RÉGIE DE L'ÉNERGIE

QUÉBEC

NO : R-3776-2011

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2012-2013

HYDRO-QUÉBEC
(ci-après le «DISTRIBUTEUR»)

Demanderesse

et

L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ
(ci-après « AQCIE »)

et

LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC
(ci-après « CIFQ »)

Intervenants

MÉMOIRE DE L'AQCIE et DU CIFQ

Les sujets annoncés par l'AQCIE et le CIFQ dans leur demande d'intervention qui ont été acceptés par la Régie sont les suivants :

A) Les modalités de disposition du compte d'écarts relatifs au coût de retraite;

B) Le traitement réglementaire des projets supérieurs à 10 M$ et non autorisés;

C) Les paramètres du modèle d'établissement des charges d'exploitation;

D) Les dépenses nécessaires à la prestation du service et la justesse des prévisions des revenus requis en regard de leur évolution au cours des dernières années;

E) Concernant le PGEÉ, la réintroduction des volets modernisation du programme d'offre intégrée pour les systèmes industriels;

F) L'augmentation tarifaire proposée à l'égard du tarif M;

G) La demande de modification du tarif de rodage des nouveaux équipements pour les clients au tarif L;

H) La demande d'abrogation du tarif de transition destiné aux titulaires d'un contrat spécial (section 4 du chapitre 5 des tarifs et conditions du Distributeur).

Nous formulons ci-après des commentaires et recommandations sur chacun des ces sujets.

A. LES MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE D'ÉCARTS RELATIFS AU COÛT DE RETRAITE

Nous sommes satisfaits des modalités proposées par le Distributeur.

B) LE TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M$ ET NON AUTORISÉS;

Nous comprenons de la présentation du Distributeur et de ses réponses à la demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ qu'il entend, dès le dépôt d'un dossier tarifaire donné, inclure dans sa base tarifaire les coûts qu'il a encourus en lien avec un projet qui ne serait pas encore autorisé, et inclure les charges afférentes à ces coûts (amortissement et rendement) dans les revenus requis de l'année témoin. Dans la mesure où ce projet serait approuvé avant la prise en délibéré du dossier tarifaire, un tel procédé ne causerait pas problème; dans le cas contraire, les charges afférentes à ce montant seraient retirées des revenus requis et placées dans un compte de frais reportés hors base portant intérêt.

Nous comprenons par ailleurs qu'étant donné l'existence de tels comptes sur une base *ad hoc*, le compte de frais reportés proposé permettrait de remplacer une multitude de comptes par un seul. Cet objectif nous semble louable, dans la mesure où l'information spécifique à chaque projet continuera d'être présentée; pour les fins des dossiers tarifaires, nous ne pourrions pas nous satisfaire d'un sommaire général du compte de frais reportés, sans connaître les sommes spécifiques à chaque projet.

Cela dit, nous nous questionnons sur la nature des charges qui seront déposées dans le compte de frais reportés proposé. Nous traçons ici un parallèle avec le dossier R-3698-2009 sur l'ajout de condensateurs, cité par le Distributeur à titre d'exemple de compte de frais reporté *ad hoc* qui serait remplacé par celui qui est proposé au présent dossier. Dans sa décision finale sur cet autre dossier (D-2009-81), datée du 30 juin 2009, la Régie, en plus d'avoir autorisé le projet, a permis au Distributeur d'inscrire à un compte de frais reportés le *coût réel des actifs qui seront mis en service en 2009 et 2010, les frais d'exploitation ainsi que toutes les autres dépenses qui seront engagées dans le cadre du Projet.*

Ainsi, les modalités proposées ici ne sont pas les mêmes que celles proposées dans le cas des condensateurs (R-3698-2009). En effet, dans ce dernier cas, ce sont les coûts de l'actif qui entraient dans le compte de frais reportés, et ce, une fois que le projet a été adopté, alors que dans le présent dossier, le Distributeur propose de laisser ces coûts dans la base de tarification et d'inclure les charges afférentes (amortissement et rendement) dans le compte de frais reportés.

Autrement dit, la formule proposée par le Distributeur lui permettrait de réaliser un rendement sur des actifs avant qu'ils ne soient autorisés. À notre avis, les montants déboursés par le Distributeur pour un actif, tels les coûts de projets supérieurs à 10 M$, ne devraient générer du rendement qu'à partir du moment où ils sont autorisés par la Régie, lorsque la Régie aura jugé ces actifs *prudemment acquis et utiles à l'exploitation d'un réseau de distribution.*

Quant aux projets OSC et CATVAR, la création de comptes de frais reportés y relatifs a été autorisée dans les décisions autorisant ces projets, soit D-2011-58 et D-2011-86, respectivement. Contrairement au dossier sur les condensateurs, toutefois, les frais afférents ont été déposés dans ces comptes de frais reportés. Quoi qu'il en soit, le principe est le même : aucun rendement n'a été déposé dans un compte de frais reportés avant que le projet ne soit adopté puisque le projet est approuvé en même temps que le compte de frais reportés.

Ainsi, si la Régie accepte de créer le compte de frais reportés demandé, tant que la décision sur l'investissement n'aura pas été rendue, seules les charges d'amortissement devraient se retrouver dans le compte de frais reportés; un rendement pourrait par ailleurs être calculé et versé à ce compte, mais uniquement lorsque le projet aura été autorisé.

C) LES PARAMÈTRES DU MODÈLE D'ÉTABLISSEMENT DES CHARGES D'EXPLOITATION;

À la section 1.1.2.1 (page 9) de la pièce HQD-7, Doc-1, le Distributeur revient sur les critères acceptés par la Régie dans sa dernière décision tarifaire afin d'établir un élément spécifique. En effet, le Distributeur demande à la Régie que le seuil minimal de 5 M$ qu'elle a proposé pour l'établissement d'un nouvel élément spécifique ne s'applique qu'à l'égard de trois types de coûts – les coûts qui rencontrent l'un des trois premiers critères – et non aux éléments spécifiques créés en raison du quatrième critère, à savoir un « coût temporaire découlant de projets d'investissements et/ou générant des gains ». Le Distributeur reconnaît donc implicitement la pertinence d'un seuil pour les trois autres critères, dont le premier : *« coût hors du contrôle du Distributeur »* (ex. coût de retraite).

Parallèlement, à la section 1.1 (page 6) du même document, le Distributeur indique qu'il a procédé au reclassement de 2,1 M$ de la portion des coûts de retraite incluse dans les frais corporatifs « *afin qu'il soit pris en compte dans l'établissement du compte d'écarts relatif au coût de retraite.* »

La prolifération des éléments spécifiques rend plus complexe l'analyse des dossiers tarifaires et la Régie a imposé un seuil minimal de 5 M$ pour la limiter. De même, il peut devenir complexe de suivre l'évolution des charges sur plusieurs années lorsque l'on procède à des reclassements. Ainsi, bien que nous soyons d'accord avec le présent reclassement, dans la mesure où il permet de mieux regrouper les charges de retraite qui, comme l'indique le tableau R-2.1 déposé par le Distributeur en réponse à la demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, se retrouvent à plusieurs rubriques des revenus requis, il faudrait éviter que les reclassements prolifèrent. Nous invitons la Régie à inciter le Distributeur à limiter le plus possible ce type de reclassement de coûts inférieurs au seuil de 5 M$, dans les prochains dossiers tarifaires.

D) LES DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE ET LA JUSTESSE DES PRÉVISIONS DES REVENUS REQUIS EN REGARD DE LEUR ÉVOLUTION AU COURS DES DERNIÈRES ANNÉES;

Depuis 2007, le Distributeur profite d'écarts prévisionnels – les écarts, au niveau des revenus et des coûts, entre les montants réels et les prévisions faites lors de dossiers tarifaires – qui lui sont favorables et qui sont sans cesse grandissants. Si l'on tient compte de tous les

dossiers tarifaires depuis R-3492-2002, le Distributeur aurait bénéficié d'un trop-perçu de l'ordre de 195 M$, dont 171,4 M$ pour la seule année 2010.

Dans son rapport, notre analyste, Me Olivier Charest, examine ces écarts en détail, surtout en ce qui a trait à ceux de l'année 2010; il se peut par ailleurs qu'il complète son analyse pour les années antérieures en fonction des réponses additionnelles fournies par le Distributeur à notre demande de renseignements, suite à la décision D-2011-70.

Notre analyste conclut qu'à terme, la meilleure solution au problème des écarts prévisionnels est la fermeture réglementaire de livres assortie d'un mécanisme de partage entre le Distributeur et ses clients. Dans l'intervalle, il suggère aussi qu'une série de comptes d'écart soient mis en place, et que la Régie procède à une réduction forfaitaire des revenus requis du Distributeur pour l'année 2012, dont le montant serait à la discrétion de la Régie et dépendrait de la mise en place de comptes d'écart ; il suggère comme point de départ une réduction forfaitaire de 49 M$, soit la moyenne des écarts favorables des cinq dernières années. Nous endossons ces recommandations.

E) CONCERNANT LE PGEÉ, LA RÉINTRODUCTION DES VOLETS MODERNISATION DU PROGRAMME D'OFFRE INTÉGRÉE POUR LES SYSTÈMES INDUSTRIELS;

Dans sa décision D-2011-028, la Régie réduisait de manière importante, de 40 à 20 M$, les budgets dédiés à l'efficacité énergétique pour les systèmes industriels. C'est d'ailleurs avec beaucoup d'étonnement et une grande déception que les membres de l'AQCIE et du CIFQ recevaient cette décision, conscients des impacts qu'elle aurait sur les efforts consacrés à l'amélioration de la performance énergétique de leurs installations et de leur compétitivité à ce chapitre.

Les membres des associations industrielles ne s'expliquent toujours pas la décision de la Régie de réduire le budget de l'OIEÉSI. En effet, pour les industriels, la nouvelle proposition d'offre intégrée du Distributeur s'inscrivait tout à fait dans la continuité des programmes antérieurs qui avaient été autorisés depuis 2003 par la Régie. De plus, le budget prévu pour 2011 à l'intention des grandes industries, établi à 22 M$, se comparait à ceux des années passées. Au motif qu'une partie importante des subventions versées au programme n'était pas établie sur la base du surcoût des mesures, la Régie jugeait qu'il s'agissait là d'aide à la commercialisation. Il s'agit pourtant d'une approche conforme aux pratiques observées chez les distributeurs en Amérique du Nord, ainsi qu'en atteste le Distributeur.

