

Metodologia para fixação do encargo de responsabilidade da concessionária de distribuição de energia e cálculo da participação financeira do consumidor nas obras para seu atendimento

Methodological procedures for defining responsibility costs to power utilities and for computing consumers' financial shares in the cost of distribution works

André Luis de Castro David¹
Ricardo Reis Mourão²
Carlos Movar Martins Machado¹
Ronei Marcos Buratti¹

¹Companhia Paranaense de Energia - Copel

andrelui@copel.com
cmovar@copel.com
buratti@copel.com

² Associação Brasileira de Distribuidora de Energia Elétrica - Abradee

abradee@abradee.org.br

Abstract: The present paper aims at presenting methodological procedures for defining responsibility costs to power utilities, as well as for the calculation of consumers' financial participation in the cost of investments related to orders that are not fit in the criteria for the universalization of the use of electric energy.

The proposal was based on the new criteria for power tariffs developed by Brazilian Electricity Regulatory Agency - Aneel, mainly the Tariff on the

Use of Distribution System - TUSD, which has been a reference for the economical and financial relations between power utilities and their customers.

In order to make this proposal consistent, comparisons were made between the different methodologies applied by the power sector in Brazil before the advent of Resolution 223/2002 [1] and Law 10.438/2002 [2], which instituted the policy of electric energy universalization and annulled Decree 05/1991 [3], which was then used for the calculation of financial duty and participation, with 260 works. This way, it was possible to determine with proper data the viability of the proposal presented.

Keywords: Electric energy, regulation, financial share, distribution.

Resumo: O presente trabalho tem por objetivo apresentar uma metodologia para fixação do encargo de responsabilidade da concessionária de distribuição de energia e cálculo da participação financeira do consumidor, referente ao custo dos investimentos para atendimento de pedidos que não se enquadrem nos critérios de universalização do uso de energia elétrica.

A proposta foi baseada na utilização de preceitos e diretrizes tarifárias vigentes no País, elaboradas pelo agente regulador (Aneel), e que passaram a referenciar as relações econômicas e financeiras entre concessionária e clientes.

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD foi o balizador desta proposta metodológica.

De maneira a solidificar a proposta, foram elaboradas comparações entre a metodologia utilizada pelo setor até o advento da Resolução nº 223/2002 [1] e da Lei nº 10.438/2002 [2], que instituiu a universalização e acabou com a Portaria nº 05 [3], que era o balizador dos cálculos de encargo e participação financeira no setor elétrico brasileiro, com 260 obras.

Desta forma foi possível determinar, com dados concretos, a viabilidade da proposta apresentada.

Palavras-chave: Energia elétrica, regulação, participação financeira, distribuição.

1 Introdução

A Regulamentação dos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26.04.2002 [2], que estabeleceu a universalização do uso de energia elétrica, ocasionou uma radical alteração no setor elétrico brasileiro, levando a perda de uma das mais importantes referências do setor: o custo de obras para atendimento a terceiros e a parcela que está sob responsabilidade das distribuidoras de energia

elétrica. A participação financeira do consumidor nas obras para o seu atendimento, a partir daquela Lei, ficou completamente desprovida de orientação para sua cobrança aos consumidores de energia com potência instalada acima de 50 kW. Atendimentos a consumidores abaixo desta potência passaram a ser de responsabilidade integral das distribuidoras de energia elétrica, através da universalização do serviço público de energia elétrica.

Portanto, com a regulamentação da nova Lei, o setor elétrico passou a ser responsável pelo atendimento a todas as ligações solicitadas que tivessem carga instalada de até 50kW, independentemente de serem monofásicas, bifásicas ou trifásicas.

Diante disso, conduto, estabeleceu-se um vácuo regulatório, sob o ponto de vista financeiro, relativamente a solicitações de consumidores com potência instalada superior a 50 kW. Neste caso, a nem a Lei nº 10.438 [2] nem as regulamentações posteriores definiram critérios de cobrança destas obras, deixando, portanto, a cargo das distribuidoras a responsabilidade por adotar critérios que julgassem mais adequados em sua área de concessão, mesmo que a escolha viesse a onerar o solicitante pelo serviço, não havendo qualquer instrumento legal para contestação do critério de cobrança definido pela concessionária de distribuição.

Uma vez que a Aneel especificou, na Resolução nº 223, de 19.04.2002 [1], que haveria ressarcimento aos clientes tão logo se criasse regulamentação específica, abriu-se uma “janela de oportunidade” a futuras ações de indenizações de clientes contra distribuidoras. Esses processos certamente acarretarão ônus, não somente de aspecto econômico-financeiro, mas também operacional, já que as concessionárias deverão adequar seus sistemas técnicos e comerciais no sentido de levantar informações de clientes e calcular valores a serem devolvidos ou, em última instância, recebidos.

