RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 5 DE LA RÉGIE

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 5 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION, SUR LA DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2015-2016

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Rémunération des comptes d'écarts et de report (CER)

1. Références :
(i) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 15;
(ii) Pièce B-0085, p. 17 et 18;
(iii) Pièce B-0081, p. 22 à 25;
(iv) Pièce B-0081, p. 20.

Préambule :

(i) « *Normally the balance in deferral accounts should net out to zero, so the balance is essentially temporary working capital. However, occasionally there are special cases where the balance becomes so large it cannot be allocated to rates for the following year, instead it is amortised over several years. This is the case with the $380 million balance in the deferral account in question. In these cases, instead of using the BA +0.25 % rate I would recommend using the rate equal to the average maturity expected of the deferral balance. In the case of the $380 million balance with an average maturity of about 3 years, I would recommend a three year rate. The current yield on the three year Government of Canada benchmark bond is 1.13 %. To this I would add 0.45 % to bring it to an HQD rate of 1.58 % or rounding up 1.60 %.* »

(ii) « *Le Distributeur présente au tableau R-11.2 la prévision des taux des obligations d'Hydro-Québec sur un horizon de trois et de cinq ans sur la base du Consensus Forecasts de mai 2014. Ces taux ne tiennent pas compte des frais de garantie et d'émission.* »

Tableau R-11.2 :
Prévision des taux obligataires 3 ans et 5 ans d'Hydro-Québec

	Historique [1]	Prévisions [2]			
	2013	Août 2014 Horizon 3 mois	Mai 2015 Horizon 12 mois	2014	2015
Taux des obligations 3 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	1,571%	1,816%	2,332%	1,714%	2,284%
Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	2,249%	2,583%	3,099%	2,490%	3,051%

Note :
1. Les données historiques sont tirées de Bloomberg.
2. Les prévisions sont établies à partir du *Consensus Forecasts* , Consensus Economics Inc, Mai 2014.

(iii) À la réponse 9.2, le Distributeur explique comment les prévisions du taux des acceptations bancaires et des obligations d'Hydro-Québec à 5 ans ont été établies.

(iv) « *Les frais de garantie correspondent à 0,5 % du solde des emprunts d'Hydro-Québec qui sont garantis par le gouvernement du Québec. Le montant du solde des emprunts utilisé correspond au solde au 31 décembre de l'exercice précédent, converti en dollars canadiens aux cours de clôture à cette même date.*

Au 31 décembre 2014, un montant prévu de 42 493 M$ de dette à long terme et de dette à perpétuité, diminué du fonds d'amortissement, est garanti par le gouvernement du Québec et sert à établir les frais de garantie de 2015. Le Distributeur tient à souligner que les instruments dérivés ne sont pas assujettis au calcul des frais de garantie. »

Demandes :

1.1 Advenant que la Régie décide de rémunérer un compte d'écarts et de report amorti sur 5 ans sur la base d'un taux d'intérêt reflétant le coût de financement d'un titre de dette d'échéance appariée, veuillez présenter les avantages et désavantages respectifs de l'adoption d'un taux d'intérêt à 3 ans, basé sur l'échéance moyenne du compte, et de l'adoption d'un taux d'intérêt à 5 ans, basé sur la période d'amortissement totale du compte. Veuillez commenter.

Réponse de Concentric:

Concentric recommends that the Régie remunerates deferral and variance accounts (DVAs) based on the weighted average cost of capital (WACC). It is the best reflection of the utility's financing and regulatory model for the determination of Hydro-Québec Distribution's revenue requirements. Significant long term cash outlays cannot be funded entirely with debt and require some equity. If the Régie determines that it is appropriate to use a relatively short-term debt rate to remunerate DVAs, it is Concentric's opinion that such remuneration should also include an equity component.

If the Régie narrows its determination to a 3 or 5 year debt rate, a 5-year debt rate (based on total period of amortization) would be more appropriate than the 3 year rate (based on average maturity), since the 5 year debt rate would best reflect how the accounts will actually be financed. Dr. Booth's suggestion of using a 3-year average, based on the duration of 5-year debt does not reflect normal financing practices and would only be appropriate if the utility actually financed its 5-year regulatory asset with 5 zero coupon bonds (1 year, 2 year, 3 year, 4 year, and 5 year), where the principal on each bond exactly matched the annual amortization recovered in rates. This approach, however, does not reflect how utility assets are normally financed. Assuming that the utility could in fact finance the entire asset with debt, the regulatory asset balance would be financed with one 5-year note for the full amount, with principal due at the end of the 5 years. As such, the 5-year interest rate best reflects the assumed financing. If the Régie does decide to use a special debt rate to remunerate DVAs and not the WACC, it is important to remove the associated debt cost from the calculation of the weighted average cost of capital to avoid double counting the debt cost.

1.2 Veuillez présenter les avantages et les inconvénients à utiliser les taux d'intérêt courants sur les obligations d'Hydro-Québec par rapport à utiliser une prévision de taux pour l'année témoin.

Réponse de Concentric :

Concentric is not aware of a forecast for 3 or 5 year U.S. or Canadian Corporate bond yields. However, it may be possible to construct a 3 and 5 year corporate bond yield forecast by adding historical spreads to forecast government of Canada notes. Under normal regulatory procedure, the embedded cost of debt (including such shorter term debt) would be blended with the equity cost. It is Concentric's opinion that the WACC is the most appropriate return for remunerating 3 or 5 year DVAs. However, if the Régie determines that only a debt return will be allowed on DVAs, Concentric would suggest using the average embedded cost of debt. If the Régie narrows its determination to a 3 or 5 year debt rate, with the assumption that Hydro-Québec Distribution is financing the DVA outside its normal capitalization for ratemaking, a forward looking forecast is preferable to the use of current interest rates since it would smooth out unusual and temporal fluctuations in current data and more closely reflect the forward looking elements of Hydro-Québec Distribution's revenue requirement.

1.3 Veuillez confirmer que la méthodologie utilisée pour la prévision des taux des obligations d'Hydro-Québec à 3 ans de la référence (ii) est la même que celle décrite à la réponse 9.2 de la référence (iii). Sinon, veuillez expliquer la méthodologie utilisée.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

1.4 Veuillez fournir les données historiques mensuelles quant au taux d'intérêt des obligations 3 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens, ainsi que celles des taux des obligations du gouvernement du Canada 3 ans, depuis le 31 décembre 2009. Veuillez calculer l'écart de rendement historique entre les obligations 3 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens et les obligations 3 ans du gouvernement du Canada. Veuillez fournir le chiffrier Excel.

Réponse :

Les informations demandées se retrouvent à l'onglet R-1.4 du fichier Excel HQD-15-1.7_R-1.4_Extraction_Bloomberg.xls.

1.5 Veuillez confirmer que, conformément à la réponse 8.1 fournie à la référence (iv), les frais de garantie payés par le Distributeur ne s'appliquent qu'à la dette à long terme et non aux acceptations bancaires et autres dettes à court terme. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Hydro-Québec paie des frais de garantie au gouvernement selon les modalités fixées par la *Loi sur les frais de garantie relatifs aux emprunts des organismes gouvernementaux*. Un exemplaire de la loi est joint en annexe A. En vertu de cette loi, tous les emprunts qui sont garantis par la Province sont sujets au paiement des frais de garantie, peu importe leur échéance. Conséquemment, une émission de papier commercial de même qu'une dette à court terme, portant intérêt au taux des acceptations bancaires, sont assujetties aux frais de garantie.

Toutefois, la réponse à la question 8.1 susmentionnée visait à expliquer le montant de 212 M$ prévus au numérateur du coût de la dette 2015. Or, en conformité avec la définition du coût de la dette réglementaire, le calcul exclut spécifiquement les billets à court terme. Comme ceux-ci n'entrent pas dans ce calcul, les frais de garantie y afférents en sont également exclus. C'est dans ce contexte qu'il n'est fait mention que de la dette à long terme et la dette à perpétuité à la réponse à la question 8.1.

MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU (MFR)

2. Référence : Pièce B-0125.

Préambule :

Le Distributeur présente les mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu :

- Stratégie tarifaire;
- Ententes de paiement;
- PGEÉ.

Demande :

2.1 Veuillez indiquer si vous avez fait un balisage sur les mesures visant les ménages à faible revenu auprès de fournisseurs d'énergie. Si oui, veuillez déposer les résultats du balisage.

Réponse :

Le Distributeur effectue une veille des meilleures pratiques de l'industrie. À cet effet, il dépose un résumé de cette veille en annexe B.

3. Références : (i) Pièce B-0125, p. 8;
(ii) Pièce C-UC-0012, p. 12.

Préambule :

(i) Le Distributeur indique que :

« *La première entente de paiement est l'entente CFR et offre un terme de 12 à 48 mois au client afin de payer 100 % de la consommation d'électricité et de rembourser la dette en entier. L'allongement du terme permet de réduire le versement mensuel afin de le rendre abordable. Cette entente n'est toutefois pas efficace dans tous les cas, en particulier si la dette est trop élevée, le versement n'est pas abordable pour le client malgré l'étalement sur la durée maximale. Les deux autres ententes MFR visent à remédier à ce problème.*

L'entente personnalisée volet A offre un soutien financier qui se traduit par une radiation partielle ou totale sur deux ans de la dette si l'entente est respectée.

L'entente personnalisée volet B offre le même soutien financier que le volet A, mais y ajoute un soutien au paiement de la consommation qui se concrétise par une radiation de la

consommation pouvant aller jusqu'à 50 % de la facture mensuelle si l'entente est respectée. Seuls les clients ayant un revenu correspondant à 100 % ou moins du seuil de faible revenu y sont admissibles.

(ii) Dans sa preuve, l'UC indique que :

« *À titre indicatif, voici certaines modalités des ententes de paiement relatives à la clientèle faible revenu d'Hydro One codifiées dans les conditions de service :*

« Si un client à faible revenu admissible conclut une entente de paiement avec Hydro One, Hydro One renoncera aux frais de service se rapportant au recouvrement, au débranchement du service d'électricité, au non-paiement des factures ou à l'installation d'un limiteur de consommation, et n'inclura pas ces frais de service dans l'entente de paiement uniquement lorsque c'est la première fois que le client conclut une telle entente de paiement ou lorsqu'il conclut une telle entente après avoir exécuté en bonne et due forme une entente de paiement précédente en tant que client à faible revenu admissible. Hydro One n'imposera pas de frais pour paiement en retard à un tel client après que celui-ci aura conclu une entente de paiement relativement au montant arriéré visé. Toutefois, Hydro One n'est pas tenue de renoncer aux frais pour paiement en retard accumulés jusqu'à la date d'entrée en vigueur de l'entente de paiement ». »

Demandes :

3.1 Dans le cas concret de radiation totale de la dette sur une période de deux ans, à quoi correspond l'entente personnalisée volet A dans ces circonstances.

Réponse :

Lors de la prise d'une entente personnalisée volet A, le calcul des frais d'administration est arrêté. Si l'entente n'est pas respectée, les frais d'administration sont recalculés rétroactivement et facturés au client. Si l'entente est respectée, les différents frais inclus dans la dette du client sont éliminés en même temps que la radiation de la portion restante de la dette.

3.2 Veuillez élaborer et commenter l'approche d'*Hydro One* de codifier les modalités des ententes de paiement relatives à la clientèle à faible revenu dans les conditions de service.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas participé aux débats entourant l'adoption des modalités à l'égard des ententes de paiement d'Hydro One relatives à la clientèle à faible revenu. Par conséquent, le Distributeur commente avec beaucoup de prudence les dispositions qui émanent notamment de cette juridiction. Cette prudence est d'autant plus justifiée que, à titre d'exemple, la

majorité de la clientèle ontarienne n'utilise pas l'électricité comme source principale de chauffage contrairement aux clients québécois. De plus, Hydro One est autorisée à installer un « limiteur de consommation », un outil dont ne dispose pas le Distributeur, et l'information relative à son utilisation par Hydro One n'est pas disponible.

Par ailleurs, le Distributeur souligne que l'intervenant n'a cité que partiellement les conditions de service d'Hydro One eu égard aux modalités des ententes de paiement relatives à la clientèle à faible revenu. En effet, le paragraphe cité par UC est un ajout en vigueur depuis le 1er octobre 2011 qui vise vraisemblablement à atténuer les modalités auparavant applicables à la clientèle à faible revenu. En effet, les conditions de service d'Hydro One prévoyaient et prévoient toujours qu'un dépôt de garantie et un acompte pouvant aller jusqu'à 10 % des frais d'électricité en souffrance accumulés peuvent être exigés de la part d'un client à faible revenu.

Le Distributeur souhaite préciser que son objectif consiste à disposer de mesures de recouvrement adaptées à la clientèle à faible revenu en difficulté de paiement. Le Distributeur est d'avis que la codification de certaines modalités n'aurait pas pour effet d'aider davantage cette clientèle.

En effet, le Distributeur et la Régie, au terme des discussions dans le cadre du dossier R-3439-2000 relatif aux conditions de fourniture d'électricité par Hydro-Québec, ont retenu une approche collaborative avec les intervenants concernés qui donne une certaine souplesse permettant l'évolution de produits adaptés à la clientèle en difficulté de paiement. Ainsi, dans sa décision sur l'exercice de sa compétence sur cette question, la Régie mentionnait ce qui suit :

> **« L'objectif de la normalisation peut certainement être atteint sans s'ingérer inutilement dans le processus interne de gestion du distributeur. En effet, le nombre d'interventions du régulateur doivent être bien ciblées et restreintes aux situations pouvant conduire à des abus du monopoleur.[1] »**

Le Distributeur estime que la pérennité des ententes de paiement pour les clients à faible revenu est présentement assurée par le dépôt à la Régie, dans le cadre de chacun des dossiers tarifaires, du budget de la Stratégie pour la clientèle à faible revenu, du calcul du soutien financier ainsi que des informations sur le nombre d'ententes conclues annuellement.

Les ententes de paiement actuelles, qui tiennent compte de la réalité des clients à faible revenu en difficulté de paiement, sont le fruit d'une collaboration, au fil du temps, avec les associations de consommateurs à la

---

[1] **Décision D-2001-259, page 42.**

« Table de travail Recouvrement ». L'entente personnalisée volet A se compare avantageusement aux modalités codifiées d'Hydro One par sa souplesse qui mène à un traitement plus généreux.

À l'issue du dossier R-3439-2000[2], le Distributeur a mis en place, de concert avec les intervenants, un mécanisme de consultation dont le suivi qui en découle est présenté annuellement dans le cadre du *Bilan des dossiers d'ententes de paiement (clientèle résidentielle) pour lesquels le client a demandé la révision*. À cet effet, le Distributeur souligne que UC reconnait dans sa preuve que « *les ménages à faible revenu peuvent bénéficier d'ententes de paiement adaptées à leur capacité de payer*[3] » .

Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur estime que l'approche retenue par Hydro One de codifier certaines modalités de recouvrement pour la clientèle à faible revenu ne devrait pas être retenue par la Régie. En effet, une codification dans les conditions de service risque de cristalliser des modalités qui seraient difficiles à faire évoluer par la suite pour continuer de tenir compte de la réalité des clients et des meilleures pratiques.

