

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 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'écart 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.
- 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.
- 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.

- 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.
- 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.

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;
- PGEE.

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.

- 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.
- 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.

- 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 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.
- 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 ».

DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES

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

Préambule :

« Selon UC, des ententes de paiement offertes à la clientèle régulière 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'amointrissement des « frais d'administration », ainsi que la réduction des montants exigibles lors du premier versement de l'entente.

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.

[...]

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.

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

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
<u>% annuel</u>	<u>% mensuel</u>
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 61 ^e 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.

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.

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.

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 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.

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'efficacité nets du projet SOGEM sont intégrés à l'efficacité 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'efficacité 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. »

MS (actualisés 2013)	SOGEM
Investissements	(15,7)
Charges d'exploitation	(11,1)
Gains d'efficacité	40,4
Valeur actualisée nette	13,7

Demandes :

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

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)).

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		Année témoin 2015	Cumulatif	Travaux préparatoires	2012	2013	2014	2015	Cumulatif	Annuel 2015	Cumulatif
				D-2014-037	Année de base										
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'écart-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'écart-Projets majeurs ³	(3,5)	(5,1)	9,2	-	(6,8)	7,2	1,0	(5,2) ³	5,5 ^{3,5}	-	-	-	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'écart-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	(0,9)	(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	74,5	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	(31,4)

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.

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.

- 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.

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

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.

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 :*

1° 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.

2° 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.

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

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.

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. [...] »

Demande :

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

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.

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 coûts supplémentaires pour le Distributeur qui doit alors refaire l'ingénierie du projet. 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. » [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.

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 3^e tranche en énergie.

« Compte tenu de l'objectif principal d'accroître le signal de prix, seule une 3^e 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 3^e 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 3^e tranche d'énergie²⁶

Impact par rapport à la structure à 2 tranches	3 ^e tranche à 60 kWh/jour		3 ^e tranche à 100 kWh/jour		3 ^e 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 3^e 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 3^e tranche en énergie au tarif D, selon divers scénarios. 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 3^e tranche en énergie. Veuillez ajouter, le cas échéant, une analyse spécifique pour les ménages à faible revenu.
- 17.2 Veuillez présenter l'impact de l'introduction d'une 3^e tranche en énergie au tarif D, selon divers scénarios.

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 2^e tranche en énergie que le prix de la 1^{re} 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.

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.

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.
- 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).
- 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.