2009 et 2010 au cours desquels une baisse d'un peu plus de 20 M\$ avait été observée. Ainsi, sur la base d'un seuil de matérialité de 15 M\$ tel qu'initialement proposé par la Régie et appuyé par UC dans le présent document, la présente rubrique ne franchirait pas ce seuil de matérialité et ne devrait donc pas être traitée en tant que facteur Y. De plus, cette série statistique est énoncée en dollars courants et ne tient pas compte de la valeur de l'argent dans le temps. Procéder à une telle correction amoindrirait les écarts constatés par le Distributeur.

Par ailleurs, dans son mémoire en Phase 1 du dossier sur le MRI²⁷, UC proposait d'adopter un MRI propres aux réseaux autonomes dans lequel un facteur de productivité différent qu'en réseau intégré aurait été mis en place.

L'idée était de soumettre le Distributeur à un facteur de productivité contraignant sous une formule d'indexation afin de l'inciter à substituer des combustibles par des énergies renouvelables afin de générer des économies de coûts et des bienfaits environnementaux (ou éviter des désastres tels des déversements). Puisque la Régie n'a pas retenu l'idée d'avoir un MRI spécifique aux réseaux autonomes, inclure la dépense de combustible sous la formule d'indexation générale devient en quelque sorte la meilleure option restante du point de vue d'UC.

UC recommande à la Régie de maintenir les Coûts des combustibles sous la formule d'indexation.

²⁴ HQD-17, document 7 (B-0085), page 43. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/414/DocPrj/R-4011-2017-B-0087-DDR-RepDDR-2017_10_24.pdf

²⁵ HQD-17, document 7 (B-0085), page 43. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/414/DocPrj/R-4011-2017-B-0087-DDR-RepDDR-2017_10_24.pdf

²⁶ HQD-3, document 4 (B-0013), page 21. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/414/DocPrj/R-4011-2017-B-0013-Demande-Piece-2017_07_31.pdf

²⁷ R-3897-2014, C-UC-0016, page 15. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/272/DocPrj/R-3897-2014-C-UC-0016-Preuve-Memoire-2015_11_09.pdf

Puisque les écarts de rendements sur les coûts des combustibles seront maintenant partagés avec le MTER, **UC recommande également l'abolition du Compte d'écarts relatif aux combustibles.**

8 Événements imprévisibles en réseaux autonomes (Facteur Z)

Le Distributeur souhaite créer une catégorie générique de facteur Z, soit les événements imprévisibles en réseaux autonomes.

Le Distributeur justifie sa demande sur la base du récipient de coût créé par la Régie, le CER relatif aux événements imprévisibles en réseaux autonomes.

Selon le Distributeur ce « type » d'évènement doit être traité en facteur Z, en particulier celui lié au déversement de 2014 survenu aux Îles-de-la-Madeleine.

Or selon UC, pour qu'un évènement soit catégorisé en facteur Z, il faut avant tout que cet élément soit hors du contrôle du Distributeur, et notamment que celui-ci n'ait pas négligé d'effectuer certaines actions (de la maintenance, par exemple) qui pourraient être à l'origine de l'évènement.

De plus, il convient de préciser que la création du CER- relatif aux événements imprévisibles en réseaux autonomes par la Régie ne présupait en rien que les coûts contenus suite au déversement aux IDLM allaient pouvoir être récupérés dans les tarifs des usagers. D'ailleurs, dans sa décision D-2015-150, la Régie indiquait explicitement qu'elle n'a toujours pas approuvé la récupération des coûts du déversement dans les tarifs des usagers :

[96] À des fins d'efficience réglementaire et compte tenu du fait qu'une enquête est en cours relativement aux circonstances entourant le déversement d'hydrocarbures dans le port de Cap-aux-Meules, la Régie juge approprié d'attendre les conclusions de cette enquête avant de disposer des coûts de cet événement, excluant le montant de 9,8 M\$ sur lequel elle a déjà statué.