O objetivo deste trabalho é, pois, apresentar uma metodologia para definição da parcela de participação financeira do consumidor nos casos não cobertos pela universalização, de modo que tanto este como as distribuidoras possam estar em equilíbrio. A metodologia da primeira revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica, ocorrida no biênio 2003-2004, propunha que o valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD remunerasse parte das obras que a serem executadas para atender os pedidos dos consumidores das concessionárias. É evidente, portanto, que a cobrança integral das obras por parte das concessionárias não é adequada e tampouco justa, pois todos os consumidores

arcam com as tarifas de uso e remunerem a rede através da TUSD.

A metodologia utilizada neste trabalho considera aspectos legais, econômicos e financeiros, e apresenta um panorama do setor elétrico brasileiro ao longo do tempo.

Com a finalidade de cumprir os objetivos, a presente pesquisa utiliza-se de desenvolvimentos teóricos e documentos técnicos oficiais, caracterizando-se como do tipo analítico-descritivo e de natureza documental.

Além disso, foram coletados dados da Aneel sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, sobre as revisões tarifárias já ocorridas, bem como leis e resoluções de assuntos correlatos, a fim de auxiliar o entendimento do problema e ilustrar as conclusões apresentadas. A metodologia ora proposta visa contribuir para a regulação do assunto, contemplando as seguintes características:

Transparência: os ritos existem e são cumpridos para a devida legalidade dos processos, oferecendo, às partes interessadas e aos agentes independentes, a possibilidade de se reproduzir o processo decisório e os resultados;

Coerência: os métodos empregados são compatíveis entre si e com outros aspectos da legislação setorial;

Consistência: os métodos adotados podem ser mantidos ao longo da vida da concessão, ou seja, conduzem à estabilidade das regras, com a necessidade de parecer, alterações e adaptações às circunstâncias exigidas a ele.

Para garantir consistência ao trabalho, serão apresentadas aplicações práticas da metodologia proposta, utilizando-se, como referência, obras da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Nesses exemplos, serão consideradas obras novas relativas a extensões de rede, bem como originadas por solicitação de aumento de carga decorrente do crescimento vegetativo do sistema ou de produção em unidades particulares.

Além do cálculo dessas obras, para a proposta do trabalho faremos também o cálculo considerando as propostas de metodologia contidas na Portaria nº 05 e na Nota Técnica nº 183/2005-SRC/Aneel, esta última ainda em análise.

Finalmente, será delineado um comparativo entre a proposta aqui apresentada, as metodologias então existentes e a proposta oferecida pela Aneel.

2 Base histórica

O setor elétrico entendia que os serviços de atendimento a consumidores deveriam ser

executados pelas empresas responsáveis pela distribuição de energia. Os custos derivados desses serviços seriam lançados na contabilidade para que pudessem ser contemplados quando da fixação das tarifas, já que estas eram definidas tendo como base esses mesmos valores.

Com a publicação do Decreto nº 41.019, de 26.02.1957 [4], que regulamentava os serviços de energia elétrica, o setor elétrico passou a contar com um dispositivo que introduzia a necessidade de participação financeira do interessado na execução de obras de extensão ou de mudança de tensão de fornecimento. O capítulo IV desse Decreto, que trata do fornecimento de energia, traz o seguinte:

Art. 138 O custeio das extensões do sistema elétrico necessárias ao atendimento de pedidos de ligação ou mudança de tensão de fornecimento é de responsabilidade do concessionário até limites por ele calculados, obedecendo às normas baixadas pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE.

§ 1º - Na determinação do custo da extensão, para os fins do disposto neste artigo, o concessionário deve levar em conta somente o montante relativo ao segmento do sistema que atender à unidade de consumo, a partir do ponto de conexão com o sistema existente onde tem início a extensão, nos seguintes termos:

I - para atendimento em tensão secundária de distribuição, considerar a respectiva extensão da rede de distribuição secundária e primária, se necessária;

II - para atendimento em tensão primária de distribuição, subtransmissão ou transmissão, considerar a extensão da linha na tensão do fornecimento.