La coupure des budgets de l'OIEÉSI a entraîné des conséquences non négligeables pour les entreprises et pour l'économie du Québec. Effectivement, il faut comprendre qu'un projet dont l'investissement doit être porté aux immobilisations de l'année (CapEx) peut, face à des incertitudes quant à sa réalisation et à l'obtention de son financement, tout simplement être abandonné au profit d'un autre qui n'est aucunement en lien avec l'efficacité énergétique. De plus, une réduction majeure du financement des programmes pour les grandes industries a entraîné un ralentissement marqué dans leurs efforts en efficacité énergétique et possiblement un recul de leur compétitivité face aux entreprises de leurs secteurs opérant dans d'autres juridictions.

Mais surtout, l'objectif de réduction de la consommation du Distributeur s'en trouve affecté alors que, pourtant, les programmes de la grande industrie présentent un des meilleurs rendements coût/bénéfice.

Finalement, ce sont près de 40 M$ qui n'auront pas été investis dans l'économie du Québec. Certains de nos membres nous ont d'ailleurs confirmé que les investissements prévus ont été réalisés dans des usines à l'extérieur du Québec. Pour d'autres, il y a même eu abandon de projets déjà en marche, la rentabilité de l'investissement n'étant plus atteinte sans subvention.

Les associations industrielles espèrent que le maintien des volets *analyse et mesures prescriptives* aura permis de soutenir le momentum en efficacité énergétique et que la rupture temporaire, souhaitons-le, dans les volets *modernisation* n'entrainera pas de démobilisation dans les usines.

Les associations, elles, recommandent que les programmes d'efficacité énergétique dans leur secteur soient flexibles, voire même développés en fonction de sous-secteurs et que les orientations en cette matière soient discutées avec les clients et les autres acteurs pouvant contribuer de manière significative à l'atteinte des objectifs : pensons notamment aux manufacturiers d'équipement mais également aux agences gouvernementales qui consacrent elles aussi des budgets importants à l'efficacité énergétique ; la concertation devient de plus en plus la norme dans les autres juridictions, il est important que le Québec agisse en ce sens également. Enfin, elles demandent que les limitations sur le financement d'activités en efficacité énergétique pour une entreprise, tant de soutien à l'analyse que de soutien à l'investissement, soient revues régulièrement et rehaussées si nécessaire afin de ne pas entraver la réalisation du plein potentiel en efficacité énergétique. Il serait illogique qu'en raison d'un plafond établi arbitrairement, une entreprise et l'ensemble des usagers soient privés de la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique. Il faut être conscient que les entreprises (ou encore certains procédés industriels) n'ont pas toutes les mêmes possibilités de réduction et qu'il faut réaliser celles qui peuvent l'être selon le meilleur rapport coût/bénéfice.

Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur demande à la Régie d'autoriser un budget de 47 M$ pour l'OIEÉSI dans lequel est prévue notamment la réintégration des volets *modernisation* et *modernisation grands projets* à l'offre de programmes. Les industriels appuient la demande du Distributeur et sont d'avis que ces volets sont essentiels à la réalisation de leur plein potentiel en efficacité énergétique. D'ailleurs, comme le souligne le Distributeur, les économies d'énergie provenant de ce type de programmes représentent 60 % des gains totaux anticipés sur la période 2011-2015.

Les affirmations du Distributeur quant à l'utilisation de ce type de programmes par de nombreuses utilités publiques nord-américaines sont largement documentées et confirmées par différentes études de l'American Council for an Energy Efficiency Economy. Dans un sondage auprès de distributeurs nord-américains, dont les résultats ont été rendus publics en 2009, il est mentionné qu'au cours de la dernière décennie le recours à l'utilisation des programmes spécifiques (Custom programs) s'est largement répandu. Il y est notamment écrit :

> *« A near universal consensus was that, while custom programs tend to be more expensive to administer, they are the best way to reach the industrial sector and help industrial customers meet their most complex needs. Though these programs cost more and*

> *require greater resources to administer, they can often achieve savings that prescriptive programs cannot. Conversely, prescriptive programs are ineffectual at achieving savings outside of their particular technology-based scope. Industrials customers with needs outside of this scope are thus not adequately served by prescriptive programs. »*[1]

Qui plus est, une récente étude, publiée en juin dernier, corrobore cette tendance en décrivant des pratiques spécifiques des distributeurs en matière de programmes d'efficacité énergétique. On peut notamment y lire :

> *« The 'deeper, then broader' idea is implicit in the way efficiency is done in Vermont, where it allows Efficiency Vermont to allocate funds where they can buy the most long-term energy savings with each dollar. Relative to other program administrators, they do more custom projects, and they are not limited to working with prescriptive measures and prescriptive projects. This allows incentives to be entirely negotiated with the customer, effectively buying down the cost of the project until it becomes an attractive investment for them.*
>
> *In New York, NYSERDA's commercial and industrial programs mainly aim toward systems approaches and performance based-programs, rather than device- or rebate-focused approaches. »*[2]

Enfin, l'approche du Distributeur dans son volet *modernisation - grand projet* est appuyée par les pratiques reconnues en matière de conception de programmes en efficacité énergétique pour le secteur industriel selon plusieurs études. En effet, il est reconnu que les industriels ne prennent pas leurs décisions d'investissement en efficacité énergétique séparément des investissements dans les autres aspects de leurs opérations. De ce point de vue, ils agissent différemment des secteurs résidentiel ou commercial. Il est donc essentiel, pour proposer des programmes efficaces pour ce secteur, de bien comprendre comment les industriels prennent leurs décisions d'investissement. Le rapport de l'ACEEE, *Trend in industrial investment decision making*, publié en septembre 2008, apporte un éclairage intéressant sur cet aspect. Il y est notamment mentionné :

> *«Currently industrial energy efficiency programs concentrate efforts on improving efficiency in currently operating plants. It is evident that retrofitting equipment and practices in existing industrial firms has limited total potential. Investments for energy efficiency achieve the greatest benefits when incorporated into new plant or before extensive refits of existing facilities. »*[3]

---

[1] Trends in industrial energy efficiency programs : Today's leaders and directions for the future, Anna K. Chittum, R. Neal Elliot and Nate Kaufman, September 2009, report number IE091, ACEEE, page 24.
[2] Energy efficiency resources standards : State and utility strategies for higher energy savings, Seth Nowak, Martin Kushler, Michael Sciortino, Dan York and Patti Witte, June 2011, Report number U113, ACEEE, page 11.
[3] Trends in industrial investment decision making, R. Neil Elliot, Ph. D., Anna Monis Shipley and Vanessa McKinney, September 2008, ACEEE, Report number IE081, page 3.

Cette affirmation appuie l'approche proposée par le Distributeur de participer financièrement aux transformations majeures par son volet *modernisation grand projet*.

La lecture de ces rapports et l'examen des programmes d'efficacité énergétique d'autres juridictions démontrent bien que l'approche du Distributeur ne diverge pas des pratiques généralement reconnues en matière d'efficacité énergétique et même qu'elle est plutôt conservatrice. D'autres se montrent beaucoup plus agressifs notamment en gestion de l'énergie, en optimisation des procédés et même au chapitre de la sensibilisation du personnel.

Nous appuyons donc sans réserve les propositions du Distributeur à cet égard.

F) L'AUGMENTATION TARIFAIRE PROPOSÉE À L'ÉGARD DU TARIF M;

Si la Régie approuve les propositions du Distributeur dans le présent dossier et dans celui des IFRS (R-3768-2011), certains de ses clients assujettis au tarif M verront leur facture augmenter de 4,6% cette année.[4] En fait, si ces propositions sont approuvées, certains clients du tarif M auront subi une hausse cumulative de 9,4 % sur la période 2008-2012, contre 0,42 % de hausse chez les trois quarts des clients de cette catégorie.[5] Autrement dit, la hausse moyenne des factures des clients du tarif M de 3% depuis 2008 aura surtout été supportée par un petit groupe de clients, alors que les trois quarts des clients n'auront même pas vu leur facture augmenter de 0,5 %. À terme, la hausse pourrait atteindre 40 % pour les clients les plus touchés.[6].

Qui compose ce groupe? Nous ne le savons pas exactement. Ce que nous savons, en nous basant sur le tableau 6 de la pièce HQD-12, Doc-2, c'est que depuis 2008, le prix de la première tranche d'énergie (210 000 kWh) a diminué et que la prime de puissance est demeurée la même, alors que le prix de la deuxième tranche d'énergie a augmenté d'environ 9%, et que si la proposition du Distributeur est acceptée pour l'année 2012-2013, le prix de la première tranche aura augmenté de 0,2%, celui de la prime de puissance, de 0,7%, alors que celui de la deuxième tranche aura augmenté de 17,4%.

Concrètement, cela signifie que les clients les plus touchés par la hausse des trois dernières années sont ceux qui, au sein du tarif M, consomment le plus d'énergie (les *« gros M»*) sans toutefois consommer suffisamment pour bénéficier du tarif L.[7] En fait, plus la deuxième tranche d'énergie est importante dans la consommation totale d'un client, plus la hausse de sa facture sera importante, puisque la hausse a été portée presque uniquement sur le prix de la deuxième tranche d'énergie. C'est ce qui explique que la hausse des factures de 2008 à 2012 atteindrait, selon la proposition du Distributeur :

- 9,4 % chez le(s) client(s) le(s) plus touché(s);

---

4 HQD-12, doc-2, page 19

5 HQD-14, doc-4, réponses aux demandes de renseignements de l'AQCIE-CIFQ, pages 12 et 13

6 Dossier R-3740-2010, notes sténographiques, volume 1, 7 décembre 2010, page 36

7 Par ailleurs, considérant l'impact de la hausse de la deuxième tranche d'énergie sur leur facture, nous pouvons nous attendre à ce que leur facteur d'utilisation soit relativement élevé, mais nous n'avons pas de données pour appuyer cette conclusion.

- 8,4%, en moyenne, chez les 100 clients les plus touchés; et
- 5,5%, en moyenne, chez l'ensemble des clients consommant tous les mois de l'énergie de la deuxième tranche.