4. Références : (i) Pièce B-0125, p. 9;
(ii) Pièce B-0101, p. 24.

Préambule :

(i) « *Toutefois, il demeure que certains clients MFR continuent d'éprouver de la difficulté à payer la facture d'électricité, même si elle est réduite. Aussi, dans la foulée de l'offre actuelle, le Distributeur propose de bonifier son offre de soutien pour les clients MFR en recouvrement afin de mieux tenir compte de la capacité de payer de la strate de ces clients les plus démunis. En effet, pour certains clients qui ont un très faible revenu, le versement de l'entente personnalisée volet B demeure un fardeau important par rapport à son revenu.*

Le Distributeur propose d'introduire une notion de taux d'effort, soit le ratio du paiement sur le revenu, dans la détermination du soutien au paiement de la facture de façon à pouvoir ramener pour certains clients le paiement en deçà de 50 % de leur facture mensuelle de consommation. L'ajout de cette notion permettrait de réduire le lourd fardeau financier que doivent supporter les clients les plus démunis et de favoriser le paiement régulier de la facture d'électricité.

De plus, le Distributeur souhaite encourager davantage le client à poursuivre ses efforts de paiement. Présentement, la radiation jusqu'à 50 % de la dette et, selon le cas, celle de la

[2] **Décision D-2002-261.**
[3] **Pièce C-UC-0012, page 7.**

portion de consommation soutenue, sont effectuées au bout d'un an lorsque l'entente est respectée. Le client doit donc attendre avant de bénéficier de ses efforts de paiement. Pendant ce temps, le client ne voit pas sa dette diminuer, elle pourrait même augmenter. Selon l'approche actuelle, cette dette diminuera ou s'effacera complètement au moment des radiations, mais plusieurs se découragent et abandonnent avant de les obtenir. Le Distributeur propose de présenter un effacement graduel de la dette conséquente au paiement de chaque facture. » [nous soulignons]

(ii) « *Le tableau R-9.4 présente le barème de revenu de 2014 pour se qualifier à une entente CFR ou une entente personnalisée volet A par taille de ménage, soit 120 % du seuil de faible revenu de Statistique Canada en vigueur pour les agglomérations de 500 000 habitants et plus.* »

Tableau R-9.4 :
Barème de revenu brut ($) de 2014 par taille de ménage pour l'entente CFR ou l'entente personnalisée volet A

Nombre de personnes dans le ménage	Revenu annuel
1	28 633
2	35 647
3	43 824
4	53 208
5	60 348
6	68 062
7	75 776
8	80 546
9	85 013
10	89 176

Demandes :

4.1 Veuillez indiquer si les propositions du Distributeur présentées à la référence (i) auront un impact sur la dépense de mauvaises créances de l'année témoin 2015 et celle des prochains dossiers tarifaires. Si oui, veuillez l'estimer.

Réponse :

Le Distributeur a présenté des propositions dans le complément de preuve sur les mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu. La mise en œuvre des mesures sera discutée avec les associations de consommateurs membres de la « Table de travail Recouvrement » dès le début 2015.

Une estimation plus précise des impacts sur la dépense de mauvaises créances (DMC) pourra être faite une fois les modalités définies. Il faut se rappeler que la dette des clients à faible revenu qui ne respectent pas leur entente est déjà provisionnée en grande partie dans la DMC. Quant aux clients visés qui auront respecté leur entente, ceux-ci auront effectué des paiements réguliers qui couvrent en partie leur consommation.

En conséquence, le Distributeur croit qu'il y aura peu d'impact sur la DMC en 2015 et que les encaissements anticipés pour le futur ne seront pas affectés.

4.2 Veuillez indiquer le barème de revenu de 2014 pour identifier les clients qui ont un « très faible revenu » et faire le lien avec le tableau R-9.4. Veuillez indiquer le nombre de clients qui ont un « très faible revenu » par rapport au nombre de clients qui ont un « faible revenu ».

Réponse :

Les modalités n'étant pas encore déterminées, l'identification des clients ciblés n'a pas été effectuée. Le Distributeur et les associations de consommateurs membres de la « Table de travail Recouvrement » y travailleront dès le début de 2015.

DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES

5. Référence : Pièce C-UC-0012, p. 10 et 11.

Préambule :

« *Selon UC, <u>des ententes de paiement offertes à la clientèle régulière</u> et échelonnées sur plus d'une année pourraient permettre à plus ménages qui ne se qualifient pas pour les ententes CFR* (« *clientèle faible revenu* ») *ou personnalisée d'obtenir une opportunité de rembourser leur dette. Outre la durée, des mesures d'assouplissement qui pourraient être considérées sont l'amoindrissement des « frais d'administration », ainsi que la réduction des montants exigibles lors du premier versement de l'entente.*

<u>UC recommande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur dans les délais les plus brefs, l'élaboration d'une entente de paiement « standard », offerte à tous les ménages en difficultés de paiement, dont les caractéristiques seraient notamment que cette entente ait une durée de plus d'un an, que le premier paiement de l'entente ne dépasse pas 20%, et qu'elle comporte des frais d'administration annuels moindre que ceux de 14,4 % actuellement exigés par le Distributeur.</u>

[…]

Lorsqu'un client a fait les démarches pour prendre entente avec le Distributeur, qu'il a pris entente et qu'il respecte les termes de son entente de paiement, il devient difficilement justifiable de poursuivre l'imposition de « frais d'administration » élevés qui ne peuvent que nuire à sa capacité de mener à terme sa démarche de remboursement. » [nous soulignons]

Demandes :

5.1 Veuillez commenter la proposition d'UC présentée en référence, pour chacun des points suivants, et justifier votre position :

- Élaboration d'une entente de paiement « standard », offerte à tous les ménages en difficultés de paiement;
- Entente d'une durée de plus d'un an;
- Premier paiement de l'entente ne dépassant pas 20 %;
- Frais d'administration annuels moindres que ceux de 14,4 % actuellement exigés par le Distributeur.

Réponse :

En premier lieu, le Distributeur souligne que toute nouvelle proposition nécessitera une analyse approfondie, notamment quant aux critères et aux impacts des mesures qui seraient proposées. Comme UC le souligne dans sa réponse à la demande de renseignements n° 1 de la Régie[4], une étude plus exhaustive serait nécessaire. À cet effet, le Distributeur poursuit sa réflexion visant à développer une approche globale du recouvrement en 2015 afin de maximiser le remboursement de la dette des clients en difficulté de paiement. Entre autres, le Distributeur entend aborder les préoccupations de la Régie et des intervenants en matière de souplesse des modalités des ententes de paiement.

Le Distributeur est conscient du fait que des difficultés de paiement peuvent toucher l'ensemble de la clientèle résidentielle. La facture d'électricité fait partie des dépenses courantes d'un ménage et il importe que les clients qui accumulent des retards de paiement puissent convenir d'une entente de paiement pour régulariser leur situation. À cet effet, le Distributeur invite déjà les clients, au moyen de divers avis, à le contacter sans tarder pour prendre une entente de paiement. Plus les clients appellent tôt dans le processus de recouvrement, plus ils peuvent bénéficier de la souplesse offerte par les ententes. Par contre, plus ils tardent, plus les exigences se resserrent.

Concernant plus spécifiquement la proposition de UC, l'expérience du Distributeur est à l'effet qu'il n'y a pas de « standard » dans les besoins des clients en recouvrement. Une telle entente ne permettrait pas d'adapter les modalités à la réalité particulière des divers clients, en demandant des versements trop élevés à certains clients à faible revenu et des versements pas assez élevés à d'autres clients. Ainsi, le Distributeur offre plusieurs types

[4] **Voir la pièce C-UC-0016, page 7.**

d'entente à l'ensemble de la clientèle résidentielle afin de répondre à cette diversité :

- **L'entente régulière permet de repousser la date de paiement de quelques semaines jusqu'à la prochaine facture. Cette entente représente 25 % des ententes conclues dans le cadre du recouvrement.**
- **L'entente optimale permet d'étaler la dette sur quelques paiements ou jusqu'à 12 mois pour les clients qui ont de plus grandes difficultés à rembourser leur dette. Cette entente représente 23 % des ententes conclues dans le cadre du recouvrement.**
- **Les ententes destinées aux clients résidentiels admissibles à une entente pour faible revenu représentent 35 % des ententes conclues dans le cadre du recouvrement.**
- **Quant aux autres types d'ententes disponibles, elles représentent 17 % des ententes conclues dans le cadre du recouvrement.**

La codification de ces pratiques risque de cristalliser des critères qui peuvent rapidement devenir caducs, sans compter que le processus de modification de ces ententes deviendrait lourd à gérer.

Le Distributeur rappelle que la facture est émise après la consommation de l'électricité. Il ne peut pas interrompre le service en période hivernale, au moment où la consommation est la plus élevée. Il importe que les sommes impayées soient recouvrées avant la prochaine période d'hiver, pour éviter que le client s'engage dans une spirale d'endettement.

Considérant l'ensemble de ces constats, le Distributeur juge que l'étalement au-delà d'un an d'une dette reliée à l'électricité pour l'ensemble des clients résidentiels ne constitue pas une gestion prudente du risque de crédit. À la connaissance du Distributeur, aucun autre fournisseur d'énergie n'offre des ententes de paiement de plus de 12 mois.

Finalement, le Distributeur soumet que la facture moyenne d'électricité est relativement stable en proportion du revenu moyen des ménages québécois de 2001 à 2012, alors que d'autres postes de dépenses courantes sont en croissance.

Quant aux frais d'administration, les fondements du taux actuel sont présentés en réponse aux questions 6.1 et 6.2.

5.2 Veuillez indiquer l'impact de la proposition d'UC sur la dépense de mauvaises créances.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 5.1, une proposition telle que celle de UC nécessitera une analyse approfondie, notamment sur son impact sur la DMC. Compte tenu de sa proposition de présenter une approche globale du recouvrement, le Distributeur estime qu'une telle analyse est prématurée. Toutefois, étendre le terme de l'ensemble des ententes au-delà de 12 mois aurait un effet à la hausse sur la DMC puisqu'une partie de la dette vieillirait jusqu'à atteindre le taux maximal de provision.

6. Référence : Pièce B-0050, p. 175.

Préambule :

Article 12.3, alinéa e) des Tarifs et conditions du Distributeur :

e) Frais d'administration applicables à la facturation par Hydro-Québec

Le taux des frais d'administration est le taux apparaissant dans le tableau qui suit vis-à-vis de la fourchette de référence dans laquelle se situe le taux d'intérêt préférentiel de la Banque Nationale du Canada à cette date.

Fourchettes de référence des taux d'intérêt préférentiels de la Banque Nationale du Canada	**Taux des frais d'administration**
% annuel	% mensuel
7,99 et moins	1,2 soit 14,4 % l'an
de 8 à 9,99	1,4 soit 16,8 % l'an
de 10 à 11,99	1,6 soit 19,2 % l'an
de 12 à 13,99	1,7 soit 20,4 % l'an
de 14 à 15,99	1,9 soit 22,8 % l'an
de 16 à 17,99	2,1 soit 25,2 % l'an
de 18 et plus	2,2 soit 26,4 % l'an

Ce taux est révisé chaque fois que le taux d'intérêt préférentiel de la Banque Nationale du Canada se situe, durant 60 jours consécutifs, au-dessous ou au-dessus de la fourchette de référence ayant servi à déterminer le taux des frais d'administration jusque-là applicable. Le nouveau taux s'applique à compter du 61e jour.

Demandes :

6.1 Veuillez indiquer quel était le taux préférentiel en vigueur à la Banque Nationale du Canada au moment de l'adoption de l'article 12.3, alinéa e), établissant le taux des frais d'administration.

Réponse :

La grille de taux encore utilisée aujourd'hui provient du *Règlement 411 établissant les conditions de service d'électricité,* lequel est entré en vigueur en 1987 (le Règlement 411). Le Distributeur ne dispose pas de l'information à savoir quel était le taux préférentiel de la Banque Nationale du Canada à cette date.

Cependant, l'ensemble des frais de nature administrative avait fait l'objet d'une étude exhaustive dans le cadre du dossier R-3541-2004. Au soutien du maintien de la fourchette de taux, le Distributeur alléguait alors ce qui suit :

> **« Certes, la borne supérieure de la fourchette de référence « 7,99 % et moins » peut apparaître trop élevée par rapport au taux préférentiel actuellement en vigueur [3,75 %]. Cependant, le Distributeur évalue que le taux actuel de 1,2 % mensuellement joue pleinement son rôle d'incitatif et qu'il se compare adéquatement à celui des autres entreprises de services publics au Québec. Il serait donc justifié de maintenir les taux applicables aux fourchettes de référence.[5] »**

Par sa décision D-2005-34, la Régie acceptait l'ensemble des propositions du Distributeur quant au maintien des frais de nature administrative. À l'égard de la position du Distributeur, elle soulignait ce qui suit :

> **« Le Distributeur respecte certains principes généraux sous-jacents aux frais de service de nature administrative, c'est-à-dire le traitement juste et uniforme de l'ensemble des clients et un incitatif au respect des obligations.[6] »**

6.2 Compte tenu du fait que le taux préférentiel de la Banque Nationale du Canada se situe à 3,0 % depuis 2010, veuillez indiquer s'il serait approprié de réviser à la baisse le seuil minimal des frais d'administration de 14,4 % l'an. Veuillez élaborer.

Réponse :

Pour comprendre le bien-fondé des frais d'administration, il importe de faire un retour sur les arguments les ayant justifiés au moyen d'un bref historique.

De 1975 à 1978, les frais d'administration étaient prévus aux règlements tarifaires annuels d'Hydro-Québec approuvés par le gouvernement du Québec et prenaient la forme d'une pénalité de 10 % applicable à la facture payée après l'échéance.

---

[5] Voir la pièce HQD-2, document 1 du dossier R-3541-2004, page 26.
[6] Décision D-2015-34, page 154.

De 1978 à 1987, les frais d'administration prenaient la forme d'un taux mensuel composé de 1½ % ou de 2 %, selon les années.

De 1987 à 1996, les frais d'administration étaient prévus au Règlement 411 et variaient selon le taux d'intérêt préférentiel de la Banque Nationale du Canada, conformément à la grille de taux qui est toujours applicable aujourd'hui.

De 1997 à 2003, cette grille se retrouvait dans les règlements tarifaires d'Hydro-Québec approuvés par le gouvernement du Québec.

En 2003, la Régie a adopté dans les Tarifs d'électricité l'ensemble des dispositions prévues au dernier règlement tarifaire approuvé par le gouvernement du Québec, à savoir le *Règlement n° 663 établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application*[7] incluant la grille de taux présentée au préambule. Cette grille est demeurée inchangée depuis 1987 et est toujours en vigueur aujourd'hui, à l'exception d'une modification effectuée en 2010 dont il sera question plus loin dans la présente réponse.

Le taux le plus faible de cette grille, fixé à 1,2 % mensuellement, est celui utilisé par Hydro-Québec depuis 1996.