§ 2º - Em atendimento em tensão igual ou superior a 34,5 kV, o sistema de custeio previsto no "caput" deste artigo aplica-se igualmente a obras realizadas antes do ponto de conexão, caracterizadas como reforço de linha existente ou acréscimo de novo circuito, utilizadas ou não novas estruturas, desde que o reforço ou acréscimo seja estabelecido na tensão do fornecimento e se justifique face à insuficiência das instalações existentes para o fornecimento de energia.

§ 3º - O sistema de custeio previsto no "caput" deste artigo aplica-se às obras a que se referem os incisos I e II do artigo 141, quando estabelecidas na tensão do fornecimento e em sistema definido para eletrificação rural.

** V. art. 141, parágrafo único.*

Art. 139 - O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE deve elaborar as normas referidas no artigo anterior considerando o sistema elétrico do País como um todo e de forma a garantir que, dentro dos limites a serem calculados, os investimentos de responsabilidade

dos concessionários, realizados nos termos do mesmo artigo, não acarretem acréscimo ao custo total de serviço do setor elétrico superior ao acréscimo à receita, acréscimos esses previstos e decorrentes dos mesmos investimentos.

Art. 140 - A execução das extensões ou obras a que se refere o artigo 138 fica condicionada ao recebimento pelo concessionário, quando necessárias, de contribuição no valor correspondente à diferença entre o custo da extensão ou obra e o limite de investimento de responsabilidade do concessionário.

Parágrafo único - A critério do concessionário, a contribuição de que trata este artigo pode ser parcelada para efeito de pagamento.

Art. 141 - É de responsabilidade total do concessionário o custeio de:

I - Obras relativas a acréscimos de segunda e/ou terceira fases em redes ou linhas existentes;

II - Obras relativas a redes ou linhas, em tensão inferior a 34,5 kV, que se caracterizem como reforço das existentes ou acréscimo de novo circuito, utilizados ou não novas estruturas;

III - Obras relativas a redes ou linhas que se caracterizem como reforma das existentes;

IV - Obras necessárias para atender aos níveis de continuidade e/ou qualidade de serviço fixados pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, bem como aquelas atribuíveis ao concessionário em conformidade com as disposições regulamentares vigentes.

Parágrafo único - O disposto nos incisos I e II não se aplica quando se tratar de obra na tensão do fornecimento em sistema definido para eletrificação rural Neste caso deve ser observado o contido no § 3º do artigo 138.

Art. 142 - É de responsabilidade total do consumidor o custeio das obras realizadas a seu pedido e relativas a:

I - Extensão de linha exclusiva ou de reserva;

II - Melhoria de qualidade e/ou de continuidade do fornecimento a níveis superiores aos fixados pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, ou em condições especiais não exigidas pelas disposições regulamentares vigentes;

III - Melhoria de aspectos estéticos;

IV - Outras que lhe sejam atribuíveis, de conformidade com as disposições regulamentares vigentes.

Parágrafo único - Nos casos de que trata este artigo devem ser incluídos na determinação do custo total da obra o montante relativo ao segmento do sistema que atender à unidade de consumo em questão, bem como o referente à ampliação de capacidade e/ou reforma de subestações, alimentadores e linhas já existentes, quando necessários ao atendimento do pedido do consumidor.

Art. 143 - As obras construídas com auxílio dos consumidores, nos termos dos artigos 140 e 142,

devem ser incorporadas aos bens e instalações do concessionário quando concluídas, creditando-se a contas especiais as importâncias dos auxílios, conforme legislação em vigor.

Os artigos 138 e 139 atribuíam ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE a responsabilidade de elaborar as normas apontadas nos artigos. Neste ponto, cumpre-nos mencionar a Lei nº 5.655/1971 [5], que dispõe sobre a remuneração legal do investimento, estabelecendo que as diferenças entre a remuneração legal e a remuneração efetivamente obtida seria registrada em conta de resultados a compensar. A remuneração legal do investimento, a ser computada no custo do serviço da concessionária de serviço público de energia elétrica, seria entre 10% e 12%, a critério do poder concedente.

Posteriormente, o Decreto-Lei nº 1.383/1974 [6] instituiu a Reserva Global de Reversão - RGR, destinada a prover recursos para promover o equilíbrio econômico-financeiro das concessões, tendo em vista a ramificação da tarifa em todo o Brasil.

A RGR permitia e operacionalizava a transferência de receitas das empresas com rentabilidade acima de um determinado patamar, inicialmente 10%, para aquelas com rentabilidade inferior, quando aplicada uma mesma tarifa em nível nacional.