Par ailleurs, selon les réponses données par le Distributeur à notre demande de renseignements[8], 74 % des clients du tarif M ne consomment jamais d'énergie dans la deuxième tranche (leur consommation a toujours été inférieure à 210 000 kWh par mois depuis 2008). Ceux-là ne subissent donc pas les effets de la hausse de 17 % du prix de la deuxième tranche, ce qui explique que la hausse cumulative qu'ils auront subie en quatre ans, si la présente proposition du Distributeur est acceptée, n'aura été que de 0,42 %.

Or, à une période où le Distributeur baigne dans les surplus d'énergie – surplus qui, par ailleurs, vont subsister pendant plusieurs années encore – on peut se demander si une telle politique demeure opportune, en 2012. En effet, ces surplus sont tellement importants que, depuis quatre ans, le Distributeur paie des pénalités très élevées à TransCanada Energy plutôt que d'acheter son électricité (en plus de payer une somme pour les coûts en capital de la centrale) et que si le Distributeur demande à TCE de repartir sa centrale de Bécancour dans quelques années, ce ne sera pas pour assurer des besoins en énergie, mais uniquement pour faire face à des besoins en puissance durant l'hiver.

Dans un tel contexte, on est en droit de se demander pourquoi on désavantage les *« gros M »* lesquels ont habituellement un facteur d'utilisation élevé – dans l'optique où ils permettent au Distributeur d'écouler ses surplus d'énergie, sans utiliser trop de puissance pour ce faire.

Genèse de la réforme tarifaire

Pour répondre à cette question, il faut revenir à l'année 2005, soit l'année où la charge locale a atteint les 165 TWh d'électricité patrimoniale. À cette époque, la réduction de la consommation de l'énergie prenait tout son sens puisque les kWh consommés au-delà de l'énergie patrimoniale l'étaient à un coût beaucoup plus élevé : en effet, plutôt de que payer 2,79¢ par kWh additionnel, le Distributeur allait alors devoir payer 6,5 ¢ (selon ses prévisions de l'époque)[9]. En fait, lorsque la réforme a véritablement été implantée, par la décision D-2008-24, le coût évité en énergie était de 8,47 ¢/kWh.

Certains moyens avaient été mis en place pour économiser ces précieux kWh; on pense notamment au PGEÉ, dont la conception remonte encore plus loin dans le temps. Un autre moyen était une réforme des tarifs. Dans sa décision D-2005-34[10], la Régie paraphrase la position du Distributeur sur ce sujet :

> *«Dans son analyse de la structure des tarifs généraux, le Distributeur explique comment les composantes fixes (prime de puissance et redevance) et variables (prix de l'énergie) des tarifs informent les clients quant à l'impact de leur comportement*

---

8 *Supra,* note 2

9 Décision D-2005-34, rendue par la Régie le 24 février 2005 dans le dossier R-3541-2004, page 143

10 *Ibid.*

> *énergétique sur ses coûts et qu'il est donc primordial que ces composantes reflètent la structure des coûts du service.*
>
> *(...)*
>
> *Un **signal de prix** favorisant l'efficacité énergétique devrait utiliser les coûts marginaux de long terme dans la détermination de l'évolution prochaine des composantes des tarifs généraux. La facturation des coûts de fourniture en énergie permet justement d'assurer le reflet des coûts marginaux d'approvisionnement à plus long terme dans la composante la plus élastique du tarif. Une modification des structures tarifaires, en faisant porter les hausses sur l'énergie, soit la partie la plus élastique de la facture du client, laisserait à celui-ci la possibilité de diminuer l'impact des hausses tarifaires sur sa facture. Par ailleurs, ceci permettrait d'assouplir la contrainte que représente la puissance lors des baisses de consommation.*
>
> *(...)*
>
> *À l'intérieur du volume d'électricité patrimoniale, le coût moyen de la fourniture du Distributeur est de 2,79 ¢/kWh, mais ce coût moyen augmentera à mesure que les nouveaux approvisionnements, dont le coût est estimé à 6,5 ¢/kWh, s'ajouteront au volume patrimonial. Une augmentation de la composante énergie transmet donc un signal de prix cohérent avec les coûts marginaux, ce qui favoriserait une utilisation plus efficace des ressources. » (pages 142- 143) »*

La Régie a d'ailleurs avalisé cette position qui, à cette époque, considérant les perspectives de besoins de nouveaux approvisionnements en énergie, était pleine de sens :

> *«La Régie est en accord avec les principes de signal de prix et de continuité établis par le Distributeur. Le Distributeur conclut de son analyse que pour les tarifs généraux, les proportions puissance/énergie des structures au 1er avril 2004 sont très proches de celles des structures des coûts de service. La Régie est en accord avec cette conclusion pour ce qui est de l'état actuel des tarifs.*
>
> *Pour ce qui est du long terme, comme le prix de la fourniture deviendra une partie plus importante du coût de la facture, il est souhaitable que les composantes continuent de refléter la structure des coûts du service. Un bon signal de prix incite les clients à adopter un comportement favorisant l'efficacité énergétique. La Régie est d'avis que les modalités des structures tarifaires doivent évoluer de façon à refléter de façon adéquate la structure des coûts marginaux de long terme. »*

Cela dit, la Régie a tout de même exprimé certaines réserves : sachant qu'elle basait sa décision sur des prévisions qui pouvaient se révéler inexactes, elle a cru bon de préciser qu'elle

devrait *analyser ces transformations à chaque étape* et que le Distributeur devrait *proposer les modifications qui s'imposent afin d'adapter la structure tarifaire aux nouvelles réalités des marchés et des coûts*:

> *« Comme pour les tarifs domestiques, la modification des structures tarifaires entraîne différents impacts sur les clients d'un même tarif. Comme des changements, mêmes minimes, sur un élément de la structure d'un tarif ont des répercussions sur les autres éléments de ce tarif, la Régie doit s'engager dans toute réforme avec prudence et analyser ces transformations à chaque étape avant d'entreprendre de nouvelles modifications.*
>
> *La Régie demande au Distributeur de mettre à jour l'étude sur l'évolution des structures tarifaires et de faire le point, lorsque les choix relatifs aux méthodes d'allocation des coûts de transport et de fourniture auront été finalisés, de façon à vérifier que les tarifs continuent de répondre aux principes tarifaires de base et sont bien adaptés au contexte du jour. Dans le cas contraire, le Distributeur devra proposer les modifications qui s'imposent afin d'adapter la structure tarifaire aux nouvelles réalités des marchés et des coûts. »*
>
> [Nous soulignons]

Impact sur les différents clients et logique de la réforme en 2012

Dans cette optique, il est pertinent de se questionner sur les *différents impacts sur les clients d'un même tarif*. Nous nous référons à ce sujet au tableau R-4.1-c déposé par le Distributeur en réponse à la question 4 de notre demande de renseignements[11] :

---

[11] HQD-14, Doc-4, page 13. Une note méthodologique : même si ce n'est pas dit explicitement, nous comprenons que la deuxième catégorie de clients, soit ceux dont la « Consommation a déjà dépassé 210 000 kWh/mois », exclut ceux de la troisième catégorie, à savoir ceux dont la consommation dépasse ce seuil à tous les mois.

Tableau R-4.1-c

Clients	Hausse 2008-2012	Proportion des clients (%)	Consommation (GWh)		
			1re tranche	2e tranche	Total
Consommation n'a jamais dépassé 210 000 kWh/mois	0,42 %	74 %	8 350	-	8 350
Consommation a déjà dépassé 210 000 kWh/mois	1,39 %	11 %	3 173	559	3 732
Consommation dépasse 210 000 kWh à tous les mois	5,50 %	15 %	4 944	8 697	13 641
Ensemble des clients au tarif M	2,95 %	100 %	16 467	9 256	25 723

Ce tableau nous donne différentes informations sur trois sous-groupes de la clientèle du tarif M : hausse moyenne subie (2008-2012) si la Régie approuve la proposition du Distributeur; proportion du nombre de clients de la classe tarifaire; et quantité d'énergie consommée, selon la tranche d'énergie.

Dans ce tableau, nous avons surligné la quantité de GWh consommée dans les tranches où la consommation est la plus élastique (c'est-à-dire là où la consommation répond le plus à des augmentations de prix). Autrement dit, pour les clients ne dépassant jamais 210 000 kWh par mois (premier sous-groupe), la tranche la plus élastique est la première tranche, puisque c'est la seule tranche qu'ils consomment, alors que pour les clients dépassant toujours 210 000 kWh (troisième sous-groupe), la tranche la plus élastique est la deuxième tranche, puisque c'est là où ils commenceront par diminuer leur consommation en réaction à une augmentation de prix.

Quant aux clients du deuxième sous-groupe, la tranche la plus élastique dépendra à chaque mois de la quantité consommée pendant ce mois : si, par exemple, c'est le fait de chauffer leurs locaux, l'hiver, qui leur fait dépasser le seuil de 210 000 kWh pendant cette saison, la deuxième tranche sera donc la tranche la plus élastique pendant les mois hivernaux, alors que la première tranche sera la plus élastique le reste de l'année.

Ce qu'il est intéressant de noter de ce tableau, c'est qu'en appliquant l'augmentation tarifaire presque exclusivement sur la deuxième tranche d'énergie, on ne rejoint que le quart des clients, et ce, pas même 100 % du temps. En effet, cette hausse touche 15% des clients, soit ceux du troisième sous-groupe, et elle touche parfois 11% des clients, soit ceux du deuxième sous-groupe.

Ainsi, on ne fait rien pour inciter de meilleurs comportements auprès de 74% des clients d'une classe tarifaire; au contraire, considérant l'inflation des dernières années, on a même réduit considérablement le prix réel payé par ceux-ci. Or, l'objectif de la réforme n'était pas de cibler un groupe en particulier, mais plutôt, généralement, d'inciter à l'efficacité énergétique, notamment en éliminant la dégressivité du tarif M; la logique qui sous-tend cette réforme paraît donc similaire (à quelques différences près) à celle qui conduit le Distributeur à faire porter la

hausse des tarifs D et DM *deux fois plus sur le prix de la 2e tranche d'énergie que sur le prix de la 1re tranche* cette année.[12]

Cela dit, l'énergie consommée par ces *« petits M »* (74% de la classe tarifaire M) n'est pas négligeable, puisqu'il s'agit environ du tiers de l'énergie totale consommée par les clients du Tarif M. Il est aussi intéressant de noter que c'est sensiblement la même quantité d'énergie que celle qui est consommée par le troisième sous-groupe (le 15 % qui consomme à chaque mois plus de 210 000 kWh) dans la deuxième tranche d'énergie. Dans la mesure où une augmentation du prix de l'énergie de la première tranche aurait eu pour effet d'envoyer un signal de prix à 74 % des consommateurs de cette classe tarifaire, laquelle consomme une part importante de l'énergie consommée par cette classe tarifaire, nous comprenons difficilement pourquoi la hausse devrait être supportée uniquement par les *« gros M »*, si l'objectif est celui d'une plus grande efficacité énergétique chez l'ensemble de la clientèle.