En 2006, la Régie s'est penchée spécifiquement sur la question de la fixation du taux des frais d'administration et statuait alors que les frais devaient être maintenus à leur niveau actuel :

> **« La Régie considère que les frais d'administration doivent être raisonnables, mais dissuasifs pour réduire les mauvaises créances. Ces frais doivent être comparables à ceux appliqués par les autres entreprises de services publics et de télécommunication au Québec. Cette comparaison permet d'éviter que les clients privilégient le paiement des factures de ces compagnies.**
>
> **Il importe que le Distributeur dispose des moyens nécessaires pour minimiser les mauvaises créances, afin de ne pas pénaliser indûment les consommateurs qui respectent leur engagement. Le rôle de financer sa clientèle n'incombe pas au Distributeur.**
>
> **<u>La Régie accepte les frais d'administration proposés à l'article 292 des Tarifs d'électricité.</u> [8]»**
>
> **(Emphase dans le texte)**

En mars 2010, la Régie a accueilli la demande d'Hydro-Québec de modifier le calcul des frais d'administration, par sa décision D-2010-022. La Régie était d'avis que cet ajustement est à l'avantage de la clientèle et que le taux demeure à un niveau raisonnable et adéquat pour qu'il joue son rôle d'incitatif au paiement des factures à l'échéance :

---

[7] **Décision D-2003-23.**
[8] **Décision D-2006-116, page 44.**

« 14.3 TAUX APPLICABLES AUX FRAIS D'ADMINISTRATION

[534] Les Conditions de service actuelles prévoient que les frais d'administration sur l'arriéré de la facture d'électricité sont appliqués selon un taux composé mensuellement. Le Distributeur souhaite modifier cette disposition pour que le calcul des frais se fasse à taux simple. Le taux mensuel applicable demeure inchangé. Une telle modification est à l'avantage de la clientèle, puisqu'elle permet de réduire le taux annuel à 14,40 %. De plus, cette modification permet d'éviter des coûts de modification du SIC utilisé par le Distributeur, tout en préservant l'incitatif au paiement de la facture à l'échéance.

[535] La Régie est d'avis que ce taux demeure à un niveau raisonnable et adéquat pour demeurer un incitatif au paiement de la facture d'électricité à l'échéance. La Régie approuve cette demande de modification de l'article 11.6 des *Conditions de service d'électricité* pour qu'un taux simple soit applicable aux frais d'administration et approuve également la modification de concordance avec le texte des *Tarifs et conditions du Distributeur.* »

(emphase dans le texte)

Le Distributeur rappelle que le rôle des frais d'administration est de servir d'incitatif au paiement des factures et que le taux utilisé ne doit pas s'éloigner de façon marquée du taux des autres entreprises, de manière à éviter que la clientèle ne privilégie le paiement des montants dus à d'autres fournisseurs au détriment de ceux dus au Distributeur. À cet effet, le Distributeur réitère les arguments invoqués dans sa réponse détaillée à un engagement pris dans le cadre du dossier R-3535-2004 phase 1[9] sur ce point précis :

« Engagement 3 :

Préciser les raisons pour le maintien des tranches d'intérêt prévues à l'article 295 des Tarifs et indiquer la position de la requérante quant à la possibilité d'avoir un taux plus une marge (demandé par la Régie) – [notes sténographiques] volume 2 page 107

Réponse à l'engagement 3 :

Le niveau des frais d'administration applicables aux factures d'électricité a été justifié à la pièce HQD-2, Document 1, pages 24 à 26 de la demande R-3541-2004. Tel qu'indiqué, "Les fourchettes de référence permettent de suivre l'évolution des marchés financiers tout en fournissant une référence stable pour la clientèle. Compte tenu des taux d'intérêt bas, le taux mensuel de frais d'administration est maintenu à 1,2 % depuis 1996." Le taux

[9] **Voir la pièce HQD-5, document 2.3.**

> **mensuel appliqué à ce jour est toujours de 1,2 %, le taux d'intérêt préférentiel de la Banque Nationale du Canada étant inférieur à 7,99 % (5,25 % au 25 janvier 2006).**
>
> **Le but des frais d'administration est de servir d'incitatif au respect des conditions de paiement et en ce sens, ils doivent être dissuasifs. En effet, il ne saurait incomber à Hydro-Québec de jouer le rôle d'une entreprise de financement auprès de sa clientèle. De plus, il est important que ces frais soient comparables à ceux appliqués par les autres entreprises de services publics et de services de télécommunications au Québec. Cette comparabilité permet d'éviter que les clients privilégient le paiement des factures de ces autres compagnies avant leur facture d'électricité et qu'Hydro-Québec se retrouve ainsi à assumer les mauvaises créances. L'examen des taux facturés en 2004 a démontré qu'ils variaient entre 1,00 % par mois pour Bell Canada et 1,50 % par mois pour Vidéotron, Gaz Métropolitain et Gazifère (voir R-3541-2004, HQD-2, Document 1, page 33). Une vérification a permis de vérifier que ces taux n'avaient pas changé depuis 2004.**
>
> **Une approche alternative à l'utilisation de fourchettes de référence serait l'application d'un taux majoré. Selon le Distributeur, cette approche pourrait être utilisée, mais la majoration retenue devrait faire en sorte que le taux mensuel minimum appliqué ne soit pas inférieur à 1,2 % pour les raisons énoncées ci-dessus. Les fourchettes de référence devraient donc être maintenues puisqu'elles assurent également une plus grande stabilité du taux appliqué. »**

Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur est d'avis qu'une baisse des frais d'administration n'est pas souhaitable et que cela irait à l'encontre des objectifs poursuivis par la facturation de ceux-ci, sans apporter de bénéfices concrets pour l'ensemble de la clientèle.

7. Référence : Pièce C-UC-0012, p. 14.

Préambule :

Dans sa preuve, l'UC indique que :

« *Par ailleurs, le Distributeur continue d'imposer des frais de 50 $ pour les débranchements qui se font à distance à l'aide des compteurs de nouvelle génération. Considérant que les frais n'ont plus leur raison d'être, il n'y a plus de personnel qui doit se déplacer sur les lieux afin de procéder à l'interruption, UC en demande l'abolition immédiate des frais de débranchements lorsque l'interruption est faite à distance. Pour ce faire, il serait possible de modifier le texte des tarifs et conditions :*

e) Frais d'interruption de service
Au point de livraison : un montant de 50 $.
Autres : un montant de 361 $.

Par :

e) Frais d'interruption de service
Au point de livraison, lorsque l'interruption est faite à distance : aucun frais.
Au point de livraison, lorsque l'interruption est faite sur place : un montant de 50 $.
Autres : un montant de 361 $. » [nous soulignons]

Demande :

7.1 Veuillez commenter la proposition d'UC présentée à la référence (iii) portant sur l'abolition immédiate des frais de débranchements lorsque l'interruption est faite à distance et la possibilité de modification du texte des tarifs et conditions. Veuillez justifier votre position.

Réponse :

Le Distributeur compte maintenir les frais d'interruption à 50 $, peu importe le type de compteur installé. La justification de la facturation des frais d'interruption n'a jamais été basée sur les coûts réels encourus par l'intervention. En effet, ces frais sont plutôt un incitatif supplémentaire à la conclusion d'une entente de paiement avec le client avant que ce dernier ne se trouve en situation d'interruption de service.

La question des frais d'interruption a été discutée dans le cadre du dossier R-3535-2004. Au soutien de sa preuve, le Distributeur amenait ce qui suit :

> **« De façon générale, la quasi-totalité des clients interrompus sont en difficulté de paiement de facture. Ces frais visent alors à inciter le client à payer sa facture à échéance et s'il y a lieu, à prendre une entente de paiement avec le Distributeur et à en respecter les conditions.[10] »**

Par ailleurs, les actions d'interruption-rétablissement de service ne comportent pas seulement les tâches qui sont généralement effectuées par un agent recouvrement lorsqu'une intervention à distance n'est pas techniquement réalisable. L'intervention comprend notamment l'analyse du dossier client de même que la négociation d'une entente de paiement avec le client qui tient compte de sa capacité de paiement. En 2005, ce coût avait été

[10] **Voir la pièce HQD-1, document 7 du dossier R-3535-2004, page 20.**

estimé à 215 $ et les frais d'interruption avaient tout de même été maintenus à 50 $.

Ainsi, dans sa décision D-2006-116[11], la Régie concluait ce qui suit :

> **« La Régie entérine aussi la fixation de frais d'administration fixes plutôt que variables, ce qui simplifie la gestion du Distributeur. Elle considère que le montant de 50 $ est acceptable pour la majorité de la clientèle visée par les interruptions de service. »**

En somme, le Distributeur souhaite maintenir une forme de gradation dans les moyens dont il dispose lorsqu'un client se trouve en situation de recouvrement. Chaque étape est importante dans le processus qui vise à convenir d'une entente de paiement avec le client avant que le service électrique de ce dernier ne soit interrompu.

8. Référence : Pièce C-UC-0012, p. 15 et 16.

Préambule :

« *UC a colligé les données suivantes, afin de mettre à jour le Tableau 94.1 : Évolution des composantes de la provision pour mauvaises créances* [PPMC] *(M$) du dossier R-3776-2011 :*

Tableau 2
Évolution des composantes de la provision pour mauvaises créances (M$) 2004-2015

Année	PMC début	MC	Ajustements	PMC fin
2004 R	ND	40,2	ND	46,2
2005 R	46,2	39,2	-41,0	44,4
2006 R	44,4	42,0	-42,3	44,1
2007 R	44,1	54,6	-47,7	51,0
2008 R	51,0	78,5	-3,2	132,7
2009 R	132,7	71,8	-10,0	194,5
2010 R	194,5	137,8	-89,5	242,8
2011 R	242,8	91,1	-55,7	278,2
2012 R	278,2	86,6	-72,4	292,4
2013 R	292,4	92,9	-80,9	304,4
2014 (AB)	304,4	99,0	-87,8	315,6
2015 (AT)	315,6	105,7	-105,7	315,6

Sources : Rapports annuels du Distributeur 2011-2013,
Demandes tarifaires du Distributeur 2012-2015.

Les données nous montrent que depuis 2008, les provisions pour mauvaises créances ont augmenté de façon interrompue. Outre les années 2008 et 2009 qui dénotent une absence presque totale de radiations (ajustements), les quatre dernières années réelles montrent une progression de plus de 50 % de la provision pour mauvaises créances. Dans le contexte

[11] **Voir la page 38.**

actuel de hausses de tarifs d'une rare ampleur pour les années 2014 et 2015, de l'hiver froid 2013-2014 et des perspectives économiques plutôt sombres, UC croit raisonnable d'estimer que la provision pour mauvaises créances devrait progresser d'au moins 25 % entre l'année historique 2013 et l'année 2015. Ceci porterait la PPMC pour l'année 2015 à 380,5 M$.

UC recommande à la Régie d'établir la PPMC à 380,5 M$ pour l'année témoin 2015. »

Demande :

8.1 Veuillez commenter la recommandation d'UC présentée à la référence, portant sur l'établissement de la PPMC à 380,5 M$ pour l'année témoin 2015.

Réponse :

Le Distributeur tient à rappeler qu'il ne fait pas de prévision des inventaires des comptes à recevoir par tranches d'âge au 31 décembre de chaque année. Par conséquent, il n'est donc pas en mesure de faire une prévision de la provision pour mauvaises créances (PPMC) aux 31 décembre 2014 et 2015.

Ainsi et comme expliqué à la pièce HQD-8, document 3 (B-0039) du dossier R-3776-2011, le Distributeur utilise la PPMC du 30 avril de l'année de base pour le calcul de l'encaisse réglementaire de l'année de base et de l'année témoin, cette PPMC étant établie en fonction de l'âge des comptes et du statut des dossiers clients à cette date. Cette pratique étant reconnue depuis plusieurs années par la Régie, la PPMC utilisée, autant pour l'année de base que pour l'année témoin, ne représente donc pas la prévision de la PPMC aux 31 décembre de ces années. En conséquence, le Distributeur conclut que l'analyse de la variation de la PPMC pour 2014 et 2015 produite par l'intervenant ne peut être retenue.

De plus, le Distributeur tient à préciser que pour appliquer la recommandation de l'intervenant, soit une augmentation de 65 M$ de la PPMC au 31 décembre 2015, il faudrait pour l'année 2015, augmenter la dépense de mauvaises créances (DMC) à près de 170 M$, ce qui porterait à 1,9 % le taux de DMC par rapport aux ventes. Le Distributeur constate que ce niveau de DMC n'a jamais été observé par le passé et réitère que l'évaluation de la DMC à 102,9 M$ pour l'année 2015 demeure sa meilleure prévision puisqu'elle prend en compte l'expérience passée de la capacité de payer des clients, du vieillissement des comptes et du taux de non-recouvrement des inventaires de comptes à recevoir.

Le Distributeur est en désaccord avec l'affirmation de l'intervenant, à savoir que « les quatre dernières années réelles montrent une progression de plus de 50 % de la provision pour mauvaises créances », cette progression ne correspondant pas à l'évolution réelle de la PPMC du Distributeur des

dernières années. En effet, si l'année 2010 a été une année exceptionnelle avec une progression de 25 % par rapport à l'année 2009 en raison de la situation économique, la croissance annuelle moyenne pour les années suivantes a plutôt été de 7,9 % voire même de 4,1 % pour l'année 2013. La progression a donc été contenue au cours des dernières années. De plus, le Distributeur tient à ajouter qu'il ne constate, à ce jour, aucune tendance à la hausse de la PPMC par rapport à celle du 30 avril 2014.

Comme présenté au dossier R-3776-2011[12], les tableaux R-8.1-a et R-8.1-b présentent respectivement la mise à jour de l'historique des écarts entre les montants reconnus et les montants réels de la PPMC et de la DMC et l'impact de ces écarts sur les revenus requis.

Tableau R-8.1-a :
Historique des écarts de la PPMC et de la DMC (M$)

Année	PPMC			DMC		
	Montant reconnu	Réel	Écart	Montant reconnu	Réel	Écart
2004	(70,5)	(46,2)	(24,3)	34,7	40,2	(5,5)
2005	(65,0)	(44,4)	(20,6)	37,6	39,2	(1,6)
2006	(57,9)	(44,1)	(13,8)	40,1	42,0	(1,9)
2007	(53,0)	(51,0)	(2,0)	45,2	54,6	(9,4)
2008	(59,7)	(132,7)	73,0	51,0	78,5	(27,5)
2009	(89,0)	(194,5)	105,5	50,4	71,8	(21,4)
2010	(148,7)	(242,8)	94,1	83,0	137,8	(54,8)
2011	(198,4)	(278,2)	79,8	77,3	91,1	(13,8)
2012	(252,8)	(292,4)	39,6	74,1	86,6	(12,5)
2013	(274,4)	(304,4)	30,0	84,6	92,9	(8,3)

[12] **R-3776-2011, HQD-8, document 3, section 3, tableaux 4 et 5.**

Tableau R-8.1-b :
Impact sur les revenus requis des écarts Montants reconnus vs réels de la PPMC et de la DMC (M$)

Année	Taux de rendement de la base de tarification	PPMC			DMC	
		Écart	Sur (sous) rendement	Sur (sous) rendement cumulatif	Sur (sous) revenus requis	Sur (sous) revenus requis cumulatif
2004	7,989%	(24,3)	(1,9)	(1,9)	(5,5)	(5,5)
2005	8,400%	(20,6)	(1,7)	(3,7)	(1,6)	(7,1)
2006	7,750%	(13,8)	(1,1)	(4,7)	(1,9)	(9,0)
2007	7,790%	(2,0)	(0,2)	(4,9)	(9,4)	(18,4)
2008	7,810%	73,0	5,7	0,8	(27,5)	(45,9)
2009	7,421%	105,5	7,8	8,6	(21,4)	(67,3)
2010	7,542%	94,1	7,1	15,7	(54,8)	(122,1)
2011	7,264%	79,8	5,8	21,5	(13,8)	(135,9)
2012	6,800%	39,6	2,7	24,2	(12,5)	(148,4)
2013	6,380%	30,0	1,9	26,1	(8,3)	(156,7)

Comme démontré au dossier R-3776-2011, l'analyse de l'impact des écarts de la PPMC sur les revenus requis doit être effectuée conjointement à celle de la DMC.