Incidemment tel que mentionné par UC en Phase 1 du dossier R-3897-2014, il est fort possible que cet évènement « non anticipé » ait pu être sous le contrôle du Distributeur²⁸.

²⁸ D-2017-043, [301]. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/272/DocPri/R-3897-2014-A-0142-Dec-Dec-2017_04_07.pdf

Même l'expert du Distributeur soulignait que c'est la Régie qui allait devoir trancher ce débat :

CEA mentionne qu'il appartiendra alors à la Régie de déterminer si cette situation relève, ou non, du contrôle du Distributeur²⁹.

Pour ces raisons, UC ne croit pas qu'une telle catégorie générique à propos des événements imprévisibles en réseaux autonomes devrait être créée, du moins telle que définie par le Distributeur, car la notion de contrôle sur cet événement a été évacuée de la proposition.

UC croit plutôt que la Régie devrait évaluer au cas par cas chaque événement que le Distributeur souhaite faire classer en tant que facteur Z, et la Régie examinera alors les propositions du Distributeur au mérite.

Ainsi, lorsque le Distributeur cherchera à disposer du Compte d'écarts – Événements imprévisibles en réseaux autonomes, il en présentera une demande à la Régie en tant que facteur Z. Cette approche rejoint ce que la Régie avait énoncé dans sa décision D-2017-043 :

[322] Tant pour le Facteur Y que pour le Facteur Z, un examen doit être fait par la Régie pour chacun des éléments de coûts pour déterminer s'ils doivent être traités en Facteur Y ou Z. (nos soulignés).

UC invite donc la Régie à rejeter la création d'un facteur Z pour catégoriser un événement imprévisible quelconque survenant en réseaux autonomes, et lui suggère d'évaluer au mérite chaque demande de facteur Z.

9 Pannes majeures (Facteur Z)

La proposition du Distributeur est de garder intact le mécanisme de récupération des charges d'exploitation associé aux pannes majeures en traitant en facteur Z les coûts cumulatifs associés aux pannes majeures dépassant le seuil de 16 M\$ pour une année donnée, et en ayant une autoassurance, soit une provision de 8 M\$ pour pallier les coûts inférieurs à 16 M\$. Ainsi il y a un partage du risque, car les coûts compris entre 8 M\$ et 16 M\$ sont à la charge du Distributeur.

UC note que dans le mécanisme proposé par le Distributeur, plusieurs pannes de moins de 16 M\$ peuvent s'additionner pour créer un facteur Z de plus de 16 M\$. Ceci va à l'encontre du

²⁹ D-2017-043, [281]. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/272/DocPri/R-3897-2014-A-0142-Dec-Dec-2017_04_07.pdf

principe de matérialité dans lequel chaque élément doit être plus grand que 15 M\$ afin d'être possiblement catégorisé comme un facteur Z. Faire le cumulatif de « petites » pannes majeures pour franchir le seuil de matérialité propre au facteur Z manque de cohérence.

Par ailleurs, UC note qu'un mécanisme quelque peu différent a été adopté par le passé par l'AUC :

7.4.2.4.1 Self-insurance/reserve for injuries and damages

*687. Fortis, EPCOR, ATCO Electric and ATCO Gas all requested that their self-insurance deferral accounts be continued as Y factors. While there may be some activity in these accounts on an annual basis, the primary purpose of these accounts is to capture the effects of major events that are not covered by insurance. The Commission considers that during the PBR term the significant events that the companies are concerned about could be addressed as Z factors while the non-significant events should be covered by the I-X mechanism. The Commission will allow the companies to include a provision in their going-in rates calculated as follows. The provision will be equal to the average value of each event that was included in their deferral account or as an adjustment to their reserve account for the most recent five-year period. This amount is to be reflected in the companies going-in rates. The companies are directed to identify this adjustment to going-in rates in their compliance filings and the Commission will make a determination in the compliance filing decision as to whether or not the adjustment is reasonable.*³⁰ (nos soulignés, notes de bas de page omises)

Ainsi, il est de la compréhension d'UC que le mécanisme de l'AUC propose d'inclure dans les tarifs une provision égale à la moitié de la valeur des événements survenus lors des cinq années les plus récentes, puis si la situation se présente, étudier la possibilité qu'un événement se classifie en tant que facteur Z.