D'autre part, nous nous questionnons sur l'opportunité d'utiliser le prix du second appel d'offres d'énergie éolienne comme signal de prix à l'heure actuelle. Nous ne questionnons pas l'idée que le Distributeur utilise ce prix à titre de coût évité de long terme. Nous nous questionnons plutôt sur l'idée d'utiliser le coût évité de long terme plutôt que le coût évité de court et moyen terme (soit 4,9 ¢/kWh l'hiver et 3,0 ¢/kWh le restant de l'année, ajustés à l'inflation)[13] comme signal de prix dans un contexte où des changements sont à prévoir à court terme dans la composition des classes tarifaires, en raison de la hausse du tarif patrimonial qui débutera en 2014, et que les effets à long terme de la présente hausse, sous l'aspect d'efficacité énergétique, qui sont difficiles à prévoir en soi, deviennent encore plus incertains dans ce contexte.

En effet, la réforme du tarif M est basée sur la prémisse que l'augmentation du prix de la deuxième tranche d'énergie, soit celle où l'élasticité est la plus importante (pour ceux qui consomment plus de 210 000 kWh par mois) induira une plus grande efficacité énergétique – en réalité, lorsque questionnée à ce sujet, le Distributeur n'a pas été en mesure de dire quelles seraient les économies d'énergies réalisées en conséquence de sa présente proposition tarifaire.[14] Quoi qu'il en soit, lorsque l'augmentation du tarif patrimonial viendra creuser l'écart entre les tarifs M et L, on peut s'attendre à ce que davantage de *« gros M »* fassent le saut vers le tarif L ou LG.

Ainsi, même si la consommation d'énergie de ces *« gros M »* diminuait d'ici à 2014 en raison de l'application de la réforme, quelle garantie avons-nous que cette même consommation n'augmentera pas à nouveau lorsqu'ils auront rejoint la classe tarifaire L? En fait, non seulement le tarif L offre-t-il un prix de l'énergie encore plus bas que celui de la deuxième tranche du tarif M, mais en plus, il incite ceux qui feront le saut à avoir de plus grands appels de puissance, considérant qu'ils paieront déjà pour 5 000 kW même s'ils n'utilisent présentement pas cette puissance.

Autrement dit, les clients du tarif M les plus touchés par la réforme sont uniquement incités à réduire leur consommation à court terme – jusqu'à ce qu'ils fassent le saut vers le tarif L – et pourtant, on se base sur des coûts évités à long terme pour justifier le désavantage

---

12 Voir HQD-12, Doc-2, page 9

13 Voir HQD-2, Doc-4, page 5

14 Voir, à ce sujet, la réponse d'HQD à la question 4.7 de notre demande de renseignements, HQD-14, Doc-4

imposé. Il y a donc, dans leur cas, une asymétrie entre le terme (court ou long) utilisé pour le signal de prix, et celui des effets concrets de la hausse tarifaire.

Par ailleurs, étant donné que ces clients paieront une part importante de la hausse tarifaire de 2012 de la classe M si la proposition du Distributeur est approuvée, il faudra nécessairement, lorsqu'ils auront quitté le tarif M, réattribuer aux autres clients du tarif M la hausse qu'ils auront assumée.

Dans un tel contexte, il semblerait qu'une certaine forme de prudence serait de mise.

Résumé et conclusion sur le tarif M

Dans un monde idéal, chaque client paierait un prix qui refléterait son impact réel sur les coûts du Distributeur, ce qui impliquerait une quantité infinie de classes tarifaires; dans la réalité, on a limité le nombre de classes tarifaires, en essayant, dans chaque cas, de capter les caractéristiques de ses membres le mieux possible et en utilisant un nombre limité de paramètres (prime de puissance, tranches d'énergie, etc.) afin de tenir compte de ces caractéristiques, dont, notamment le facteur d'utilisation.

Cela dit, lorsque dans une même classe tarifaire, on retrouve des clients consommant 20, 40 ou 60 fois plus que d'autres, avec des facteurs d'utilisation très différents, on doit s'attendre à ce que les paramètres disponibles ne soient pas suffisants pour moduler adéquatement la facture d'un client aux coûts qu'il occasionne.

Dans cette optique, les *« gros M »* se retrouvent à la jonction des tarifs M et L parce qu'on a décidé de tracer la frontière entre ces deux groupes à 5 000 kW.[15] On aurait pu la tracer à 2 000 kW ou à 10 000 kW, ce qui aurait peut-être nécessité la création d'une autre classe tarifaire. Ainsi, les *« gros M »* n'ont pas demandé d'être là où ils sont, mais ils en subissent un lourd préjudice.

Lorsqu'on essaie de modifier le comportement d'une classe tarifaire en entier, mais qu'on se retrouve, dans les faits, à n'affecter qu'un petit groupe de clients qui, de surcroît, en raison de leur profil de consommation (à haute teneur en énergie) contribuent présentement à régler le « problème » des surplus d'énergie, il semble que la réforme doive être remise en question.

Par ailleurs, si cette augmentation se poursuit à ce rythme, on peut s'attendre à ce que plusieurs *« gros M »* fassent le saut au tarif L. Considérant qu'ils ont assumé une part importante de la hausse de la facture du tarif M ces dernières années, il faudra nécessairement revoir l'attribution des coûts au sein de cette classe lorsqu'ils seront partis. En continuant de faire augmenter la part des gros consommateurs d'énergie, le problème risque donc de se perpétuer.

Le présent contexte, caractérisé par d'importants surplus, par des prix on ne peut plus bas sur les marchés de gros, et par l'incertitude relative aux effets de la hausse du tarif patrimonial, nous porte à croire qu'il ne faudrait plus poursuivre sans discussion un changement mis en branle il y a plusieurs années, dans un tout autre contexte, considérant, d'ailleurs, que la

---

[15] Nous comprenons de la transition de certains clients du tarif M vers le tarif L que la frontière *de facto* est à 4,1 MW et, qu'en fait, elle peut varier selon le facteur d'utilisation de chaque client.

Régie avait elle-même annoncé à l'époque son intention de s'assurer à chaque étape de la réforme tarifaire du bien-fondé de celle-ci, considérant un contexte évolutif.

C'est d'ailleurs ce contexte évolutif qui avait fait dire, lors du dernier dossier tarifaire, à M. André Boulanger, le président du Distributeur à l'époque, que le Distributeur allait étudier des solutions aux problèmes des *« gros M »* dès le dossier tarifaire 2012-2013 :

> *«Deuxième observation, je pense que le contexte a évolué depuis que l'on a demandé à la Régie d'avoir une réforme du tarif M. L'élément le plus important du contexte qui a changé c'est le prix de l'électricité patrimoniale. Il y a le gouvernement du Québec dans son dernier budget a annoncé la hausse du prix de l'électricité patrimoniale.*
>
> *Et ceci s'ajoute évidemment aux impacts de la réforme et amène une situation qui est nouvelle pour les clients. Alors évidemment on est sensible à cette situation-là parce qu'il y a un certain nombre de clients lorsqu'on regarde la somme cumulative des effets de la réforme et des hausses du prix du patrimonial, il y a un certain nombre de clients qui vont avoir des augmentations de l'ordre de quarante pour cent (40 %).*
>
> *Alors ce qu'on propose ici à la Régie, on propose à la Régie d'analyser les avenues possibles et de façon à pouvoir atténuer, si on veut, l'impact de telles hausses. Et on vous propose de faire une proposition lors du prochain dossier tarifaire, toujours en gardant dans l'optique l'importance du signal de prix, mais en tenant compte du nouveau contexte. »*
>
> [Nous soulignons]

Cela dit, nous ne demandons pas à la Régie de revenir en arrière et de réintroduire davantage de dégressivité dans le tarif M. Ce qui est fait est fait. Nous lui demandons toutefois de bien considérer les effets de la répartition de la hausse de 1,7% des revenus requis de la classe tarifaire M (en présumant que le reste du dossier soit accepté tel quel, de même que celui des IFRS), notamment le lourd fardeau qu'elle fait porter à certains clients qui ont déjà subi des hausses importantes depuis 3 ans, permettant à la plupart des autres membres de la classe de s'en tirer avec un certaine forme de gel tarifaire, et ce, dans le contexte que nous venons de présenter.

Dans cette optique, nous estimons que la Régie devrait chercher à répartir équitablement la hausse, en faisant augmenter autant le prix de la première tranche d'énergie que celui de la seconde tranche.

Nous référons enfin la Régie sur toute cette problématique au rapport d'expertise de monsieur Knecht, lequel en fait l'examen via une approche scientifique.

G) LA DEMANDE DE MODIFICATION DU TARIF DE RODAGE DES NOUVEAUX ÉQUIPEMENTS POUR LES CLIENTS AU TARIF L;

Bien que nous soyons d'accord avec le constat du Distributeur quant à la problématique tel qu'il l'expose à la section 9.1 de la pièce HQD-12, doc-2, nous estimons que les modifications proposées vont trop loin et qu'il serait possible de faire mieux.

Dans la présente section, nous allons :

1- Décrire sommairement la mécanique actuelle des modalités de rodage;
2- Commenter les modalités proposées par le Distributeur;

1. Description sommaire des modalités actuelles de rodage

Comme le mentionne le Distributeur, *les modalités de rodage consistent à laisser temporairement de côté les clauses relatives à la facturation de la puissance au tarif L et à facturer la consommation à un prix moyen majoré de 1 à 4 %.*[16]

Concrètement, cela signifie que pendant la période de rodage, la facture d'un client ne dépendra plus de la puissance appelée pendant cette période, mais uniquement de l'énergie consommée, à laquelle on appliquera un « *prix moyen majoré de 1 à 4 %* », lequel n'est pas celui de l'énergie en vertu du tarif L, mais plutôt d'un tarif de rodage, exprimé en ¢/kWh, et basé sur les factures des 12 périodes précédant le rodage. Autrement dit, le prix total payé (prime de puissance + coût de l'énergie) pendant la période pré-rodage, ramené sur une base unitaire (¢/kWh), servira de tarif de rodage et sera appliqué à l'énergie consommée pendant la période de rodage.