Finalmente, em 1981, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE estabeleceu normas regulamentando os artigos 138 e 139 do Decreto nº 41.019 [4] e criando a seguinte sistemática:

Art. 1º - O investimento de responsabilidade da concessionária do Serviço Público de Energia Elétrica, de que tratam os artigos 138 e 139 do decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, deve ser calculado da seguinte forma:

I – para consumidores a serem faturados pelas tarifas do Grupo A: 1,15 (um inteiro e quinze centavos) vezes o valor da tarifa fiscal em vigor por kW (quilowatt) de demanda faturável prevista;

II – para consumidores a serem faturados pelas tarifas do grupo B:

consumidores do subgrupo B-1 (residencial) 6 vezes o valor da tarifa fiscal em vigor por consumidor;

consumidores dos subgrupos B-2 (rural) e B-3 (não residencial e nem rural), considerados blocos de 200 kWh (duzentos kilowatts-hora), ou fração, de consumo mensal previstos;

1 – 6 (seis) vezes o valor da tarifa fiscal em vigor para o primeiro bloco, ou fração;

2 – 3 (três) vezes o valor da tarifa fiscal em vigor para os demais blocos ou fração.

§ 1º - Para os efeitos do disposto no item I acima, deve-se considerar a média ponderada das demandas mensais previstas para os primeiros 3 (três) anos, no máximo, de ligação e fornecimento definitivas.

§ 2º - A previsão do consumo mensal, a que se refere a letra “B” do item II supra, deve-se balisar:

I – consumidores do subgrupo B-2 (rural): no consumo médio das já atendidas, pelo respectivo concessionário, e que se enquadram na mesma subclasse;

II – consumidores do subgrupo B-3 (não residencial e nem rural): na carga supra citada.

Art. 2º - Para efeito de cálculo do investimento de responsabilidade do concessionário, o custo da obra poderá ser estimado, considerando-se o preço médio por parte ou por quilometro de linha de distribuição, respeitando sempre os critérios de elaboração de projeto e os padrões de construção adotados pela concessionária.

Art. 3º - O investimento de responsabilidade do concessionário, apurado de acordo com o disposto nesta portaria é obrigatório, não podendo ser maior ou menor, salvo quando o custo da obra for inferior àquela hipótese em que investimento e custo equivaler-se-ão.

Parágrafo único - para o desenvolvimento do programa específico de eletrificação, o concessionário poderá, mediante autorização do Departamento Nacional de Águas e Energias - DNAEE, investir além dos limites estabelecidos, devendo os valores adicionais serem alocados a conta 411.41 - Imobilização com Remuneração em Suspensão, de acordo com o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, estabelecido pelo Decreto nº 82.962 [7], de 29 de dezembro de 1978, retificado pelo decreto nº 84.441 [8], de 28 de janeiro de 1980.

Como padrão de referência para o cálculo da participação financeira, utilizava-se a tarifa fiscal, unificada nacionalmente. A tarifa fiscal foi criada pela Lei nº 4.156/1962 e tinha como objetivo inicial servir de base para o cálculo do Imposto Único sobre Energia Elétrica - IUEE. Esta era calculada via quociente do valor em cruzeiros da energia vendida no país em determinado mês, pelo correspondente volume físico (número de quilowatts/hora) de energia durante o mês.

O Decreto nº 83.269/1979 [9] dá nova redação ao artigo 139, compatibilizando a Lei com o processo de equalização tarifária: a norma regulando a participação financeira das concessionárias seria elaborada considerando o sistema elétrico do País como um todo, de forma que os investimentos sob sua responsabilidade não acarretassem acréscimo ao custo total do serviço do setor elétrico superior ao acréscimo obtido em termos de receita.

A regulamentação introduzida pelo DNAEE, tendo em vista a mudança na Lei, visava, portanto,

coadunar a evolução do investimento na prestação do serviço de forma a não imputar ao setor uma absorção de custos destoantes dos custos médios nacionais e, conseqüentemente, evitando a elevação da tarifa.

A referência à tarifa fiscal para cálculo da participação financeira da concessionária condicionava o investimento a um limite único em todo o território nacional: os valores que o extrapolassem encontravam suporte no autor do pedido de ligação.

Em 1990, o DNAEE publicou a Portaria nº 05 [3], que tinha como objetivo ajustar a sistemática e respectivo valores de que tratava a Portaria nº 93, de 13.11.1981.

Esta Portaria subsidiou as relações entre concessionários e consumidores até a publicação da Lei nº 10.438, de 26.04.2002 [2], que estabeleceu o programa de universalização de energia elétrica, sem ônus para consumidores. Contudo, a revogação da Portaria do DNAEE somente ocorreu de fato em 26.04.2003, com a publicação da Resolução nº 223/03 [1], que regulamenta o art. 14 da Lei nº 10.438/2002 [2].