Ainsi, le tableau R-8.1-b illustre que, de 2004 à 2013, la sous-estimation de la DMC aura amené une sous-évaluation cumulative des revenus requis de 156,7 M$ tandis que celle de la PPMC aura amené une surévaluation cumulative du rendement de 26,1 M$. Par conséquent, force est de constater que le Distributeur n'aura pu récupérer dans ses tarifs l'ensemble des coûts relatifs aux mauvaises créances.

Le Distributeur réitère que l'établissement de la PPMC de l'année témoin à partir de l'estimation de la provision au 30 avril de l'année de base peut amener une certaine imprécision compte tenu du décalage entre le moment de l'estimation et le moment de constatation du résultat réel. Cependant, à la lumière des explications fournies aux paragraphes précédents, le Distributeur est d'avis que la recommandation de l'intervenant d'augmenter de 25 % la PPMC n'est aucunement fondée et réitère même que la méthodologie actuelle d'établissement de la PPMC demeure selon lui la plus représentative.

MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

9. Références : (i) Pièce B-0133, p. 42;
(ii) Décision D-2014-037, dossier R-3854-2013, phase 1, p. 47;

(iii) Pièce B-0009, p. 8 et 9;
(iv) Décision D-2013-155, dossier R-3853-2013, p. 8.

Préambule :

(i) « *La réduction de 261 ETC non anticipée en 2014, dont une réduction de 152 ETC s'est réalisée en 2013, découle des activités de soutien suivantes :*

- *Diminution de 48 ETC découlant du projet SOGEM autorisé en septembre 2013. Cette diminution résulte du départ de commis distribution-ordonnancement qui anticipaient l'abolition de leur poste lors de la mise en oeuvre prochaine du projet;* […]. »
  [nous soulignons]

(ii) Dans la décision D-2014-037, concernant les projets supérieurs à 10 M$ intégrés dans les revenus requis 2014 mais non autorisés :

« *[147] Le Distributeur intègre à ses revenus requis 2014 un montant de 1,1 M$ relié aux charges inhérentes au projet SOGEM déposé à la Régie le 5 août 2013 pour autorisation. La base de tarification 2014 inclut un montant de 5,0 M$ (moyenne des 13 soldes) afférent à ce projet.*

[148] Le 25 septembre 2013, par sa décision D-2013-155, la Régie autorise le Distributeur à réaliser le projet SOGEM. Ainsi, elle autorise les charges inhérentes à ce projet dans les revenus requis ainsi que les montants dans la base de tarification pour l'année témoin 2014. »

(iii) « *Dans sa décision D-2013-155 concernant la demande d'autorisation du projet SOGEM, la Régie demande au Distributeur de présenter dans son dossier tarifaire annuel un tableau présentant l'état de la matérialisation des gains d'efficience de ce projet.*

Le tableau 2 présente les gains d'efficience nets du projet SOGEM pour les années 2013 à 2015.

Tableau 2 :
Gains d'efficience nets du projet SOGEM (M$)

	Année historique	Année de base	Année témoin
	2013	2014	2015
Charges d'exploitation	0,3	1,7	1,1
Efficience réalisée	-2,1	-1,7	-1,8
Gains nets annuels	**-1,8**	**0,0**	**-0,7**
ETC	**-26**	**-22**	**-22**

Dans la poursuite de la simplification et de l'optimisation de ses processus, le Distributeur a effectué, dès 2013, une gestion des effectifs qui anticipait la mise en oeuvre prochaine du projet SOGEM, notamment en ne comblant pas certains postes devenus vacants. Les gains d'efficience en lien avec l'abolition des 70 postes de commis distribution-ordonnancement visés par le projet se matérialisent plus rapidement que prévu, de telle sorte que dès la fin de 2015, l'objectif devrait être atteint.

Le Distributeur souligne que les gains d'efficience nets du projet SOGEM sont intégrés à l'efficience pour ses charges d'exploitation relatives à ses activités de base découlant des actions de gestion courante. » [nous soulignons]

(iv) Dans la décision D-2013-155 concernant la demande d'autorisation du projet SOGEM :

« *[26] La valeur actuelle nette du projet SOGEM est de l'ordre de 13,7 M$ actualisés en dollar 2013. Les gains d'efficience liés à la diminution du nombre de postes de commis (nets des frais de réaffectation) de 40,4 M$ actualisés compensent largement les coûts actualisés de 26,7 M$ du projet SOGEM.* »

M$ (actualisés 2013)	SOGEM
Investissements	(15,7)
Charges d'exploitation	(11,1)
Gains d'efficience	40,4
Valeur actualisée nette	**13,7**

Demandes :

9.1 Veuillez concilier les gains d'efficience anticipés au montant de 40,4 M$ (actualisés 2013) dans la demande d'autorisation du projet SOGEM (référence (iv)) et les gains d'efficience totalisant 5,6 M$ présentés au tableau 2 (référence (iii)). Veuillez expliquer.

Réponse :

Le Distributeur ne peut concilier ces deux informations. En effet, les gains associés au projet SOGEM pour la période 2015-2024 dans le dossier R-3853-2013 sont des gains actualisés alors que les gains présentés au tableau 2 de la référence (iii) sont des gains annuels couvrant la période 2013 à 2015.

9.2 Veuillez concilier les deux points suivants :

a. Le Distributeur explique un écart entre le nombre d'ETC de l'année de base 2014 par rapport au nombre autorisé 2014, dont une diminution non anticipée en 2014 de 48 ETC découlant du projet SOGEM (référence (i)).

b. Dans sa décision D-2014-037, la Régie autorise les charges inhérentes au projet SOGEM dans les revenus requis ainsi que les montants dans la base de tarification pour l'année témoin 2014 (référence (ii)).

Réponse :

Les gains d'efficience résultant de l'abolition des postes de commis distribution-ordonnancement liés au projet SOGEM se sont réalisés plus rapidement que prévus. En effet, dans le cadre de la demande d'autorisation du projet et dans le cadre du dossier tarifaire R-3854-2013 phase 1, le Distributeur prévoyait, durant la mise en place de la solution, optimiser tout départ d'un employé commis en le remplaçant par un employé temporaire.

Toutefois, la simplification et l'optimisation des processus ont permis d'abolir plus rapidement un plus grand nombre de postes devenus vacants sans avoir recours aux employés temporaires, et ce, suite aux départs non prévus de commis qui avaient anticipé la mise en œuvre prochaine du projet SOGEM.

Lors de la préparation du dossier tarifaire R-3854-2013 phase 1, le Distributeur n'était toutefois pas en mesure de prévoir la diminution de 48 ETC liée au projet SOGEM dans les effectifs de l'année témoin 2014. Les gains ont donc été constatés pour l'année de base 2014 et anticipés pour l'année témoin 2015 du présent dossier.

PROJET LECTURE À DISTANCE (LAD)

10. Références : (i) Pièce B-0133, p. 29;
(ii) Pièce B-0035, p. 22.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-11.1, la comparaison de la charge d'amortissement et de la radiation des appareils en service du présent dossier avec celle prévue au dossier R-3770-2011.

Tableau R-11.1 :
Comparaison amortissement et radiation (M$) et nombre d'appareils retirés du projet LAD 2012-2017

R-3905-2014

	Année historique 2012	Année historique 2013	Année de base 2014	Année témoin 2015	Année 2016	Année 2017	Total
Amortissement des appareils en service	21,2	21,4	20,6	19,9	18,6	16,9	118,6
Amortissement accéléré	2,6	11,1	3,5	3,7	(10,8)	(16,9)	(6,8)
Charges de radiation des appareils en service [1]	0,2	20,1	38,5	22,7	4,7	-	86,2
Total	**24,0**	**52,6**	**62,6**	**46,3**	**12,5**	**-**	**198,0**
Nombre d'appareils retirés (en milliers) [2]	2	1 021	1 471	1 000	355		3 849

[1] Les retraits pour l'année 2012 correspondent à une partie des compteurs des projets pilotes qui ont été retirés seulement au début de l'année 2012.

[2] Le nombre d'appareils retirés inclut les compteurs récupérés pour utilisation ultérieure dans les zones non déployées.

R-3770-2011

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Amortissement des appareils en service	19,5	18,9	18,5	18,3	17,4	16,7	109,3
Amortissement accéléré	7,4	3,6	(5,3)	(12,8)	(13,6)	(14,2)	(34,9)
Charges de radiation des appareils en service	9,9	38,7	27,8	10,7	-	(1,4)	85,7
Total	**36,8**	**61,2**	**41,0**	**16,2**	**3,8**	**1,1**	**160,1**
Nombre d'appareils retirés (en milliers)	330	1 340	1 097	647	207	203	3 825

Écart R-3905-2014 vs R-3770-2011

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Amortissement des appareils en service	1,7	2,5	2,1	1,6	1,2	0,2	9,3
Amortissement accéléré	(4,8)	7,5	8,8	16,5	2,8	(2,7)	28,1
Charges de radiation des appareils en service	(9,7)	(18,6)	10,7	12,0	4,7	1,4	0,5
Total	**(12,8)**	**(8,6)**	**21,6**	**30,1**	**8,7**	**(1,1)**	**37,9**
Nombre d'appareils retirés (en milliers)	(329)	(319)	374	352	148	(203)	24

Il explique que :

« *La prévision de la charge d'amortissement et de radiation des appareils en service sur la période 2012-2017 augmente de 37,9 M$ par rapport à celle du dossier R-3770-2011 et s'explique par les investissements en compteurs de première génération de 2012 à 2014 qui se sont avérés nécessaires compte tenu du report du début du déploiement massif. Ces compteurs devront être amortis ou radiés d'ici la fin du projet en 2016.* »

(ii) Le Distributeur présente au tableau A-4, l'impact sur les revenus requis 2015 du projet LAD, dont les rubriques : « Amortissements » et « Sorties d'actifs ».

	R-3905-2014							R-3770-2011						Écart R-3905-2014 vs R-3770-2011	
	Années historiques 2010-2011	Année historique 2012	Année historique 2013	2014 D-2014-037	2014 Année de base	Année témoin 2015	Cumulatif	Travaux préparatoires	2012	2013	2014	2015	Cumulatif	Annuel 2015	Cumulatif
Charges d'exploitation	-	-	17,7	4,2	8,0	18,8	44,4	-	18,4	15,9	18,2	15,4	67,9	3,4	(23,5)
Charges d'exploitation (excluant Compte d'écarts-Projets majeurs)	*3,8*	*5,1*	*13,5*	*10,6*	*24,9*	*31,7*	*79,1*	*5,2* [1]	*13,2* [1]	*25,8* [1]	*31,9* [1]	*36,9* [1]	*113,0*	*(5,1)*	*(33,9)*
Gains découlant d'actions structurantes - Projet LAD	-	-	*(5,1)*	*(6,4)*	*(10,1)*	*(15,0)*	*(30,2)*	-	*(0,3)* [2]	*(9,9)* [2]	*(13,7)* [2]	*(21,5)* [2]	*(45,4)*	*6,4*	*15,1*
Gains 2014 du projet LAD - Phases 2 et 3						*(5,1)*	*(5,1)*	-	-	-	-	-	-	*(5,1)*	*(5,1)*
Revenus autres que ventes d'électricité	*(0,3)*	-	-	-	-	-	*(0,3)*	-	-	-	-	-	-	-	*(0,3)*
Compte d'écarts-Projets majeurs [6]	*(3,5)*	*(5,1)*	*9,2*	-	*(6,8)*	*7,2*	*1,0*	*(5,2)* [3]	*5,5* [3,6]	-	-	-	*0,3*	*7,2*	*0,7*
Autres charges	**(0,1)**	**(0,9)**	**41,7**	**48,7**	**39,9**	**104,4**	**185,3**	**(0,2)**	**22,3**	**62,8**	**58,1**	**45,4**	**188,4**	**59,1**	**(3,1)**
Amortissement	*0,1*	*3,6*	*16,9*	*29,2*	*28,4*	*54,8*	*103,8*	*0,2*	*12,0*	*24,1*	*30,3*	*34,7*	*101,3*	*20,1*	*2,5*
Amortissement des nouveaux actifs	*0,1*	*1,0*	*5,8*	*27,0*	*24,9*	*51,1*	*83,0*	*0,2* [3]	*4,6* [5]	*20,5* [5]	*35,6* [5]	*47,5* [5]	*108,4*	*3,6*	*(25,4)*
Amortissement accéléré des anciens compteurs	-	*2,6*	*11,1*	*2,2*	*3,5*	*3,7*	*20,8*	-	*7,4* [4]	*3,6* [4]	*(5,3)* [4]	*(12,8)* [4]	*(7,1)*	*16,5*	*27,9*
Sorties d'actifs	-	*0,2*	*20,1*	*19,5*	*38,5*	*22,7*	*81,4*	-	*9,9* [4]	*38,7* [4]	*27,8* [4]	*10,7* [4]	*87,1*	*12,0*	*(5,7)*
Compte d'écarts-Projets majeurs	*(0,2)*	*(4,6)*	*4,8*	-	*(27,0)*	*27,0*	*0,1*	*(0,4)* [3]	*0,4* [3]	-	-	-	-	*27,0*	*0,1*
Amortissement et sorties d'actifs	*(0,1)*	*(3,8)*	*4,0*	-	*(22,1)*	*22,1*	*0,1*	*(0,2)*	*0,2*	-	-	-	-	*22,1*	*0,1*
Rendement de la base de tarification	*(0,1)*	*(0,8)*	*0,8*	-	*(4,9)*	*4,9*	*(0,0)*	*(0,2)*	*0,2*	-	-	-	-	*4,9*	*(0,0)*
Rendement de la base de tarification	**0,1**	**0,8**	**7,3**	**17,2**	**23,2**	**40,2**	**71,5**	**0,2** [3]	**2,5** [5]	**13,8** [5]	**26,0** [5]	**32,2** [5]	**74,7**	**7,9**	**(3,3)**
Revenus			**(0,8)**	**(0,5)**	**(1,5)**	**(1,8)**	**(4,0)**	-	**(0,4)**	**(1,8)**	**(0,4)**	**(0,2)**	**(2,8)**	**(1,6)**	**(1,3)**
Revenus de mise en conformité [7]			*(0,8)*	*(0,5)*	*(1,2)*	*(0,6)*	*(2,5)*	-	*(0,4)* [2]	*(1,8)* [2]	*(0,4)* [2]	*(0,2)* [2]	*(2,8)*	*(0,4)*	*0,2*
Option de retrait					*(0,3)*	*(1,2)*	*(1,5)*							*(1,2)*	*(1,5)*
Total	-	**(0,1)**	**65,9**	**69,6**	**69,7**	**161,6**	**297,1**	-	**42,8**	**90,7**	**101,9**	**92,8**	**328,2**	**68,7**	**(31,1)**

Demandes :

10.1 Veuillez confirmer notre compréhension : À la fin du déploiement du projet LAD, il y aura un dépassement de coût au niveau du total de l'amortissement, soit de 37,9 M$, entre le montant anticipé et celui autorisé dans le dossier R-3770-2011. Veuillez commenter.