Les modalités de rodage visent à assurer au client qu'il ne sera pas pénalisé pour les diminutions causées à son facteur d'utilisation par l'installation de nouveaux équipements. En effet, en vertu du tarif L, un client a avantage à avoir un haut facteur d'utilisation, puisque cela lui permet de répartir sa prime de puissance sur une plus grande quantité de kWh. Or, comme l'installation de nouveaux équipements peut nécessiter des ajustements, voire même une mise hors tension, on peut s'attendre à ce que la puissance varie beaucoup, ce qui implique une baisse du facteur d'utilisation (par rapport à une situation où la puissance appelée est relativement stable). En garantissant un prix moyen basé sur une période pré-rodage (pendant laquelle on présume que le client optimisait déjà son facteur d'utilisation), on arrive à neutraliser cet effet.

Par ailleurs, les modalités du rodage prévoient également que le montant de la facture ne pourra être inférieur au produit de (i) la moyenne des puissances à facturer pendant la période pré-rodage, multipliée par (ii) la prime de puissance en vigueur pendant la période de consommation concernée. Ainsi, par exemple, si la puissance à facturer d'un client était de 10 MW pendant la période pré-rodage, considérant la prime de puissance en vigueur (12,18 $/kW),

---

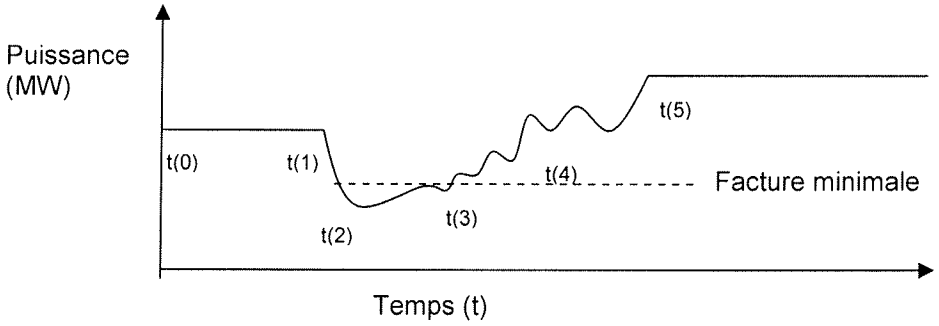
16 HQD-12, Doc-1, page 43

sa facture en rodage ne saurait être inférieure à 121 800$, et ce, même s'il ne consomme aucune énergie pendant cette période.

Notons enfin que c'est le client qui décide du moment à partir duquel il entend revenir au tarif L « ordinaire », sous réserve de la durée maximale prévue aux tarifs et conditions pour le rodage. Dans cette optique, la majoration du prix moyen du rodage (de 1 à 4%) par rapport au prix moyen de la période pré-rodage sert d'incitatif à ce que le client revienne au tarif L « ordinaire » une fois que son équipement est installé, puisqu'on s'attend alors à ce que son facteur d'utilisation revienne alors à la normale. Autrement dit, lorsque la puissance s'est stabilisée et que le facteur d'utilisation est revenu à son ancien niveau, le prix moyen en vertu du tarif L (en ¢/kWh) devrait être plus ou moins égal au prix moyen de la période pré-rodage avant majoration; dans ce cas, la majoration rend le tarif de rodage moins avantageux.

Voilà pour les modalités – voyons maintenant de quelle façon ça se traduit en pratique.

À ce sujet, il est important de souligner que si l'installation d'équipement fait généralement passer à terme la puissance appelée d'un niveau plus faible à un niveau plus élevé (donc une hausse de la puissance), la période pendant laquelle on installe ces équipements pourrait voir la puissance varier à la hausse comme à la baisse, avec plusieurs fluctuations (ce qui donne un graphique en « dents de scie »). Par exemple, si l'on enlève de vieux équipements dans le but de les remplacer par de nouveaux (qui consomment plus d'électricité), on connaîtra d'abord une diminution de la puissance appelée, suivie d'une hausse qui, on le présume, sera plus importante que la baisse. Ceci est démontré dans le graphique ci-dessous, qui suit l'évolution de la puissance appelée dans le temps :



Ainsi, entre le « temps 0 » - soit t(0) sur le graphique - et le « temps 1 », le client est en pré-rodage : sa puissance appelée est stable. Puis, au « temps 1 », le client retire une ancienne pièce d'équipement : sa consommation diminue. Au « temps 2 », le client installe sa nouvelle pièce d'équipement, et fait par la suite (« temps 3 » et « temps 4 ») plusieurs essais afin de mettre au point cet équipement, ce qui explique que l'augmentation de puissance se fait en dents de scie. Lorsque l'équipement est correctement installé, la puissance appelée devrait se stabiliser (« temps 5 »): le client aura alors un incitatif à revenir au tarif L « ordinaire ».

La ligne pointillée symbolise la facture minimale, soit le prix moyen de la prime de puissance de la période pré-rodage. L'idée qu'elle symbolise est assez difficile à transposer dans ce graphique (lequel ne traite pas du coût de l'électricité mais plutôt de l'évolution de la charge dans le temps), mais généralement, cette ligne, que l'on place en-dessous de la ligne de

la puissance de la période pré-rodage, sert à démontrer que le montant de la facture minimale sera inférieur à celui de la facture de la période pré-rodage (puisqu'on ne tient pas compte du prix de l'énergie).

Dans cet exemple, le client en rodage paiera le montant de la facture minimale pour la période comprise entre le « temps (2) » et le « temps (3) » plutôt que le produit du prix moyen majoré et de l'énergie consommée, ce dernier étant inférieur au premier.

2 Proposition du Distributeur et problèmes en découlant

À la section 9.1 de la pièce HQD-12, Doc-1, le Distributeur identifie deux problématiques qu'il vise à régler par sa proposition, dont l'une porte sur les nouveaux clients : nous n'avons pas de commentaires à cet égard. L'autre problématique identifiée par le Distributeur a trait au fait que certains clients du tarif L conserveraient les modalités de rodage même une fois que leur nouvel équipement est installé, notamment, en période de crise économique, lorsque la production est réduite. Ces modalités pourraient s'avérer avantageuses, par exemple, si la production de l'usine est intermittente, puisque le client n'aurait pas à subir les effets tarifaires d'une baisse de son facteur d'utilisation.

Afin de résoudre ces problématiques, le Distributeur propose 3 modifications, dont deux portent sur la problématique des clients du tarif L qui continuent de se prévaloir des modalités de rodage une fois leurs équipements installés :

a) l'introduction d'une « composante énergie » dans la facture minimale : ceci ferait en sorte que le montant facturé au client ne pourra jamais être plus bas que celui de la période pré-rodage, même si ce client diminue sa consommation en-dessous du niveau de la période pré-rodage (voir la section 9.2.1 d'HQD-12, Doc-2);
b) l'octroi d'un droit, pour le Distributeur , de mettre fin à sa seule discrétion aux modalités de rodage d'un client, sujet à un préavis de 30 jours suite auquel le client pourra démontrer au Distributeur qu'il n'a pas encore terminé son installation et qu'il a encore besoin des modalités de rodage (voir la section 9.2.3 d'HQD-12, Doc-2).

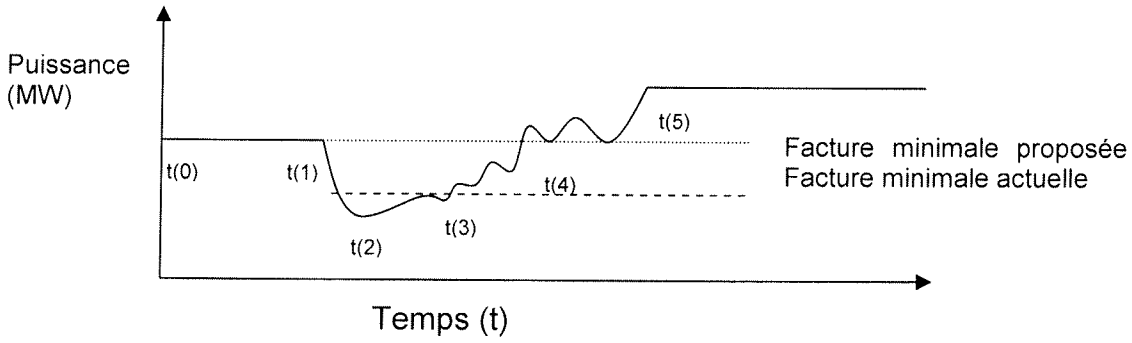
a) Composante énergie dans la facturation minimale

Notre premier commentaire est à l'effet que la première mesure proposée par le Distributeur (soit d'ajouter une « composante énergie » à la facturation minimale) est superflue : si l'on veut résoudre la problématique des clients du tarif L qui continuent de se prévaloir des modalités de rodage une fois leurs équipements installés, la deuxième mesure est suffisante. En effet, si le Distributeur détermine que le client n'est plus en rodage, une augmentation de la facture minimale (par l'introduction d'une composante énergie) n'aura aucun effet sur celui-ci, puisqu'il ne bénéficiera même plus des modalités du rodage, une fois la période de 30 jours passée.

Qui plus est, une telle mesure serait contre-productive puisqu'elle rendrait le tarif de rodage plus cher, dans certains cas de véritable rodage, que le tarif L. En effet, tel que démontré au graphique de la section précédente, l'installation de nouveaux équipements, si elle peut aboutir à une puissance appelée plus importante, peut néanmoins débuter par une baisse importante de celle-ci, dans la mesure où certains anciens équipements sont mis hors tension. Or, dans un tel cas, c'est non seulement la puissance qui va diminuer, mais aussi l'énergie consommée.

Si l'on appliquait les mesures proposées par le Distributeur, le client en rodage aurait alors à payer une facture supérieure à celle du client qui n'est pas en rodage pour cette période de baisse, puisque les deux paieraient la même somme pour la puissance, mais le second paierait moins pour son énergie : il paierait pour l'énergie consommée, laquelle serait inférieure, en quantité, à celle consommée avant le rodage. Dans un tel cas, il se pourrait que le client s'abstienne d'utiliser les modalités du rodage, qui, en raison des modifications proposées par le Distributeur, lui reviendraient plus cher.