Cette solution cadre mieux avec le contexte du MRI qui doit être mis en place. Qui plus est, cette solution permettrait d'éliminer le compte de frais reportés - Pannes majeures, car tous les éléments de coûts seraient captés par la formule d'indexation, la provision ou par un facteur Z le cas échéant. Ainsi, cette solution permet de simplifier le processus réglementaire.

À l'aide du Tableau R-15.2-A³¹, il est possible de calculer quelle serait la provision à inclure dans les tarifs. D'après les calculs d'UC, la moyenne des montants réels associés aux pannes

³⁰ Rate Regulation Initiative, Distribution Performance-Based Regulation, Alberta Utilities Commission Decision 2012-237, [687]. [En ligne]: <http://www.auc.ab.ca/applications/decisions/Decisions/2012/2012-237.pdf>

³¹ HQD-15, doc 1.3 (B-0080), page 37. [En ligne] : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/414/DocPri/R-4011-2017-B-0080-DDR-RepDDR-2017_10_24.pdf

majeures des cinq dernières années est d'environ 17 M\$, et la moitié de ce montant est donc de 8,5 M\$.

TABLEAU R-15.2-A :
HISTORIQUE DES COMPTES D'ÉCARTS RELATIFS
AUX PANNES MAJEURES ET À LA CHARGE LOCALE DE TRANSPORT (M\$)

Années	Pannes majeures ¹					Charge locale ²			
	Autorisé	Réel ³	Écarts		Écarts excédent seuil de 16 M\$	Autorisé	Réel ³	Écarts	
			M\$	%				M\$	%
2004	-	1,2	1,2	100%	s.o.	2 313,0	2 313,0	-	-
2005	-	7,6	7,6	100%	s.o.	2 313,0	2 483,0	170,0	7%
2006	-	34,1	34,1	100%	s.o.	2 313,0	2 483,0	170,0	7%
2007	-	9,6	9,6	100%	s.o.	2 483,0	2 483,0	-	-
2008	-	21,7	21,7	100%	s.o.	2 525,8	2 525,8	-	-
2009	8,0	6,3	(1,7)	-21%	-	2 575,0	2 575,0	-	-
2010	8,0	11,5	3,5	44%	-	2 635,2	2 651,4	16,2	1%
2011	8,0	21,4	13,4	168%	5,4	2 690,6	2 644,6	(46,0)	-2%
2012	8,0	24,1	16,1	201%	8,1	2 641,3	2 624,4	(16,9)	-1%
2013	8,0	41,4	33,4	418%	25,4	2 624,4	2 594,6	(29,8)	-1%
2014	8,0	10,5	2,5	31%	-	2 769,6	2 765,3	(4,3)	0%
2015	8,0	5,7	(2,3)	-29%	-	2 796,6	2 801,6	5,0	0%
2016	8,0	20,1	12,1	151%	4,1	2 743,6	2 743,6	-	-
2017	8,0	8,0	-	0%	-	2 857,1	2 859,1	2,0	0%

¹ Compte d'écarts relatif aux pannes majeures et provision de 8 M\$ autorisé à compter de 2009 (D-2009-016, p. 15-16).

² Compte d'écarts relatif à la charge locale de transport autorisé à compter de 2003 (D-2003-93, p. 21).

³ Année de base pour 2017

UC recommande donc à la Régie d'inclure une provision de 8,5 M\$ à même les tarifs, et de traiter en tant que facteur Z les pannes réellement majeures, c'est-à-dire celles dont l'incidence sur les coûts dépasse le seuil de matérialité de 15 M\$.

UC recommande également l'abolition du Compte de frais reportés - Pannes majeures.