Réponse :

Le Distributeur confirme qu'il y aura une charge additionnelle de 37,9 M$ aux rubriques « Amortissement accéléré des anciens compteurs » et « Sorties d'actifs ». Ceci s'explique par l'impact des investissements en compteurs de première génération que le Distributeur a dû effectuer en maintien des actifs et en croissance de la demande pour les années 2012 à 2014 suite au report du début du déploiement massif.

La majorité de ces investissements ont été nécessaires durant la période d'attente d'autorisation de la phase 1 du projet ainsi qu'en début de déploiement, le temps de permettre au Distributeur de générer un niveau suffisant de stock de compteurs récupérés et ainsi, de réduire le niveau d'investissement en compteurs de première génération.

Le Distributeur réitère que les coûts anticipés du projet sont globalement inférieurs de 13,8 M$ à ceux autorisés aux dossiers R-3770-2011 et R-3863-2013.

10.2 Veuillez expliquer la différence entre l'« Amortissement des appareils en service » du projet LAD présenté au tableau R-11.1 (référence (i)) et l'« Amortissement des nouveaux actifs » présenté au tableau A-4 (référence (ii)), pour l'année témoin 2015 du dossier R-3905 2015 et du dossier R-3770-2011.

Réponse :

L'« Amortissement des appareils en service » correspond à l'amortissement des compteurs de première génération sans le projet LAD tandis que l'« Amortissement des nouveaux actifs » correspond à l'amortissement des actifs mis en service dans le cadre du projet.

11. Références : (i) Pièce B-0133, p. 30;
(ii) Dossier R-3854-2013, pièce B-0035, p. 19.

Préambule :

(i) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur présente au tableau R-11.3, le calcul de l'impact de la dépense d'amortissement accéléré pour l'année 2015 découlant de la révision de la durée d'utilité des équipements de mesurage en lien avec le projet LAD.

Tableau R-11.3 :
Impact de la dépense d'amortissement accéléré (M$)

	Année 2015		
	R-3905-2014	R-3854-2013	Écart
Révision de la période d'amortissement	36,0	11,4	24,6
Amortissement évité suite à la radiation des appareils en service	-32,3	-20,5	-11,8
Impact - Amortissement accéléré	**3,7**	**-9,1**	**12,8**

Il explique que :

« *La réduction de l'amortissement de 9,1 M$ correspond à l'effet net, pour l'année 2015, de l'amortissement évité suite à la radiation des appareils en service et du changement de la période d'amortissement des compteurs, en fonction du scénario de déploiement avec une fin de projet en 2018 et déposé lors du dossier tarifaire 2014-2015 (R-3854-2013).* »

Dans le présent dossier (R-3905-2014), la Régie note au tableau R-11.1 de la question précédente, un « Amortissement accéléré » de 3,7 M$ pour l'année témoin 2015.

(ii) Dans son dossier tarifaire précédent (R-3854-2013) le Distributeur présente au tableau A-3 un « Amortissement accéléré ».

TABLEAU A-3
AMORTISSEMENT, RADIATION (M$)
ET NOMBRE D'APPAREILS RETIRÉS DU PROJET LAD 2012-2014

	2012	2013	2014
Amortissement des appareils en service	21,2	21,4	20,6
Amortissement accéléré	2,6	8,8	2,2
Charges de radiation des appareils en service [1]	0,2	18,0	38,5
Total	24,0	48,2	61,3
Nombre d'appareils retirés (en milliers) [2]	2	999	1 364

[1] Les retraits pour l'année 2012 correspondent à une partie des compteurs des projets pilotes qui ont été retirés seulement au début de l'année 2012.
[2] Le nombre d'appareils retirés inclut les compteurs récupérés pour utilisation ultérieure dans les zones non déployées.

Demandes :

11.1 Veuillez expliquer comment a été établi la « Révision de la période d'amortissement », au montant de 36,0 M$ dans le dossier R-3905-2014 et de 11,4 M$ dans le dossier R-3854-2013.

Réponse :

Le Distributeur tient à préciser que le processus de révision de l'amortissement demeure le même lors de chaque révision de la période d'amortissement.

Ainsi, le Distributeur identifie, en premier lieu, toutes les immobilisations touchées par la révision, c'est-à-dire celles dont la période d'amortissement restante est supérieure à la nouvelle période d'amortissement. Puis, pour ces immobilisations, la dépense d'amortissement générée au-delà de la fin de la nouvelle période d'amortissement est déterminée pour être ensuite amortie linéairement sur la nouvelle période d'amortissement et ajoutée à la dépense d'amortissement courante.

L'écart entre le montant de 36,0 M$ au dossier R-3905-2014 et le montant de 11,4 M$ au dossier R-3854-2013 s'explique par une fin de période d'amortissement plus rapide au présent dossier (décembre 2016) qu'au dossier R-3854-2013 (juin 2018) incluant l'impact des investissements supplémentaires en compteurs de première génération.

11.2 Veuillez expliquer comment a été établi l'« Amortissement évité suite à la radiation des appareils en service », au montant de -32,3 M$ dans le R-3905-2014 et de -20,5 M$ dans le dossier R-3854-2013. Veuillez expliquer leur provenance et faire le lien avec les sorties d'actifs du projet LAD respectivement de 22,7 M$ et de 19,5 M$ (pièce B-0029, p. 9). Veuillez indiquer le nombre des appareils radiés dans votre réponse.

Réponse :

Le Distributeur tient à préciser que la méthode de calcul demeure la même pour l'établissement de l'amortissement évité découlant de chaque radiation d'appareils en service.

Pour une année donnée, le montant d'amortissement évité du projet est établi en fonction d'une dépense d'amortissement sans le projet.

Ainsi, le calcul de l'amortissement évité correspond à l'écart entre la dépense d'amortissement des appareils en service de première génération dans le cadre du projet LAD et la dépense d'amortissement de ces mêmes appareils si le projet n'avait pas eu lieu, déduction faite de l'impact de la révision de la période d'amortissement. Le tableau R-11.2 illustre ce calcul pour l'année témoin 2015.

Tableau R-11.2 :
Calcul de l'amortissement évité 2015 (M$)

		Année témoin 2015
	Amortissement des appareils en service - Avec projet LAD	23,6
Moins:	Amortissement des appareils en service - Sans projet LAD	19,9
Moins:	Révision de la période d'amortissement	36,0
Amortissement évité suite à la radiation des appareils en service		**-32,3**

Quant au lien entre l'amortissement évité et les sorties d'actifs, toute sortie d'actif est l'élément déclencheur de l'amortissement évité.

Le tableau R-31.3 déposé en réponse à la question 31.3 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.2 (B-0082) présente le nombre d'appareils retirés dans le cadre du projet LAD pour l'année témoin 2015 et selon la décision D-2014-037.

11.3 Veuillez compléter le tableau R-11.3 (référence (i)) en présentant les données 2015 du dossier R-3770-2011 et du dossier R-3863-2013.

Réponse :

Le Distributeur présente les informations demandées dans le tableau R-11.3.

Tableau R-11.3 :
Impact de la dépense d'amortissement accéléré (M$)

	Année 2015			
	R-3905-2014	R-3863-2013	R-3854-2013	R-3770-2011
Révision de la période d'amortissement	36,0	13,0	11,4	11,0
Amortissement évité suite à la radiation des appareils en service	-32,3	-19,3	-20,5	-23,8
Impact - Amortissement accéléré	**3,7**	**-6,3**	**-9,1**	**-12,8**

11.4 Veuillez compléter le tableau A-3 (référence (ii)) pour chacune des années jusqu'à la fin du projet.

Réponse :

Le Distributeur présente les informations demandées dans le tableau R-11.4.

Tableau R-11.4 :
Amortissement, radiation (M$) et nombre d'appareils retirés du projet LAD 2012-2018

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Amortissement des appareils en service	21,2	21,4	20,6	19,9	18,6	17,8	16,2	135,7
Amortissement accéléré	2,6	8,8	2,2	(9,1)	(12,6)	(13,9)	(14,0)	(36,0)
Charges de radiation des appareils en service [1]	0,2	18,0	38,5	23,1	1,7	(0,2)	(1,4)	79,9
Total	**24,0**	**48,2**	**61,3**	**33,9**	**7,7**	**3,7**	**0,8**	**179,6**
Nombre d'appareils retirés (en milliers) [2]	2	999	1 364	989	248	185	59	3 846

[1] Les retraits pour l'année 2012 correspondent à une partie des compteurs des projets pilotes qui ont été retirés seulement au début de l'année 2012.

[2] Le nombre d'appareils retirés inclut les compteurs récupérés pour utilisation ultérieure dans les zones non déployées.

CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ (CDSÉ)

12. Référence : Pièce B-0046, p. 28.

Préambule :

À la référence, le Distributeur présente l'article 11.2 des CDSÉ modifié substantiellement. Cet article traite des modes de facturation, et le Distributeur propose des simplifications et des regroupements d'information :

« **11.*2*** *Hydro-Québec transmet une facture au client au moins tous les 90 jours dans le cas d'un abonnement pour lequel seule l'énergie est facturée.*

Lorsqu'elle ne peut relever le ou les compteurs du client, Hydro-Québec établit la facture en fonction d'une estimation et présente des rajustements sur une facture subséquente établie à la suite d'une relève du ou des compteurs.

À la fin d'un abonnement, Hydro-Québec envoie une facture finale au client dans les délais suivants :

- *60 jours dans le cas d'un abonnement pour lequel seule l'énergie est facturée;*
- *30 jours dans le cas d'un abonnement pour lequel l'énergie et la puissance sont facturées.*

Hydro-Québec peut établir la facture initiale et la facture finale du client en fonction d'une estimation. En l'absence d'un relevé d'Hydro-Québec à la date de fin de l'abonnement, le client peut fournir son propre relevé de compteur et Hydro-Québec établit la facture en conséquence.

Si elle n'a pas transmis sa facture dans les délais prévus, Hydro-Québec accepte que le client paie sa facture en 2 versements, à intervalle de 21 jours, ou peut conclure une entente de paiement avec le client. » [nous soulignons]

La Régie souhaite examiner les modifications suivantes :

« *Hydro-Québec peut établir la facture initiale et la facture finale du client en fonction d'une estimation. En l'absence d'un relevé d'Hydro-Québec ~~à la date de fin de l'abonnement~~, le client peut fournir son propre relevé de compteur et Hydro-Québec établit la facture en conséquence.*

Si Hydro-Québec n'a pas transmis sa facture dans les délais prévus, ce dernier accepte que le client paie sa facture en 2 versements, à intervalle de 21 jours, ou peut conclure une entente de paiement avec le client. » [Les modifications sont soulignées]

Demande :

12.1 Veuillez commenter le texte proposé par la Régie pour les deux derniers alinéas de l'article 11.2 des CDSÉ.

Réponse :

La proposition de la Régie correspond à l'objectif de simplification des CDSÉ. Le Distributeur accepte la modification proposée par la Régie en y apportant un ajustement.

> ***« Hydro-Québec peut établir la facture initiale et la facture finale du client en fonction d'une estimation. En l'absence d'un relevé d'Hydro-Québec, le client peut fournir son propre relevé de compteur et Hydro-Québec établit la facture en conséquence.***

***Si Hydro-Québec n'a pas transmis sa facture dans les délais prévus, elle accepte que le client paie sa facture en 2 versements, à intervalle de 21 jours, ou peut conclure une entente de paiement avec le client.* » [L'ajustement est souligné]**

13. Référence : Pièce B-0046, p. 30 et 31.

Préambule :

À la référence, le Distributeur propose des modifications substantielles à l'article 11.5 des CDSÉ qui traite des modes de facturation. Le Distributeur propose des modalités de simplifications selon que la correction de la facture entraîne un débit ou un crédit.

La Régie souhaite examiner les modifications suivantes dans un souci de clarté des termes utilisés:

« **11.5** *Si la facture du client contient des erreurs, Hydro-Québec apporte les corrections appropriées selon les modalités suivantes :*

1º Lorsque la correction entraîne un crédit au compte du client, Hydro Québec rembourse celui-ci et le crédit s'applique à :

i) toutes les périodes touchées par un défaut lié au mesurage ou par une erreur quant au multiplicateur;
ii) un maximum de 36 mois dans tous les autres cas.

Les intérêts applicables au montant remboursé sont calculés au taux préférentiel de la Banque Nationale du Canada en vigueur le premier jour ouvrable du mois au cours duquel s'effectue le remboursement.

2º Lorsque la correction entraîne un débit au compte du client, Hydro Québec réclame celui-ci et le débit s'applique à : […] » [Les ajouts de la Régie sont soulignés]

Demandes :

13.1 Veuillez justifier dans votre proposition, le retrait des notions de remboursement et de réclamation.

Réponse :

Le Distributeur rappelle les objectifs poursuivis par la simplification des CDSÉ qui sont d'améliorer la compréhension des modalités et de diminuer le risque d'interprétation erronée en rendant le texte plus accessible pour les clients.

La structure utilisée pour l'article 11.5, faite de phrases courtes, de mots simples et de paragraphes de quelques lignes seulement en facilite la lecture.

En ce qui a trait aux termes « réclame » et « rembourse », l'expérience du Distributeur est à l'effet que ces termes portent généralement à confusion. De plus, le Distributeur souscrit à l'avis de ses linguistes qui suggère que l'utilisation proposée de ces termes ne convient pas dans le contexte de l'article 11.5.

Aucun des sens actuels du verbe transitif « réclamer » qui sont « demander comme une chose indispensable, en insistant » et « demander avec insistance, comme dû ou comme juste, exiger, revendiquer » ne cadre avec le contexte de l'article.

En ce qui concerne le terme « rembourser », indiquer qu'Hydro-Québec rembourse le crédit serait une formulation fautive. En effet, Hydro-Québec peut rembourser un montant qui lui a été versé, mais pas un crédit, car Hydro-Québec n'a pas reçu de crédit.

13.2 Veuillez commenter le texte proposé par la Régie pour l'article 11.5 des CDSÉ.

Réponse :

Le Distributeur est d'avis que les modifications proposées par la Régie ne clarifient pas le texte. La proposition d'ajouter « Hydro-Québec » dans les deux cas serait inutile puisque le Distributeur introduit les deux éléments en précisant que c'est Hydro-Québec qui apporte les corrections. Il serait donc redondant de répéter le nom de l'entreprise.

Si la Régie souhaite cependant apporter des modifications parce qu'elle considère que l'utilisation de « celui-ci » n'est pas claire, le Distributeur propose la modification suivante :

> **« 11.5** ***Si la facture du client contient des erreurs, Hydro-Québec apporte les corrections appropriées selon les modalités suivantes :***
>
> ***1º Lorsque la correction entraîne un crédit au compte du client, <u>ce crédit</u> s'applique à :***
>
> ***i) toutes les périodes touchées par un défaut lié au mesurage ou par une erreur quant au multiplicateur;***
>
> ***ii) un maximum de 36 mois dans tous les autres cas.***
>
> ***Les intérêts applicables au montant remboursé sont calculés au taux préférentiel de la Banque Nationale du Canada en vigueur le premier jour ouvrable du mois au cours duquel s'effectue le remboursement.***

2° Lorsque la correction entraîne un débit au compte du client, <u>ce débit</u> s'applique à : […] »

[Les modifications sont soulignées]

14. Référence : Pièce C-FCEI-0010, p. 25.

Préambule :

« *La FCEI propose que le nouveau libellé de l'article 11.2 des CDSE que le Distributeur suggère soit amendé et décrive clairement qu'une facture doit être émise dès que la relève de compteurs est effectuée, et ce, pour les abonnements dont l'énergie et la puissance sont facturées.*

« Hydro-Québec transmet une facture au client au moins tous les 90 jours dans le cas d'un abonnement pour lequel seule l'énergie est facturée.