Ceci est illustré dans le graphique suivant. En fait, c'est le même graphique que précédemment, auquel nous avons ajouté une ligne représentant la nouvelle facture minimale proposée par le Distributeur, laquelle contient une composante énergie en plus de la composante puissance.



Cette ligne est au même niveau que le niveau pré-rodage : en effet, considérant que la facture minimale, selon la nouvelle formule proposée, consiste en la moyenne de la facture (puissance + énergie) durant la période pré-rodage – laquelle est stable puisque la puissance l'était aussi, sur notre graphique – cette facture minimale serait maintenant la même que celle de la période pré-rodage. Autrement dit, le montant de la facture pré-rodage deviendrait le prix plancher du tarif de rodage, rendant celui-ci moins attrayant que le tarif L tant que la consommation ne dépasse pas son niveau pré-rodage (un peu avant « t(4) » sur notre graphique).

Par ailleurs, ce n'est pas seulement au début du processus que la consommation d'énergie peut s'avérer inférieure à la moyenne de l'énergie consommée durant la période pré-rodage. En effet, tout au long du processus, il se peut que le client ait à mettre des équipements hors tension ou procéder à d'autres ajustements qui feraient diminuer la quantité d'électricité consommée. Des ajustements ou des imprévus peuvent survenir lors du démarrage de nouveaux équipements, ce qui peut nécessiter des arrêts ou des baisses de puissance.

L'exemple d'un de nos membres - Forge de Sorel - illustre bien ce qui précède. Nous avons inclus, à l'annexe II du présent document, la facture d'électricité de ce client du Distributeur pour le mois de septembre 2008 soit un mois pendant lequel il s'est prévalu des modalités de rodage. On aperçoit un graphique de sa consommation à la page 5. Du premier au 11 septembre, sa consommation a diminué (sa puissance avoisinait les 17 MW avant le rodage) puisqu'il a démantelé son équipement existant. Puis, du 11 au 19, il a fait fonctionner certains nouveaux équipements en rodage. Or, le 19, il s'est produit une défaillance majeure d'un transformateur, et après l'avoir remplacé, ce client a dû modifier le mode de contrôle de son four à arc parce qu'il était instable. Cela s'est traduit par une seconde période de basse consommation, du 20 au 30.

Ceci a grandement affecté le facteur d'utilisation de ce client pendant le mois de septembre, tel qu'il ressort du graphique de la page 5. Néanmoins, grâce au tarif (actuel) de rodage, il a tout de même pu se prévaloir d'un prix moyen raisonnable, soit 5,56 ¢/kWh, plutôt que 8,65 ¢/kWh en vertu du tarif L.[17] Notons toutefois que si les modalités que propose présentement le Distributeur avaient été en vigueur à cette époque, le tarif de rodage, pour ce client, aurait été de 10,91 ¢/kWh pour le mois de septembre 2008. En effet, en vertu de ces nouvelles modalités, sa facture aurait été établie selon le montant de la facture minimale (352 619,81$) qui, en raison de l'inclusion d'une composante énergie, aurait été sensiblement la même que ses factures d'avant le rodage, même si sa consommation d'énergie a chuté de moitié pendant cette période.

En conclusion, l'introduction d'une composante énergie dans la facture minimale du rodage est inutile si le Distributeur procède déjà à l'autre modification - dont nous traitons dans la prochaine section; en fait, cette modification serait nuisible à une saine utilisation du tarif de rodage.

b) Droit du Distributeur de mettre fin au rodage

En ce qui a trait à cette autre modification, nous sommes d'avis qu'il est possible d'obtenir le même résultat autrement, tout en assurant, du même coup, des relations harmonieuses entre le Distributeur et ses clients. En effet, la proposition que l'on retrouve à la section 9.2.3 donnerait un important pouvoir au Distributeur, sans toutefois prévoir de mécanisme permettant de s'assurer, dans la mesure du possible, que ce pouvoir sera utilisé correctement.

À notre avis, la source de la problématique soulevée par le Distributeur (que certains clients passent trop de temps en rodage) est la présence d'une durée fixe, de 12 ou 24 périodes de consommation, selon que le rodage se fait en vertu de l'article 5.35 ou 5.36 des tarifs et conditions. En effet, la période de temps nécessaire pour le rodage varie d'usine en usine, selon les équipements installés : elle peut aller de quelques heures à plusieurs mois. C'est justement lorsque la durée fixe de 12 ou 24 mois excède de beaucoup la durée requise pour le rodage que le fait qu'un client conserve plus longtemps que nécessaire le tarif de rodage devient problématique; inversement, dans le cas de travaux majeurs nécessitant une plus longue période de rodage, cette durée pourrait s'avérer insuffisante.

Dans cette optique, considérant que l'adhésion aux modalités de rodage fait déjà l'objet d'échanges, entre le client et le Distributeur, relatifs à la nature des équipements en rodage et à la puissance, pourquoi ne pas aussi inclure la durée du rodage dans les éléments discutés lors de l'adhésion? Cela permettrait de moduler cette durée, au cas par cas, selon les besoins de chaque client. On pourrait de cette façon limiter le potentiel d'une utilisation du tarif de rodage au-delà de la durée nécessaire à l'installation des nouveaux équipements. Dans la mesure où cette durée s'avérerait insuffisante, il faudrait donc prévoir la possibilité pour le Distributeur et son client de s'entendre au sujet d'une extension de cette durée.

Une telle solution s'inscrit dans la même ligne que la réponse donnée par le Distributeur à la demande de renseignements 58.1 de la Régie de l'énergie :

---

17 Le détail du calcul des différents prix exprimés en ¢/kWh se retrouve à l'annexe I.

> *«58.1 Veuillez préciser comment le Distributeur pourra déterminer objectivement qu'un client n'est plus en rodage.*
>
> *Réponse :*
>
> *Le Distributeur propose de modifier les modalités d'adhésion et d'exiger de la part du client une description des équipements en rodage et une estimation écrite de la puissance qui sera appelée et de l'énergie qui sera consommée après la période de rodage, tel que spécifié à la pièce HQD-12, document 4, page 12 de 28.*
>
> *Ces renseignements permettront au Distributeur et au client de suivre la progression de la consommation et d'attester que les nouveaux équipements sont toujours en rodage. »*

À notre avis, il s'agit d'une bonne façon de faire : en s'entendant dès le départ sur la durée du rodage, et en suivant la progression de l'installation d'équipements, le Distributeur et son client seront en mesure de bien calibrer la durée d'application du tarif de rodage et de la prolonger si elle s'avère insuffisante, tout en limitant la possibilité d'une utilisation de ce tarif au-delà de ce qui est nécessaire.

Notons enfin qu'à l'instar de la proposition du Distributeur à 9.2.3, une telle modification rendrait, elle-aussi, superflue la proposition du Distributeur à 9.2.1 (« composante énergie »), puisqu'elle permettrait à elle-seule de résoudre la problématique posée à 9.1.

Conclusion sur le tarif de rodage

Nous concluons de cet examen que la proposition du Distributeur à 9.2.1 n'est pas nécessaire pour résoudre le problème décrit à 9.1, voire même qu'elle nuit à une utilisation des modalités de rodage en bonne et due forme. Nous recommandons donc à la Régie de la rejeter.

Cela dit, nous sommes d'accord avec le Distributeur qu'il est important de s'assurer que les clients se prévalant du tarif de rodage retournent au tarif L lorsque l'installation de nouveaux équipements est terminée. Dans cette optique, nous proposons de définir dès l'adhésion du client au tarif de rodage la durée de celui-ci, tout en laissant la possibilité au Distributeur et à son client de convenir d'une extension si nécessaire.

H. LA DEMANDE D'ABROGATION DU TARIF DE TRANSITION DESTINÉ AUX TITULAIRES D'UN CONTRAT SPÉCIAL (section 4 du chapitre 5 des tarifs et conditions du Distributeur)

Dans sa demande de modification tarifaire, le Distributeur expose que le tarif de transition a été introduit en 1993 *« durant une période de moratoire sur les décrets relatifs aux contrats spéciaux »*. Il enchaîne : *« Comme les contrats particuliers sont approuvés par le gouvernement, les modalités de transition devraient faire partie dorénavant des négociations entre le client et le gouvernement afin d'être intégrées à son contrat. Dans ce contexte, le Distributeur propose d'abroger le tarif de transition »*. (nous soulignons) (Réf : HQD-12, document 2, page 42).

Cette demande appelle les commentaires ci-après :

1° En réalité, lors de l'introduction du tarif de transition en 1993 les contrats spéciaux étaient déjà assujettis à l'approbation du gouvernement et la situation est demeurée inchangée à cet égard depuis, à une nuance près : depuis 1996, le gouvernement n'approuve pas, mais fixe les tarifs et conditions devant apparaître dans les contrats spéciaux.

En 1993, en effet, l'article 22.0.1 de la *Loi sur Hydro-Québec*, ajouté par l'article 15 du chapitre 15 des lois de 1983, se lisait comme suit :

> *« 22.0.1 Les tarifs et les conditions auxquels l'énergie est fournie doivent être compatibles avec une saine administration financière.*
>
> *Ces tarifs et ces conditions sont fixés par règlement de la Société, selon les catégories qu'elle détermine, ou par contrats spéciaux.*
>
> *Ces règlements et ces contrats sont soumis à l'approbation du gouvernement ».*

L'article 22.0.1 a été remplacé en 1996, par l'article 123 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, 1996, c.61, pour se lire comme suit :

> *« 22.0.1 Les tarifs et les conditions auxquels l'énergie est fournie sont fixés par la Régie.*
>
> *Toutefois, malgré le paragraphe 1° de l'article 31 de la* Loi sur la Régie de l'énergie *(1996, chapitre 61) le gouvernement fixe à l'égard d'un contrat spécial qu'il détermine visant une puissance additionnelle ou nouvelle à facturer de 10 MW ou plus les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est fournie par la Société à un client industriel ».*

Enfin l'article 22.0.1 a été modifié en 2000 par l'article 63 de la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives* (2000, c. 22) qui se lit comme suit :

> *« 63. L'article 22.0.1 de cette loi est modifié :*
>
> *1° par le remplacement dans la première ligne du premier alinéa, du mot* « fournie » *par le mot* « distribuée »*;*
>
> *2° par le remplacement du deuxième alinéa par le suivant :*
>
> « Toutefois, malgré le paragraphe 1° de l'article 31 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (chapitre R-6.01), le gouvernement peut fixer à l'égard d'un contrat spécial qu'il détermine les tarifs et les

> conditions auxquels l'électricité est distribuée par la Société à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs ».

C'est cette même loi (2000, c. 22) qui a introduit, par son article 14, les articles 52.1, 52.2 et 52.3 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Le troisième alinéa de l'article 52.2 est demeuré inchangé depuis et se lit comme suit :

> *« Pour les contrats spéciaux conclus en vertu de la* Loi sur Hydro-Québec *(chapitre H-5), le coût de fourniture correspond au tarif prévu au contrat déduction faite des coûts de transport et de distribution applicables selon leurs caractéristiques de consommation, et celui-ci n'affecte pas le coût de fourniture du distributeur d'électricité applicable aux autres catégories de consommateurs aux fins de l'article 52.1 ».* (notre soulignement).

C'est cet alinéa qui protège les catégories de consommateurs autres que les détenteurs de contrats spéciaux contre une forme d'interfinancement qui proviendrait d'un coût de fourniture en leur faveur inférieur à celui pris en compte pour ces autres catégories.

2° Vu le contexte dans lequel a été introduit le tarif de transition, à une époque où les tarifs et conditions étaient tous fixés par Hydro-Québec, soit par règlement, soit par contrats spéciaux, et approuvés dans tous les cas par le gouvernement et vu l'intention qui se dégage du troisième alinéa de l'article 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* de protéger les autres catégories de consommateurs des conséquences de coûts de fourniture moins élevés prévus à certains contrats spéciaux, une interprétation libérale de la loi nous paraît commander que le manque à gagner d'Hydro-Québec pouvant résulter de l'application du tarif de transition soit supporté par Hydro-Québec elle-même, et non pas par l'ensemble des consommateurs ou par une catégorie de consommateurs, contrairement à ce qu'indique le Distributeur dans sa réponse à la demande numéro 57.1 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie (HQD-14, document 1.1, page 113).

Autrement dit, les dispositions du tarif de transition ayant jusqu'à maintenant constitué des dispositions supplétives aux contrats spéciaux, le manque à gagner résultant de leur application devrait, à notre avis, être traité de la même manière que le manque à gagner résultant de dispositions spécifiques des contrats spéciaux. (C'est d'ailleurs ce que le Distributeur recommande pour l'avenir : qu'on introduise des clauses de transition dans les contrats spéciaux mêmes, de sorte que la question de savoir qui doit supporter le manque à gagner ne se posera même plus.)

Si nous avons raison de croire que le manque à gagner résultant de l'abrogation du tarif de transition doit être supporté par Hydro-Québec, donc ultimement par son actionnaire, le gouvernement, l'abrogation ne causerait préjudice à aucun client autre que certains titulaires de contrats spéciaux.

Nous recommandons en conséquence à la Régie de décider dès maintenant qu'elle refusera de prendre en compte le manque à gagner pouvant résulter éventuellement de l'application du tarif transitoire, dans la détermination du revenu requis du Distributeur pour les

années à venir. Cette détermination immédiate semblerait d'autant plus utile que, selon le Distributeur (HQD-14, doc. 1.1, p. 113), deux contrats se terminent en 2013, possiblement pendant l'exercice financier 2012-2013.

3° Le Distributeur précise, en réponse à la question 57.1 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie (HQD-14, document 1.1, page 113), que l'effet de l'abrogation qu'il réclame devrait s'étendre même aux contrats en cours au moment de cette abrogation. Si la Régie faisait droit à cette demande et étendait l'effet de l'abrogation aux contrats en cours, la question que nous avons discutée précédemment ne présenterait aucun intérêt puisqu'il n'y aurait aucun manque à gagner en l'absence totale de tarif transitoire.

4° Nous soumettons cependant que la présentation même que fait le Distributeur de la problématique en cause suggère que l'abrogation ne devrait pas s'étendre aux contrats en cours, pas plus qu'elle n'aurait dû s'étendre à l'application déjà commencée du tarif transitoire à un client dont le contrat spécial aurait pris fin, par exemple, en 2010.

Quand Hydro-Québec, avec l'approbation du gouvernement, a incorporé les dispositions du tarif de transition aux tarifs et conditions en 1993 elle a consenti à ce qu'elles s'appliquent à tous contrats spéciaux à intervenir sans qu'il soit besoin de les incorporer dans le texte même des contrats. Ce tarif a été maintenu par la suite de sorte que l'inclusion de telles dispositions dans les contrats spéciaux aurait jusqu'à maintenant été inappropriée.

Hydro-Québec souhaiterait toutefois maintenant que le tarif transitoire fasse l'objet d'une négociation entre le gouvernement et le client lors de la conclusion de chaque contrat; elle demande en conséquence l'abrogation du tarif transitoire.

Nous soumettons que la Régie devrait refuser de s'immiscer dans les ententes intervenues en donnant à l'abrogation demandée un effet rétroactif à l'avantage d'Hydro-Québec et au détriment de ses cocontractants.

5° Ceci dit, nous devons attirer l'attention de la Régie sur la particularité suivante. Dans le cas où elle déciderait i) qu'il y a lieu d'abroger le tarif de transition, ii) que nous avons raison de soutenir que l'abrogation ne doit pas avoir d'effet sur les contrats en cours mais iii) que nous avons tort de soutenir que le manque à gagner résultant de l'application du tarif transitoire aux titulaires de contrats spéciaux en cours devrait être à la charge d'Hydro-Québec, elle devrait constater l'effet pervers de la mesure proposée, à savoir que ce sont des tiers aux contrats spéciaux intervenus entre Hydro-Québec et diverses entreprises (l'ensemble des clients ou une catégorie de clients du Distributeur) qui devraient faire les frais de l'application du tarif transitoire à quelques titulaires de contrats spéciaux, ce qui ne nous serait pas acceptable. Nous partageons à cet égard le point de vue du Distributeur.

Dans une telle hypothèse, cependant, nous ne saurions nous résoudre à recommander à la Régie, pour contourner la difficulté, de faire droit à la demande du Distributeur avec effet sur les contrats en cours, vu l'iniquité exposée ci-dessus à l'endroit des titulaires de contrats. À notre avis, la Régie ne doit pas être forcée à choisir entre deux solutions également inéquitables. Nous lui recommanderions plutôt de surseoir à sa décision sur la demande d'abrogation du Distributeur en vue de laisser aux intéressés le temps de considérer une solution équitable, cette problématique n'ayant même pas, à ce jour, été discutée avec le

gouvernement, selon ce qu'indique le Distributeur en réponse à la demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ (HQD-14, document 4, pp. 23-24).

Québec, le 14 novembre 2011

ANNEXE 1

Calcul des prix

ANNEXE I

Forge de Sorel - Tarif de rodage - Septembre 2008

Paramètres :

Équipement en rodage: **5 000 kW**
Puissance Souscrite avant rodage : **16 600 kW**

Moyenne des puissances maximales appelées des 12 dernières périodes avant le rodage: **17 353,7 kW**

Moyenne des consommations des 12 dernières périodes avant le rodage: **6 406 913,3 kWh**

Facturation totale des 12 dernières périodes avant le rodage: **4 263 362,71 $**

Facture "moyenne" au Tarif L en pré-rodage :

Prime de puissance:	17353,7 kW	x	12,18 $	x	720 h / 720h	**211 367,56 $**
Rabais pour fourniture:	17353,7 kW	x	2,451 $	x	720 h / 720h	**(42 533,82) $**
Rajustement pertes de transformation:	17353,7kW	x	0,153 $	x	720 h / 720h	**(2 655,11) $**

Coûts moyen de la puissance:			**166 178,63 $**
Consommation:	6406913,3 kWh x	0,0291 $	**186 441,18 $**
Facture Totale "moyenne" :			**352 619,81 $**

Établissement du prix moyen majoré:

Facture: **352 619,81 $**
Consommation: **6406913,3 kWh**
Prix moyen: **0,05504 $/ kWh**

Prix moyen majoré (1%): **0,05559 $ / kWh**

Comparaison des effets des différentes formules sur la facture de septembre 2008 (consommation = 3 233 219,9 kWh):

1- Tarifs de rodage (prix moyen de 0,05559$/kWh)

	Coût de l'énergie	Facture minimale (puissance)	Facture minimale (énergie)	Facture minimale totale	Facture	Prix par kWh
Rodage actuel	179 727,48 $	166 178,63 $	n/a	166 178,63 $	179 727,48 $	**0,05559 $**
Rodage proposé	179 727,48 $	166 178,63 $	186 441,18 $	352 619,81 $	352 619,81 $	**0,1091 $**

2- Tarif L

Puissance à facturer	Coût de la puissance	Coût de l'énergie	Facture	Prix par kWh
19 365,6 kW	185 444,60 $	94 086,70 $	279 531,30 $	**0,0865 $**

ANNEXE 2

Compte d'Hydro-Québec adressé à Les Forges de Sorel Cie en date du 1er octobre 2008

Hydro Québec

Numéro de compte
334162 302031

Sommaire de la facture

Services fournis à

Les Forges de Sorel Cie
100 McCarthy
St-Joseph -de- Sorel, QC
J3R 3M8

Date de la facture
Le 1er octobre 2008

Pour nous joindre

Chargé(e) de comptes : **Julie Grégoire**
Téléphone : 514 879-4100 (4179)
Télécopieur : 514 879-4188
Courriel : gregoire.julie@hydro.qc.ca

Délégué(e) commercial(e) : **Richard Beauchamp**
Téléphone : 1 888 895-6597

Solde de votre compte

Solde précédent au 1 septembre 2008	295 719,05 $	
Paiement reçu le 18 septembre 2008	-295 719,05 $	
Solde dû		**0,00 $**

Facturation courante (détails ci-joints)

Service - Tarif L (Rodage)	179 734,69 $	
TPS 5,0 %	8 986,73 $	
TVQ 7,5 %	14 154,11 $	
Total de la facturation courante		**202 875,53 $**

Payer après l'échéance entraîne des frais d'administration calculés à partir de la date de facturation (taux composé : 1,2 % par mois = 15,38 % par année)

TPS 11944 9775 RT0001 TVQ 1000042605 TQ0020

Échéance de la facture
Le 22 octobre 2008

Montant à payer
202 875,53 $

Suite du sommaire au verso

Détacher cette partie et la joindre au paiement. Ne pas agrafer. Merci

Hydro Québec

Échéance de la facture
Le 22 octobre 2008

Numéro de compte
334162 302031

Montant à payer
202 875,53 $

Montant versé

Les Forges de Sorel Cie
À l'attention de M. Normand Langevin
100 McCarthy
St-Joseph -de- Sorel, QC
J3R 3M8

77334162302031020287553 334162302031 020287553 60

Hydro Québec

Sommaire de la facture

Page 2 de 5

Numéro de compte	Date de la facture
334162 302031	Le 1er octobre 2008

Le saviez-vous ?