<u>Hydro-Québec envoie une facture au client chaque fois qu'elle effectue un relevé de compteurs dans le cas d'un abonnement pour lequel l'énergie et la puissance sont facturées</u>. […] »

Demande :

14.1 Veuillez commenter la recommandation de la FCEI citée à la référence.

Réponse :

Le Distributeur ne peut souscrire à la demande de la FCEI qui est d'émettre une facture dès la réception d'un relevé sans effectuer de validation. En effet, le Distributeur n'entend en aucun cas émettre des factures inexactes pour les raisons suivantes :

- **Dans le cadre des sondages de satisfaction des clients, l'attente « s'assurer que la facturation soit exacte », qui est en hausse, figure toujours parmi les premières attentes des clients.**
- **La demande de la FCEI requerrait une modification importante et très couteuse du système SAP. En effet, le système SAP est programmé afin de faire des validations à trois étapes, soit à la réception du relevé, au calcul de la consommation et à l'impression de la facture. Quoique les validations soient différentes selon le type de mesurage ou le tarif, elles s'appliquent à l'ensemble des abonnements. Cette façon de faire est conforme aux meilleures pratiques en vigueur. Des validations après l'émission des factures seraient contreproductives.**

- **Le Distributeur effectue la relève mensuelle d'environ 80 000 abonnements facturés avec puissance ; en date du 20 novembre 2014, 195 cas étaient en attente de validation depuis moins de 10 jours, 3 cas entre 11 et 29 jours et aucun cas pour plus de 30 jours. Le délai moyen de cette validation est de 3 jours. Les cas exceptionnels dont la FCEI fait mention dans son mémoire ne justifient pas d'émettre des factures inexactes.**
- **La demande de la FCEI implique que la responsabilité de la validation de l'exactitude de la facture est transférée *de facto* aux clients. La grande majorité des clients, incluant même les clients aux tarifs généraux, ne sont pas outillés pour faire cette validation. Il pourrait en découler une augmentation des appels chez le Distributeur afin que celui-ci valide l'exactitude de la facture à chaque émission.**
- **La demande de la FCEI ne permet pas de régler la facturation des abonnements facturés avec de la puissance pour lesquels le Distributeur ne peut obtenir de relevé.**

Le Distributeur met tout en œuvre pour émettre des factures exactes en misant sur l'efficience, la formation de ses représentants et une amélioration constante par le raffinement des règles des différentes validations. Le Distributeur est également d'avis que l'installation des compteurs de nouvelle génération contribuera également à la diminution des validations.

Pour toutes ces raisons, le Distributeur demande à la Régie de rejeter la recommandation de la FCEI.

15. Références : (i) Pièce B-0045, p. 8;
(ii) Pièce C-UMQ-0008, p. 32 et 33.

Préambule :

(i) Le Distributeur propose des modifications sur le délai de considération d'un abandon de projet à l'article 16.15 des CDSÉ. Le Distributeur propose de réduire ce délai de 12 mois à 90 jours.

(ii) L'UMQ fait mention de diverses phases d'approbation d'un projet qui sont prescrites par la législation municipale (Loi sur les cités et villes, Loi sur la qualité de l'environnement, etc.) dont notamment :

- « *l'approbation par le Conseil municipal par voie de résolution publique d'un règlement d'emprunt nécessaire au financement;*

- *l'approbation par le ministre des Affaires municipales dudit règlement d'emprunt 68;*
- *la confirmation de la contribution gouvernementale, le cas échéant;*
- *la publication officielle de l'appel d'offres par la municipalité;*
- *la période de publication de l'appel d'offres, l'évaluation des soumissions et l'identification de l'adjudicataire;*
- *l'octroi du contrat, encore une fois, par résolution publique lors d'une séance ordinaire du Conseil.* »

Demande :

15.1 Veuillez commenter les contraintes légales soulevées par l'UMQ et indiquer si le Distributeur peut faire une exception dans le texte de l'article 16.15 des CDSÉ.

Réponse :

Le Distributeur tient en premier lieu à rappeler le double objectif poursuivi par la modification à l'article 16.15 des CDSÉ, qui est de mettre fin aux demandes inactives et de facturer les coûts d'ingénierie encourus ou les coûts supplémentaires si la demande est abandonnée ou reportée. Le seuil actuel de 12 mois est jugé inadéquat puisqu'il force le Distributeur à maintenir les demandes d'alimentation actives et à faire un suivi de demandes qui ne verront jamais le jour pour divers motifs comme, par exemple, l'absence de financement adéquat du projet du demandeur.

En ce qui concerne les ententes sur le report des demandes d'alimentation, le Distributeur entend procéder selon sa pratique actuelle lorsque le délai de 12 mois est atteint. D'ailleurs, le Distributeur n'a connaissance d'aucune plainte portant sur cet aspect de ses activités. Le Distributeur continuera à agir de bonne foi et à accepter le report des demandes d'alimentation qui sont retardées pour des motifs légitimes. Les étapes administratives citées par l'UMQ sont des exemples d'éléments dont le Distributeur tient déjà compte, tout comme les étapes normales de réalisation d'un projet résidentiel ou commercial ou encore la construction d'une nouvelle installation électrique à vocation industrielle. Le Distributeur prend en considération les caractéristiques propres de chaque domaine d'activité, qu'il s'agisse de construction résidentielle, commerciale, industrielle ou des projets des municipalités. Le Distributeur souligne qu'il n'a aucun intérêt à mettre fin prématurément à des projets qui suivent leur cours, ce qui impliquerait la multiplication d'ouvertures et de fermetures de dossiers et augmenterait ainsi les coûts de gestion des demandes.

Le Distributeur rappelle également qu'il dépose une importante proposition de simplification des dispositions des CDSÉ des chapitres 5, 6 et 7 dans le présent dossier. Le Distributeur croit opportun d'appliquer aux autres articles

modifiés les mêmes principes de simplification et d'utilisation d'un langage clair. En ce sens, l'ajout d'articles supplémentaires pour couvrir les diverses exceptions ou des conditions spécifiques applicables à des sous-segments de clientèle n'est pas l'orientation retenue par le Distributeur. La démarche entreprise dans le dossier R-3535-2004, à l'issue duquel la Régie accueillait les demandes du Distributeur de regrouper des frais, d'adopter des règles simples pour le calcul des coûts de prolongement du réseau ou encore d'adopter des prix unitaires applicables à une majorité de demandes, témoigne également de cette orientation de simplification du Distributeur.

Subsidiairement, le Distributeur propose à la Régie l'ajout d'un nouvel article :

> ***16.16° Si le demandeur modifie sa demande d'alimentation, Hydro-Québec tient compte dans son estimation des coûts de la demande modifiée, des travaux déjà réalisés et qui peuvent être réutilisés.***

Toutefois, le Distributeur est d'avis qu'une telle disposition est inutile, car il ne facture que les coûts véritablement encourus aux demandeurs. Cette situation est d'ailleurs exceptionnelle.

16. Référence : Pièce B-0045, p. 8.

Préambule :

À la référence, le Distributeur propose des modifications à l'article 16.15 des CDSÉ en s'appuyant sur le motif suivant : « […] *lorsque le demandeur accepte les termes d'une évaluation sommaire en en retournant une copie signée au Distributeur, celui-ci entame des travaux en débutant par l'ingénierie requise pour réaliser le projet du demandeur. Si celui-ci l'abandonne par la suite, le Distributeur est alors en mesure de facturer les coûts réels encourus. Or, le Distributeur constate qu'au cours des dernières années, les projets des demandeurs ne sont pas nécessairement abandonnés, mais modifiés de façon substantielle. Cette situation entraîne alors des <u>coûts supplémentaires pour le Distributeur</u> qui doit alors refaire l'ingénierie du projet. <u>Or, les modalités actuelles des CDSÉ ne prévoient pas de façon explicite la récupération par le Distributeur du coût des travaux déjà effectués et qui ne seront plus utiles.</u>* » [nous soulignons]

La Régie comprend la problématique soulevée par le Distributeur à ce qui a trait aux coûts supplémentaires pour refaire des travaux d'ingénierie dans ces situations. Cependant, la notion d'abandon d'un projet et la notion de modification d'un projet sont très distinctes, et peuvent difficilement être traitées dans la même clause. Certaines modifications peuvent être mineures ne nécessitant que peu de modifications aux travaux d'ingénierie.

Demande :

16.1 Veuillez proposer un texte distinct de l'article 16.15 des CDSÉ en ce qui a trait aux cas de modifications de projet.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 15.1.**

STRATÉGIE TARIFAIRE

Tarifs domestiques

17. Référence : Pièce C-UC-0011, p. 12 et 13.

Préambule :

« *UC suppose que la position du Distributeur est tirée principalement de la proposition de réforme des tarifs domestiques de 2007. À l'époque, l'objectif fondamental du Distributeur était d'améliorer le signal de prix des tarifs. Il concluait d'ailleurs à propos d'une 3e tranche en énergie.*

> « Compte tenu de l'objectif principal d'accroître le signal de prix, seule une 3e tranche dont le seuil est suffisamment élevé pour ne viser qu'un faible pourcentage des kWh consommés au tarif D y parvient sans affecter le signal de prix pour les petits clients »

Or, comme l'indique le Tableau 1 tiré de la preuve de 2007, le Distributeur avait démontré qu'une 3e tranche en énergie selon le seuil fixé permettait de réduire la facture pour bon nombre de clients.

Tableau 1
Sommaire des impacts tarifaires à revenus constants – Introduction en 2009 d'une 3e tranche d'énergie[26]

Impact par rapport à la structure à 2 tranches	3e tranche à 60 kWh/jour		3e tranche à 100 kWh/jour		3e tranche à 150 kWh/jour	
	Répartition des clients (%)	Moyenne des impacts (%)	Répartition des clients (%)	Moyenne des impacts (%)	Répartition des clients (%)	Moyenne des impacts (%)
Baisse de la facture	62,5	-0,15	70,6	-0,14	75,9	-0,08
Gel de la facture	4,6	0,00	4,8	0,00	5,1	0,00
Hausse de la facture	32,9	0,09	24,6	0,11	19,0	0,07
Total	100,0	-0,07	100,0	-0,07	100,0	-0,05

[…]

C'est pourquoi UC soumet qu'une mise à jour des études sur l'introduction d'une 3e tranche en énergie mérite d'être réalisée, particulièrement dans le contexte du Décret 841-2014, c'est-à-dire en mettant à l'avant-plan l'impact sur la facture.

UC invite donc la Régie à demander au Distributeur qu'il présente en audience l'impact de l'introduction d'une 3e tranche en énergie au tarif D, selon divers scénario. UC considère qu'une telle mise à jour peut être réalisée rapidement par le Distributeur sans qu'il ait à y consentir un effort déraisonnable. Cette mise à jour pourrait entre autres comporter une analyse spécifique pour les ménages à faible revenu. » [nous soulignons]

Demandes :

17.1 Veuillez déposer une mise à jour de vos études visant l'introduction d'une 3e tranche en énergie. Veuillez ajouter, le cas échéant, une analyse spécifique pour les ménages à faible revenu.

Réponse :

Une analyse de l'ajout d'une 3e tranche d'énergie au tarif D avait été réalisée par le Distributeur dans le cadre du dossier tarifaire R-3644-2007[13] dans un contexte d'amélioration du signal de prix. Le tableau R-17.1 présente les résultats de la mise à jour de cette analyse. Les mêmes hypothèses ont été retenues quant aux seuils d'une 3e tranche (60 kWh, 100 kWh et 150 kWh) et à l'application de la hausse par composante (gel de la redevance, hausse de la 1re tranche correspondant à celle proposée et hausse de la 3e tranche deux fois plus élevée que celle de la 2e).

[13] Voir la pièce HQD-12, document 3, pages 44 et 45.

L'introduction d'une 3e tranche d'énergie permet de réduire la facture pour une partie de la clientèle. Toutefois, avec une 3e tranche à 60 kWh/jour, 20 % des clients subiraient une hausse de facture par rapport à la stratégie actuelle. D'une part, il y a des impacts tarifaires importants pour des clients ayant une faible consommation annuelle, mais dont la consommation mensuelle peut néanmoins dépasser à l'occasion le seuil de la 3e tranche. Ainsi, l'application d'une 3e tranche avec l'objectif d'alléger le fardeau financier des petits consommateurs ne pourrait se faire sans pénaliser plus fortement une partie de cette même clientèle. D'autre part, des clients ayant une consommation annuelle élevée seraient également touchés par l'application d'une 3e tranche, dont certains MFR, des immeubles à logements, des résidences mal isolées ou situées dans des régions plus froides et des exploitations agricoles.

En effet, le tarif D regroupe des clients résidentiels et des exploitations agricoles dont le volume de consommation n'est pas nécessairement fonction exclusivement de la capacité de payer. La consommation électrique varie en fonction de différentes caractéristiques, par exemple le type de logement (appartement, condo, maison individuelle, espaces communs de grands immeubles), sa taille, l'isolation du bâtiment, le nombre de personnes dans le ménage, l'âge et l'efficacité des appareils électroménagers, la source d'énergie utilisée pour le chauffage. De plus, la localisation géographique des clients est un facteur qui influence la facture électrique compte tenu de leurs besoins de chauffage plus importants. Ainsi, une 3e tranche introduirait une discrimination en fonction du volume de consommation associé au chauffage.

Le Distributeur rappelle que pour les plus grands consommateurs, la prime de puissance s'applique et joue déjà le rôle d'une 3e tranche. Par ailleurs, d'un point de vue commercial, l'introduction d'une 3e tranche irait à l'encontre de l'objectif fondamental d'offrir des tarifs faciles à comprendre par les clients dans l'optique de favoriser une utilisation efficace de l'électricité. À la connaissance du Distributeur, aucun autre distributeur d'électricité, tant au Canada qu'aux États-Unis, n'applique un tarif à plusieurs tranches en énergie avec une prime de puissance aux clients résidentiels. De plus, dans les rares cas où la structure comporte trois tranches, les deux premières couvrent essentiellement l'équivalent de la consommation associée à la 1re tranche du tarif D. Il est également intéressant de constater que Pacific Gas and Electric vise, depuis quelques années, à réduire le nombre de tranches d'énergie de son tarif domestique qui comportait cinq tranches.

Les deux tranches de consommation actuelles du tarif D sont basées sur les caractéristiques de consommation de la clientèle domestique. La première tranche couvre les usages de base communs, avec un volume de consommation relativement uniforme au cours de l'année à un coût plus faible, et la seconde vise principalement le chauffage électrique en période

d'hiver à un coût plus élevé. Aucun autre usage ni volume de consommation spécifiques ne peuvent être associés naturellement à une 3e tranche. En effet, il n'existe pas d'autres usages ou caractéristiques de consommation référant à des coûts qui seraient plus élevés. Ainsi, la détermination d'une 3e tranche avec un seuil supérieur au seuil de 30 kWh par jour serait arbitraire.

Toute révision de la structure du tarif D et de la stratégie d'ajustement des tarifs ne devrait pas se faire sans prendre en considération l'interfinancement à l'intérieur du tarif qui met en relation les revenus générés et les coûts engagés. En effet, l'introduction d'une 3e tranche qui ne reflète pas la réalité des coûts risque de détériorer la situation d'interfinancement des différentes clientèles au tarif D.

Par ailleurs, contrairement à ce qu'affirme UC pour justifier l'ajout d'une 3e tranche, le prix de la 2e tranche ne dépasse pas le coût évité de long terme qui correspond au prix plafond du 4e appel d'offres d'énergie éolienne, soit 11,2 ¢/kWh exprimés en dollars de 2014. Par conséquent, il n'est pas justifié de réduire le prix de la 2e tranche.

Bien qu'il puisse paraître attrayant de facturer plus fortement les plus grands consommateurs, cela irait au-delà du principe tarifaire de reflet des coûts et répondrait plutôt à un objectif de répartition de la richesse relevant de la responsabilité du gouvernement. Dans ce contexte, le Distributeur ne croit pas qu'il soit souhaitable ni prudent, à ce stade-ci, de modifier la structure tarifaire du tarif D en ajoutant une 3e tranche sur la base d'une mise à jour de l'analyse produite en 2007, alors qu'une rencontre est prévue au printemps prochain pour faire le point sur les réformes tarifaires engagées au cours des dernières années. Une réflexion plus large sur l'évolution de la structure des tarifs domestiques avec la Régie et les intervenants devrait être privilégiée. Cette réflexion doit notamment porter sur les objectifs qui guideront toute révision de la structure des tarifs domestiques et de la stratégie tarifaire en tenant compte des besoins de la clientèle, entre autres des clients MFR, de la clientèle agricole et d'autres grands consommateurs résidentiels pour lesquels la puissance est facturée en plus de l'énergie.

Enfin, l'introduction d'une 3e tranche au tarif D demanderait d'importantes modifications informatiques pour la facturation qui pourraient nécessiter des délais importants d'application. Ainsi, une décision en mars ne permettrait pas une application au 1er avril.

Le Distributeur réitère que la prise en compte de la capacité de payer des clients dans les tarifs demeure une avenue peu ciblée, difficile d'application et moins efficace qu'une approche s'adressant de façon plus spécifique à la clientèle à faible revenu, qui passe par les ententes de paiement et les mesures d'efficacité énergétique. Le Distributeur réfère la Régie à la pièce

HQD-1, document 5 (B-0125) qui présente les mesures déjà déployées ainsi qu'une bonification de son offre de services à l'intention des ménages à faible revenu.

Pour cette année, le Distributeur propose de maintenir la stratégie tarifaire actuelle qui répond déjà aux préoccupations du décret, soit de tenir compte de la capacité de payer des ménages à faible revenu et de favoriser l'efficacité énergétique. La rencontre du printemps permettra de faire la lumière complète sur le sujet et de prendre des décisions qui tiennent compte de l'ensemble des enjeux et non uniquement celui de la capacité de payer des clients.

Tableau R-17.1 :
Impacts de l'introduction d'une 3e tranche d'énergie au tarif D

Tarifs D et DM - Hausse de 3,9 %	Tarif 2014	Stratégie tarifaire actuelle		Scénario d'une 3e tranche					
				60 kWh/jour		100 kWh/jour		150 kWh/jour	
	Prix	Prix	Écart	Prix	Écart	Prix	Écart	Prix	Écart
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%	40,64	0,0%	40,64	0,0%	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - 1re tranche (¢/kWh)	5,57	5,72	2,7%	5,72	2,7%	5,72	2,7%	5,72	2,7%
Prix de l'énergie - 2e tranche (¢/kWh)	8,26	8,72	5,6%	8,57	3,8%	8,64	4,6%	8,69	5,1%
Prix de l'énergie - 3e tranche (¢/kWh)	-	-	-	8,87	7,4%	9,03	9,3%	9,11	10,3%
Prime de puissance - hiver ($/kW)	6,21	6,21	0,0%	6,21	0,0%	6,21	0,0%	6,21	0,0%
Prime de puissance - été ($/kW)	2,52	3,15	25,0%	3,15	25,0%	3,15	25,0%	3,15	25,0%

Impact sur la facture de la clientèle au tarif D	Consommation annuelle (kWh)	Stratégie tarifaire actuelle	Scénario d'une 3e tranche		
			60 kWh/jour	100 kWh/jour	150 kWh/jour
		Impact	Impact	Impact	Impact
Moyenne des clients D	17 706	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Minimum (5e décile)	s.o.	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
Médiane (50e décile)	s.o.	3,5%	3,0%	3,1%	3,3%
Maximum (95e décile)	s.o.	4,7%	5,1%	5,1%	4,6%
Cas types d'habitation chauffée à l'électricité					
Client à la 1re tranche seulement	10 950	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
Logement 5 ½	11 590	2,8%	2,5%	2,6%	2,8%
Résidence unifamiliale					
111 m^2 (1 195 pi^2)	20 494	4,0%	3,7%	3,5%	3,7%
158 m^2 (1 701 pi^2)	26 484	4,3%	4,3%	4,1%	4,0%
207 m^2 (2 228 pi^2)	32 054	4,5%	4,8%	4,6%	4,2%
390 m^2 (4 198 pi^2)	48 062	4,9%	5,6%	6,0%	5,0%
Client avec puissance facturée (100 kW)	411 700	5,9%	7,2%	8,8%	9,6%
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	4,0%	3,7%	3,5%	3,7%
Consommations types mensuelles					
625 kWh	7 500	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
750 kWh	9 000	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
1 000 kWh	12 000	2,6%	2,4%	2,5%	2,5%
2 000 kWh	24 000	4,2%	3,5%	3,6%	3,9%
3 000 kWh	36 000	4,7%	4,9%	4,0%	4,4%
4 000 kWh	48 000	4,9%	5,5%	5,4%	4,6%
5 000 kWh	60 000	5,0%	5,9%	6,2%	5,2%

Distribution des impacts d'une hausse de 3,9 % pour la clientèle au tarif D	Stratégie tarifaire actuelle	Scénario d'une 3e tranche		
		60 kWh/jour	100 kWh/jour	150 kWh/jour
	Fréquence	Fréquence	Fréquence	Fréquence
Min ; 1,3 %	5%	5%	5%	5%
1,3 % ; 1,8	6%	6%	6%	6%
1,8 % ; 2,3 %	11%	15%	12%	11%
2.3 % ; 2,8 %	10%	18%	14%	11%
2,8 % ; 3,3 %	11%	11%	17%	13%
3,3 % ; 3,7 %	13%	11%	19%	17%
3,7 % ; 4,2 %	20%	13%	11%	24%
4,2 % ; 4,7 %	19%	11%	7%	7%
4,7 % ; Max	4%	10%	8%	4%

Dispersion des impacts d'une hausse de 3,9 % en fonction du seuil de faible revenu	Stratégie tarifaire actuelle		Scénario d'une 3e tranche					
			60 kWh/jour		100 kWh/jour		150 kWh/jour	
	Sous le seuil de faible revenu	Supérieur au seuil de faible revenu	Sous le seuil de faible revenu	Supérieur au seuil de faible revenu	Sous le seuil de faible revenu	Supérieur au seuil de faible revenu	Sous le seuil de faible revenu	Supérieur au seuil de faible revenu
Minimum (5e décile)	1,2%	1,7%	1,3%	1,7%	1,3%	1,7%	1,3%	1,7%
Médiane (50e décile)	3,0%	3,7%	2,5%	3,3%	2,9%	3,5%	2,9%	3,5%
Maximum (95e décile)	4,4%	4,6%	4,6%	5,0%	4,2%	4,5%	4,2%	4,5%

Impact sur la clientèle au tarif D par rapport à la stratégie tarifaire actuelle (revenus constants)	Stratégie tarifaire actuelle		Scénario d'une 3e tranche					
			60 kWh/jour		100 kWh/jour		150 kWh/jour	
	Fréquence	Moyenne	Fréquence	Moyenne	Fréquence	Moyenne	Fréquence	Moyenne
Baisse de facture	s.o.	s.o.	64,6%	-0,31%	72,7%	-0,28%	79,7%	-0,17%
Gel de facture	s.o.	s.o.	15,7%	0,00%	15,8%	0,00%	15,9%	0,00%
Hausse de facture	s.o.	s.o.	19,7%	0,28%	11,6%	0,47%	4,4%	0,58%
Total	s.o.	s.o.	100,0%	-0,14%	100,0%	-0,15%	100,0%	-0,11%

17.2 Veuillez présenter l'impact de l'introduction d'une 3e tranche en énergie au tarif D, selon divers scénarios.

Réponse :

Outre les résultats présentés en réponse à la question 17.1, le Distributeur n'a pas d'autres informations disponibles quant à des scénarios d'introduction d'une 3e tranche en énergie au tarif D.

18. Référence : Pièce C-UC-0011, p. 12.

Préambule :

« *UC réitère, dans le contexte du Décret D-841-2014, sa recommandation formulée en 2013 à la Régie de ne pas reconduire* « *la stratégie tarifaire du Distributeur pour les tarifs D et DM qui consiste à hausser deux fois plus sur le prix de la 2e tranche en énergie que le prix de la 1re tranche mais de reconnaître plutôt une hausse uniforme des prix des deux tranches en énergie* ».

UC invite la Régie à demander au Distributeur qu'il présente en audience l'impact d'une hausse uniforme des prix des deux tranches en énergie. UC considère qu'une telle mise à jour peut être réalisée rapidement par le Distributeur sans qu'il ait à y consentir un effort déraisonnable. » [nous soulignons]

Demande :

18.1 En prenant en compte la hausse de 3,9 % demandée, veuillez déposer une estimation de l'impact d'une hausse uniforme des prix des deux tranches en énergie selon le niveau de consommation des clients D et DM.

Réponse :

Le tableau R-18.1 présente les impacts d'une hausse uniforme des prix de l'énergie aux tarifs D et DM par rapport aux tarifs proposés selon la stratégie actuelle.

Par rapport à la stratégie actuelle, une hausse uniforme des prix de l'énergie se traduirait en impacts supérieurs sur la facture des clients dont la consommation est plus faible. De façon plus spécifique, les clients dont le revenu se situe sous le seuil de faible revenu déterminé par Statistique Canada auraient une hausse de facture supérieure par rapport à la stratégie actuelle. De plus, puisqu'une hausse tarifaire uniforme affecterait davantage le prix de la 1re tranche du tarif que dans le cas de la hausse proposée, elle

viserait davantage la consommation sur laquelle les clients sont moins en mesure d'agir.

Le Distributeur demeure d'avis qu'il est toujours pertinent d'appliquer la stratégie tarifaire actuelle puisqu'elle permet d'atténuer l'impact de la hausse tarifaire pour les ménages à faible revenu tout en favorisant l'efficacité énergétique. Certains ménages à faible revenu dont la consommation est élevée pourraient néanmoins subir un impact tarifaire plus important. Cependant, le Distributeur compte sur ses ententes de paiement et ses mesures d'économie d'énergie destinées aux clients MFR pour que ces derniers aient à supporter des factures d'électricité généralement plus faibles.

Le Distributeur rappelle que dans sa décision D-2014-037, la Régie partageait l'avis du Distributeur à l'effet qu'une stratégie de hausse uniforme des prix de l'énergie des tarifs D et DM occasionnerait des impacts tarifaires plus importants pour les petits consommateurs, incluant les MFR, sans pour autant procurer un avantage significatif au reste de la clientèle.

Tableau R-18.1 :
Impacts d'une hausse uniforme des prix de l'énergie aux tarifs D et DM

Tarifs D et DM - Hausse de 3,9 %	Tarif 2014	Stratégie tarifaire actuelle		Scénario d'une hausse uniforme	
	Prix	Prix	Écart	Prix	Écart
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - 1re tranche (¢/kWh)	5,57	5,72	2,7%	5,81	4,3%
Prix de l'énergie - 2e tranche (¢/kWh)	8,26	8,72	5,6%	8,63	4,5%
Prime de puissance - hiver ($/kW)	6,21	6,21	0,0%	6,21	0,0%
Prime de puissance - été ($/kW)	2,52	3,15	25,0%	3,15	25,0%
Impact sur la facture de la clientèle aux tarifs D et DM	**Consommation annuelle (kWh)**	**Stratégie tarifaire actuelle**		**Scénario d'une hausse uniforme**	
		Impact		**Impact**	
Moyenne des clients D et DM	17 397	3,9%		3,9%	
Minimum (5e décile)	s.o.	1,3%		2,0%	
Médiane (50e décile)	s.o.	3,5%		3,8%	
Maximum (95e décile)	s.o.	4,7%		4,2%	
Moyenne des clients D	17 706	4,0%		3,9%	
Moyenne des clients DM	117 038	3,1%		3,7%	
Cas types d'habitation chauffée à l'électricité					
Client à la 1re tranche seulement	10 950	2,2%		3,5%	
Logement 5 ½	11 590	2,8%		3,6%	
Résidence unifamiliale					
111 m^2 (1 195 pi^2)	20 494	4,0%		4,0%	
158 m^2 (1 701 pi^2)	26 484	4,3%		4,1%	
207 m^2 (2 228 pi^2)	32 054	4,5%		4,2%	
390 m^2 (4 198 pi^2)	48 062	4,9%		4,3%	
Client avec puissance facturée (100 kW)	411 700	5,9%		4,9%	
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	4,0%		4,0%	
Consommations types mensuelles					
625 kWh	7 500	2,0%		3,2%	
750 kWh	9 000	2,1%		3,3%	
1 000 kWh	12 000	2,6%		3,6%	
2 000 kWh	24 000	4,2%		4,1%	
3 000 kWh	36 000	4,7%		4,2%	
4 000 kWh	48 000	4,9%		4,3%	
5 000 kWh	60 000	5,0%		4,3%	
Distribution des impacts d'une hausse de 3,9 % pour la clientèle aux tarifs D et DM		**Stratégie tarifaire actuelle**		**Scénario d'une hausse uniforme**	
		Fréquence		**Fréquence**	
Min ; 1,3 %		5%		2%	
1,3 % ; 1,8		6%		2%	
1,8 % ; 2,3 %		11%		3%	
2.3 % ; 2,8 %		10%		4%	
2,8 % ; 3,3 %		12%		10%	
3,3 % ; 3,7 %		13%		24%	
3,7 % ; 4,2 %		20%		52%	
4,2 % ; 4,7 %		19%		4%	
4,7 % ; Max		4%		0%	
Dispersion des impacts d'une hausse de 3,9 % en fonction du seuil de faible revenu		**Stratégie tarifaire actuelle**		**Scénario d'une hausse uniforme**	
		Sous le seuil de faible revenu	**Supérieur au seuil de faible revenu**	**Sous le seuil de faible revenu**	**Supérieur au seuil de faible revenu**
Minimum (5e décile)		1,2%	1,7%	2,0%	2,6%
Médiane (50e décile)		3,0%	3,7%	3,6%	3,9%
Maximum (95e décile)		4,4%	4,6%	4,1%	4,2%
Impact sur la clientèle aux tarifs D et DM par rapport à la stratégie tarifaire actuelle (revenus constants)		**Stratégie tarifaire actuelle**		**Scénario d'une hausse uniforme**	
		Fréquence	**Moyenne**	**Fréquence**	**Moyenne**
Baisse de facture		s.o.	s.o.	34,4%	-0,27%
Gel de facture		s.o.	s.o.	0,3%	0,00%
Hausse de facture		s.o.	s.o.	65,3%	0,61%
Total		s.o.	s.o.	100,0%	0,31%

Tarifs L et LG

19. Références : (i) Pièce B-0050, p. 83;
(ii) Pièce C-AREQ-0007, p.10.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente le texte en vigueur de l'article 5.21 du texte des tarifs.