Félicitations aux 3 nouveaux membres du réseau Écolectrique

Hydro-Québec est heureuse d'accueillir au sein du réseau Écolectrique, les entreprises Barrette-Chapais, ArcelorMittal Produits Tubulaires Montréal et l'Aluminerie de Bécancour.

Ces entreprises s'ajoutent aux 24 membres de ce réseau d'affaires qui regroupe les clients Grandes entreprises reconnus pour leur engagement en matière d'efficacité énergétique.

Le réseau Écolectrique reconnaît la performance exceptionnelle des clients Grandes entreprises qui ont réduit leur consommation d'électricité d'au moins 5% ou réalisé des économies de 50 millions de kWh et plus en participant aux programmes d'économie d'énergie Mieux Consommer - Grandes entreprises. De plus, ils ont adopté une politique d'efficacité énergétique et ils ont désigné, en entreprise, un responsable de l'efficacité énergétique.

Hydro Québec

Détails de la facture

Page 3 de 5

Services fournis à

Les Forges de Sorel Cie

Numéro de compte

334162 302031

Date de la facture

Le 1er octobre 2008

Pour la période

du				au				
an	mois	jour	heure	an	mois	jour	heure	nombre de jours
2008	09	01	00h00	2008	10	01	00h00	30

Service - Tarif L (Rodage)

Note

Application du tarif de rodage à partir du 2008-09-01 00h00.

Informations générales

Numéro d'appareil de mesurage : 840E U000042

Partie	Du	Au	Nombre d'heures	Puissance à facturer	Facteur de puissance	Consommation	Facteur d'utilisation
1	2008-09-01 00h00	2008-10-01 00h00	720,00 h		92,8 %	3 233 219,9 kWh	23,2 %

Détails de la partie 1

Période débutant le 2008-09-01 à 00h00 jusqu'au 2008-10-01 à 00h00

Nombre d'heures : 720,00 h

Établissement de la puissance à facturer :

Puissance souscrite en vigueur :	16 600,0 kW	le 2007-09-18 à 05h45
Puissance réelle maximale :	18 912,7 kW	le 2008-09-13 à 20h15
Puissance apparente maximale : 20 384,8 kVA X 95 % :	19 365,6 kW	le 2008-09-14 à 00h15

Prix moyen majoré / kWh : 0,05559 $

Consommation : 3 233 219,9 kWh X 0,05559 $ **179 734,69 $**

Total reporté sur le sommaire de la facture : ***179 734,69 $***

Hydro Québec

Détails de la facture

Page 4 de 5

Services fournis à

Les Forges de Sorel Cie

Numéro de compte

334162 302031

Date de la facture

Le 1er octobre 2008

Pour la période

du				au				
an	mois	jour	heure	an	mois	jour	heure	nombre de jours
2008	09	01	00h00	2008	10	01	00h00	30

Puissances maximales quotidiennes

Date	Puissance réelle kW	Heure	Puissance apparente kVA	Heure
2008-09-01	1 479,4	17h00	3 255,7	06h15
2008-09-02	1 563,9	19h45	3 240,1	07h30
2008-09-03	1 232,0	14h00	3 221,7	07h45
2008-09-04	1 651,8	13h00	3 250,8	23h45
2008-09-05	2 149,2	10h30	3 300,0	09h30
2008-09-06	1 824,6	15h15	2 958,5	08h15
2008-09-07	3 382,7	17h30	3 387,7	17h30
2008-09-08	4 807,4	14h45	5 039,2	14h45
2008-09-09	4 751,8	22h15	4 849,9	22h15
2008-09-10	4 825,7	10h15	5 021,1	10h15
2008-09-11	11 057,9	23h45	11 532,0	23h45
2008-09-12	16 069,8	02h30	16 917,0	02h30
2008-09-13	18 912,7	20h15	19 994,7	20h15
2008-09-14	18 769,2	00h15	20 384,8	00h15
2008-09-15	17 144,0	20h15	18 212,1	20h15
2008-09-16	18 041,8	04h00	19 152,2	04h00
2008-09-17	17 932,8	15h00	19 042,5	15h00
2008-09-18	17 486,5	07h45	18 455,7	07h45
2008-09-19	18 470,1	12h30	19 477,4	12h30
2008-09-20	15 153,0	02h30	15 572,0	02h15
2008-09-21	3 674,3	15h30	3 689,0	15h30
2008-09-22	3 939,8	08h30	3 942,8	08h30
2008-09-23	3 797,3	09h00	3 859,3	09h00
2008-09-24	3 768,0	02h45	3 777,1	02h45
2008-09-25	4 808,3	23h30	4 822,7	23h30
2008-09-26	4 619,1	18h45	4 693,8	18h45
2008-09-27	4 071,4	09h00	4 084,2	09h00
2008-09-28	2 282,0	02h45	3 066,8	00h15
2008-09-29	11 187,4	14h45	11 695,0	14h45
2008-09-30	13 141,5	09h30	13 980,7	09h30

Factures antérieures - Tarif L

Date de début	Puissance kW	Puissance kVA	Puissance souscrite	Puissance facturée	Consommation kWh	Facteur d'utilisation	Facteur de puissance	Montant avant taxes	Nombre d'heures	¢ / kWh
2008-08-01	15 928,7	16 847,3	16 600,0	16 600,0	3 332 674,1	28,0 %	94,5 %	261 988,09 $	744,00	7,86 ¢
2008-07-01	17 525,6	18 011,1	16 600,0	17 525,6	6 765 930,7	51,9 %	97,3 %	373 078,69 $	744,00	5,51 ¢
2008-06-01	17 268,0	17 662,9	16 600,0	17 268,0	6 447 290,3	51,9 %	97,8 %	355 616,52 $	720,00	5,52 ¢
2008-05-01	17 495,0	18 012,5	16 600,0	17 495,0	6 859 612,0	52,7 %	97,1 %	375 497,19 $	744,00	5,47 ¢
2008-04-01	17 159,8	17 571,1	16 600,0	17 159,8	6 617 044,1	53,6 %	97,7 %	359 503,67 $	720,00	5,43 ¢
2008-03-01	17 360,0	17 699,3	16 600,0	17 360,0	7 140 432,1	55,4 %	98,1 %	371 927,21 $	743,00	5,21 ¢
2008-02-01	17 595,0	17 963,3	16 600,0	17 595,0	6 507 215,4	53,1 %	97,9 %	345 471,02 $	696,00	5,31 ¢
2008-01-01	17 362,4	17 815,6	16 600,0	17 362,4	6 950 786,0	53,8 %	97,5 %	366 852,40 $	744,00	5,28 ¢
2007-12-01	17 325,7	17 703,9	16 600,0	17 325,7	6 570 453,5	51,0 %	97,9 %	355 802,45 $	744,00	5,42 ¢
2007-11-01	17 526,9	17 871,1	16 600,0	17 526,9	6 911 493,6	54,7 %	98,1 %	362 020,41 $	721,00	5,24 ¢
2007-10-01	17 572,3	17 996,2	16 600,0	17 572,3	7 222 590,3	55,2 %	97,6 %	376 563,84 $	744,00	5,21 ¢
2007-09-01	17 643,5	17 961,4	16 600,0	17 643,5	6 838 820,4	53,8 %	98,2 %	359 041,22 $	720,00	5,25 ¢
	17 643,5	**18 012,5**			**78 164 342,5**	**51,2 %**	**97,5 %**	**4 263 362,71 $**	**8 784,00**	**5,45 ¢**

Hydro Québec

Détails de la facture

Page 5 de 5

Services fournis à

Les Forges de Sorel Cie

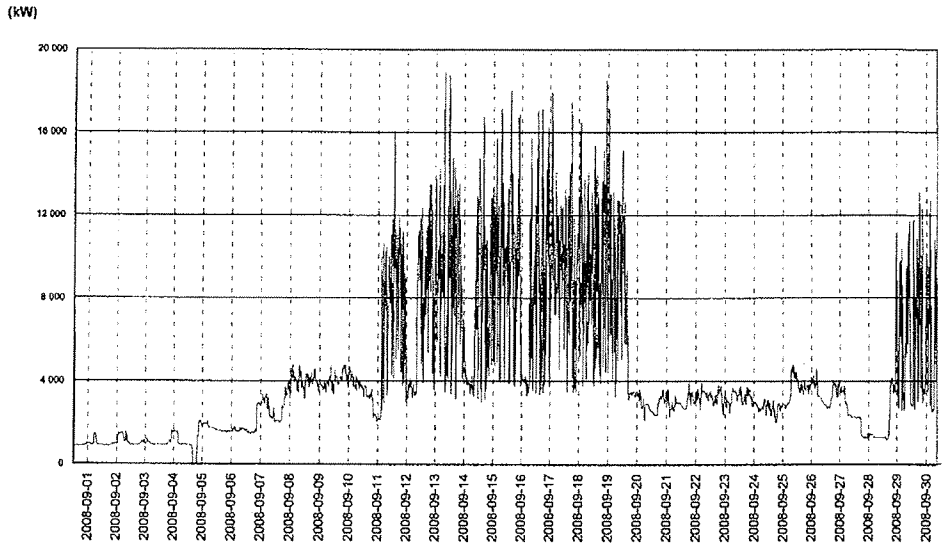
Numéro de compte

334162 302031

Date de la facture

Le 1er octobre 2008

Pour la période

du				au				nombre de jours
an	mois	jour	heure	an	mois	jour	heure	
2008	09	01	00h00	2008	10	01	00h00	30

Graphique de la consommation réelle