Article 5.21 b) :
« b) *un montant correspondant à l'écart entre les sommes que le réseau municipal aurait obtenues si l'électricité du ou des clients concernés avait été facturée aux prix du tarif LG et les sommes réellement facturées au tarif L.*

Pour que le réseau municipal ait droit au remboursement, le client qui devient un client du réseau municipal ne doit pas avoir été un client du Distributeur à moins qu'il soit devenu un client du réseau municipal avec le consentement du Distributeur.

Si la puissance maximale appelée est inférieure à 4 300 kilowatts, le réseau municipal n'a droit à aucun remboursement.

Pour obtenir un remboursement, le réseau municipal doit fournir au Distributeur, pour chaque période de consommation, les pièces justificatives établissant son droit à un remboursement. » [nous soulignons]

(ii) L'AREQ indique qu'elle est en désaccord avec l'interprétation du Distributeur de l'article 5.21 b) et est d'avis que l'écart entre les tarifs L et LG devrait être compensé peu importe le niveau de puissance appelée du client. [nous soulignons]

Demande :

19.1 Veuillez valider la compréhension de la Régie à l'effet que selon le texte actuellement en vigueur, un réseau municipal ne reçoit pas de compensation entre les tarifs L et LG pour un client ayant une puissance de 4,3 MW et moins.

Réponse :

Le Distributeur confirme que la compréhension de la Régie est exacte.

L'application des tarifs M, L et LG et des crédits d'alimentation permet déjà aux réseaux municipaux de générer des revenus qui sont équivalents au remboursement prévu à l'article 5.21 pour l'alimentation de leurs clients qui ont des appels de puissance inférieurs à 4 300 kW.

Dispositions tarifaires visant le développement économique

20. Références : (i) Pièce C-ACEFO-0011, p. 25;
(ii) Pièce B-0107, p. 11;
(iii) Pièce B-0049, p. 12.

Préambule :

(i) Dans son mémoire, l'ACEFO mentionne :

« *La préoccupation principale de l'ACEFO concernant cette disposition tarifaire est de s'assurer que les clients résidentiels, incluant les ménages à faible ou moyen revenu, ne soient pas affectés par la réduction proposée.*

À ce sujet, l'ACEFO a demandé au Distributeur de fournir le coût à la marge du Distributeur sur la période d'application afin de comparer ce coût au coût du tarif L réduit de 20 %. En réponse à cette demande, le Distributeur renvoie l'intervenant à une réponse fournie à la Régie, soit la réponse 6.1, ainsi qu'au tableau R-6.1, où le Distributeur présente le coût à la marge pour chacune des années de 2015 à 2023.

Nous constatons que le coût à la marge présenté au tableau R-6.1 est nettement inférieur au coût évité fourni par le Distributeur pour les clients au tarif L. Par exemple, le coût à la marge de l'année 2015 est de 3,4 cents/kWh incluant un coût de puissance, alors que le coût évité de l'année 2015 est de 3,92 cents/kWh pour l'énergie seulement. » [nous soulignons]

(ii) À la réponse 6.1, le Distributeur explique comment le coût à la marge a été calculé :

« *Le coût à la marge du Distributeur est évalué sur la base des coûts évités en énergie et en puissance présentés à la pièce HQD-4, document 4 (B-0018) du présent dossier.*

Comme indicateur de coût évité de l'énergie, le Distributeur utilise la même méthodologie que celle proposée pour l'établissement du prix de l'option d'électricité additionnelle, soit la moyenne du coût évité en énergie de la période hivernale (4,8 ¢/kWh indexé à l'inflation) et du coût moyen de l'électricité patrimoniale (2,8 ¢/kWh), pondérée par le nombre d'heures où le Distributeur planifie procéder à des achats de court terme sur les marchés.

Comme indicateur de coût évité de la puissance pour la période d'hiver, le Distributeur utilise le signal de 20 $/kW-hiver indexé à l'inflation pour les hivers 2014-2015 à 2016-2017, et le signal de 45 $/kW-hiver indexé à l'inflation à compter de l'hiver 2017-2018. » [nous soulignons]

(iii) « *L'option d'électricité additionnelle (OÉA), introduite en avril 2006, consiste à offrir au client qui le souhaite l'opportunité de consommer, en dehors des heures de pointe du Distributeur, une quantité d'électricité qu'il n'aurait pas consommée autrement, à un prix combinant puissance et énergie et représentant le coût moyen des approvisionnements à la marge du Distributeur*. » [nous soulignons]

Demandes :

20.1 Veuillez justifier que l'utilisation du coût à la marge présenté au tableau R-6.1 est plus adéquate que l'utilisation du coût évité au tarif L de 3,92 ¢/kWh en 2015, tel qu'énoncé à la référence (i), afin de s'assurer que la réduction tarifaire proposée n'affectera pas négativement le reste de la clientèle.

Réponse :

Compte tenu du contexte énergétique actuel, l'approvisionnement d'une charge à la marge, qu'elle soit issue du tarif de développement économique (TDÉ) ou de l'option d'électricité additionnelle (OÉA), n'obligerait pas le Distributeur à procéder à des achats d'énergie sur les marchés de court terme pour l'ensemble des heures de l'hiver. Aux fins d'établissement des coûts évités pour le TDÉ et des prix de l'électricité de l'OÉA, le Distributeur propose donc de pondérer le signal de coût évité en énergie pour la période hivernale établi à 4,8 ¢/kWh[14] par le nombre d'heures où il prévoit devoir procéder à de tels achats.

Les coûts évités par usage et par catégories de clients présentés à l'annexe A de la pièce HQD-4, document 4 (B-0018), dont le coût évité de 3,92 ¢/kWh pour les clients au tarif L en 2015, sont quant à eux établis sur la base d'un signal de coût évité en énergie pour la période hivernale applicable à chacune des heures de l'hiver. Ces coûts évités sont notamment requis par le Distributeur afin d'évaluer la rentabilité de mesures d'économies d'énergie, lesquelles ont des effets à long terme contrairement au TDÉ qui est une mesure avec un impact immédiat et plus limité dans le temps.

De plus, le Distributeur tient à rappeler que les coûts évités par usages et par catégories de clients incluent également les coûts évités en puissance. Le coût à la marge de 3,4 ¢/kWh du TDÉ pour l'année 2015 inclut aussi une composante puissance afin de refléter la possibilité qu'une charge additionnelle issue du TDÉ puisse occasionner une hausse des besoins aux heures de pointe, ce qui ne peut être le cas pour l'OÉA puisque le Distributeur peut restreindre les ventes à cette option en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité de son réseau.

---

[14] **Voir la pièce HQD-4, document 4 (B-0018), page 5.**

20.2 Veuillez expliquer comment le coût à la marge de l'année 2015 de 3,4 cents/kWh, incluant un coût de puissance, peut être inférieur au coût évité de l'année 2015 de 3,92 cents/kWh pour l'énergie seulement, tel que noté à la référence (i).

Réponse :

Voir la réponse à la question 20.1.

20.3 Veuillez justifier que l'utilisation de la méthodologie proposée pour l'option d'électricité additionnelle soit également adéquate pour estimer le coût de l'énergie pour le tarif de développement économique, tel qu'énoncé à la référence (ii), compte tenu que l'option d'électricité additionnelle n'est offerte qu'en dehors des heures de pointe du Distributeur, telle qu'énoncée à la référence (iii), alors que le tarif de développement économique s'appliquerait également aux heures de pointe du Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 20.1.

.

ANNEXE A :

DOCUMENT DÉPOSÉ EN RÉPONSE À LA QUESTION 1.5

Québec

© Éditeur officiel du Québec

À jour au 1er novembre 2014
Ce document a valeur officielle.

chapitre F-5.1

LOI SUR LES FRAIS DE GARANTIE RELATIFS AUX EMPRUNTS DES ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX

1. La présente loi s'applique à un organisme gouvernemental dont la loi prévoit la possibilité pour le gouvernement de garantir les emprunts sur le fonds consolidé du revenu.

Pour l'application de la présente loi, est un organisme gouvernemental l'organisme dont le gouvernement ou un ministre nomme la majorité des membres, dont la loi ordonne que le personnel soit nommé suivant la Loi sur la fonction publique (chapitre F-3.1.1) ou dont le fonds social fait partie du domaine de l'État.

1991, c. 46, a. 1; 1999, c. 40, a. 142; 2000, c. 8, a. 242.

2. Un organisme gouvernemental paie au ministre des Finances, pour chacun de ses exercices financiers se terminant après le 31 décembre 1991, au plus tard le dernier jour ouvrable du premier trimestre de l'exercice, des frais de garantie correspondant à 0,5% du solde du capital de ses emprunts garantis par le gouvernement sur le fonds consolidé du revenu et en cours à la fin de l'exercice précédent, tel qu'il apparaît à ses états financiers. Pour le calcul de ces frais, on doit déduire du solde du capital des emprunts les montants affectés aux fonds d'amortissement afférents à ces emprunts.

Toutefois, pour un exercice financier commencé en 1991 et se terminant en 1992, les frais de garantie que doit payer l'organisme gouvernemental s'établissent en proportion des mois à courir du 1er janvier 1992 jusqu'à la fin de cet exercice. Ces frais sont payables au ministre des Finances au plus tard le 31 mars 1992.

1991, c. 46, a. 2.

3. Le ministre des Finances est chargé de l'application de la présente loi.

1991, c. 46, a. 3.

4. *(Omis).*

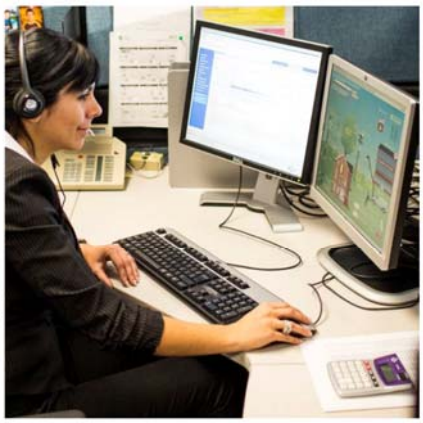
1991, c. 46, a. 4.

ANNEXE ABROGATIVE

Conformément à l'article 9 de la Loi sur la refonte des lois et des règlements (chapitre R-3), le chapitre 46 des lois de 1991, tel qu'en vigueur le 1er mars 1992, à l'exception de l'article 4, est abrogé à compter de l'entrée en vigueur du chapitre F-5.1 des Lois refondues.

ANNEXE B :

DOCUMENT DÉPOSÉ EN RÉPONSE À LA QUESTION 2.1



BALISAGE DES PROGRAMMES D'AIDE AU PAIEMENT DE LA FACTURE D'ÉNERGIE

ALIMENTER L'AVENIR

Présentation au Comité Orientations Stratégiques
Équipe SCGR
16 avril 2014

Hydro Québec Distribution

ALIMENTER L'AVENIR

Balisage – Programmes MFR

- 3 types de programmes :
  1. Programmes ciblés pour aider au paiement de la facture
  2. Modalités de quittance d'arriérés (incluant les ententes de paiement)
  3. Programme de réduction de la consommation (efficacité énergétique)
- La description des divers types de programmes avec exemples
- Les sources

ALIMENTER L'AVENIR

1. Programme d'aide : définition et exemples

Les programmes d'aide au paiement de la facture la rendent abordable pour le client MFR

La facture est abordable si elle a un poids raisonnable dans le budget du ménage. Le rabais sur la facture est calculé à partir du revenu du ménage. Voici deux types de programmes et des exemples

a. <u>calculé individuellement</u>

- Exemples : La facture ne dépasse pas un pourcentage du revenu
  - 3 % pour les non TAE et 6 % pour les TAE (Universal Service Fund – New Jersey)
  - 7 % si revenu = 0 à 50 % du seuil de pauvreté
    8 % si revenu = 51 à 100 %
    10 % si revenu = 101 à 150 %
    (Customer Assistance Program – Pennsylvanie)
  - Un programme à 4 options qui inclut le pourcentage du revenu et 50 % de la facture mensuelle. Il offre l'option la plus avantageuse pour le client sans être inférieur à l'historique de paiement des 12 derniers mois. (Customer Assistance Columbia Gas – Pennsylvanie)

ALIMENTER L'AVENIR

1. Programme d'aide : définition et exemples (suite)

b. <u>calculé par tranches de revenu</u>. Certains clients auront plus d'aide que nécessaire et d'autres pas assez pour rendre la facture abordable.

- Exemples :
  - 5 niveaux de rabais de 8 à 77 % sur la première tranche de la facture (750 kWh) basés sur le ratio du revenu sur le seuil de pauvreté (de 0 à 175 %). Le nombre de niveaux semble atténuer les excès et manques de soutien. (Electric Assistance Program – New Hampshire)
  - 3 niveaux de rabais de 40 à 60 % de la facture basé sur la taille du ménage exprimée en unités de consommation* et le type de tarif. (ÉDF – France)

- La clientèle ciblée doit être identifiée habituellement par un organisme gouvernemental.

* un adulte = une unité de consommation

2. Quittance des arriérés : définition et exemples

ALIMENTER L'AVENIR

La quittance des arriérés permet aux clients à faible revenu de repartir à neuf. Elle prend plusieurs formes :

- Quittance complète sur bonnes habitudes de paiement
  - À raison de 1/24 de la dette par mois sur 24 mois sur paiement de la facture abordable avec possibilité de rattraper des manquements sur les 12 mois suivants. (Low Income Rate – National Fuel – Pennsylvanie)
  - Après 12 mois de paiement sans faille de la facture abordable (Universal Service Fund – New Jersey)
- Par l'ajout d'un montant de remboursement à la facture abordable
  - Avec encouragement du programme
    - Pour chaque 1 $ de remboursement, l'entreprise radie 3 $ sur 4 ans. (Customer Assistance Program – Pennsylvanie)
  - Sans encouragement
    - Ajout de 5 $ de remboursement au paiement mensuel abordable sur 6 ans
- Programme gouvernemental séparé :
  - Fonds de solidarité pour le soutien du remboursement des impayés (ÉDF – France)

ALIMENTER L'AVENIR

3. Réduction de la consommation

La réduction de la consommation permet de :

- réduire la facture à la source de façon durable.
- éviter la radiation de sommes impayées.

ALIMENTER
L'AVENIR

Sources

- Application du tarif social - France
  http://vosdroits.service-public.fr/particuliers/F10580.xhtml
- Commission pour la régulation de l'énergie « Actes du Colloque - La précarité énergétique : comprendre pour agir » Mars 2012
- New Hampshire Electric Assistance Program
  http://www.puc.nh.gov/consumer/electricassistanceprogram.htm
  http://www.puc.nh.gov/Electric/Report%20on%202013%20SBC%20Report%20to%20Legislature%2010-1-13.pdf
- Pennsylvania Energy Assistance programs
  http://www.puc.state.pa.us/consumer_info/electricity/energy_assistance_programs.aspx
- Universal Service Fund – State of New Jersey
  http://www.state.nj.us/bpu/residential/assistance/usf.html
  http://www.nj.gov/dca/divisions/dhcr/offices/energy.html