3 Base da abordagem teórica

Em 1993, por meio da Lei nº 8.631, regulamentada, posteriormente, pelo Decreto nº 774, de 18.03.1993 [9], eliminaram-se a equalização tarifária, a garantia de rentabilidade mínima e a Conta de Resultados a Compensar - CRC. A tarifa passou a ser fixada por concessionária, em valores necessários para a cobertura dos custos da empresa, segundo suas características específicas.

A trajetória de mudanças tem continuidade com a regulamentação do artigo 175 da Constituição Federal, por meio da Lei nº 8.987/1995 [10], a nova lei das concessões de serviços públicos, e com a fixação de regras específicas para o setor elétrico através da Lei nº 9.074/1995 [11].

Além da introdução do mecanismo da licitação para a outorga de concessões, o arcabouço legal prevê a possibilidade de reagrupamento das concessões de distribuição, segundo critérios de racionalidade operacional e econômica.

A nova realidade era, então, o estabelecimento de tarifas por área de concessão. O critério introduzido, posteriormente, para o reajuste das tarifas, baseado na evolução dos custos de cada concessionária, pressupõe cálculos específicos para cada empresa. Assim cada área de concessão, independentemente da fixação ou não de nível de partida próprio, passa a apresentar, a partir de então, uma evolução tarifária particular.

Perde sentido, por outro lado, a aplicação de tarifa média nacional (como era o caso da tarifa fiscal) para cálculo da participação financeira das concessionárias nas obras para atendimento a novas ligações, visto que, com a introdução da TUSD, o custo para cada concessionária seria determinado em função da característica da carga por nível de tensão e refletindo a realidade técnica econômica da cada distribuidora, captando tanto o ganho de eficiência quanto a incapacidade da empresa de se adequar aos novos critérios de formação tarifária.

A preservação do mecanismo de participação financeira evita que novas ligações imponham custos superiores aos recursos advindos da elevação da receita: é necessário haver uma nova formulação para o seu cálculo.

A Resolução Aneel nº 223, de 29.04.2003 [1] — que estabeleceu condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica visando o atendimento de novas unidades consumidoras ou aumento de carga, regulamentando o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26.04.2002 [2] — torna imperativa a adoção de uma estrutura para cálculo da participação financeira dos consumidores e o encargo da concessionária.

Tal fato ocorreu em razão de a Resolução nº 223, de 19.04.2002 [1], nos seus arts. 3º e art. 4º definir o seguinte:

Art. 3º A partir da data de publicação desta resolução, a concessionária deverá atender, sem qualquer ônus para o solicitante ou consumidor, ao pedido de fornecimento ou aumento de carga, em áreas do sistema elétrico, que possa ser efetivado mediante a extensão de rede em tensão secundária de distribuição, inclusive instalação ou substituição de transformador, ainda que seja necessário realizar reforço ou melhoramento na rede em tensão primária de distribuição.

Parágrafo único. No caso de alocação de recursos a fundo perdido, oriundos de programas especiais implementadas por órgão da administração pública federal, do distrito federal, dos estados ou dos municípios, inclusive da Administração indireta, o disposto no caput aplicar-se-á também ao pedido de fornecimento ou aumento de carga em que seja necessário a extensão da rede em tensão primária de distribuição.

Art. 4º A partir de 1º de janeiro de 2004 a concessionária também deverá atender, um qualquer ônus para o solicitante ou consumidor, ao pedido de fornecimento ou aumento de carga que possa ser efetivado mediante extensão de rede em tensão primária de distribuição, observando o efetivo plano de universalização de energia elétrica.

Desse modo, a Resolução nº 223 não definia carga mínima para universalização, ou seja, garantia gratuita de todas as obras a serem executadas pela concessionária. Somente com a publicação da Lei nº 10.762 [12], de 11.11.2003, definiu-se, como carga limite para universalização, 50 kW em baixa tensão. O atendimento a novas ligações em baixa tensão, com carga de até 50 kW, seria de responsabilidade integral da concessionária.

Ao mesmo tempo, a Lei nº 10.762 definia que caberia à Aneel a regulamentação da participação financeira do consumidor. Seu art. 14 estabelecia o seguinte:

Art 14 (...)

I - áreas, progressivamente crescentes, em torno das redes de distribuição, no interior das quais o atendimento em tensão inferior a 2,3kV, ainda que necessária a extensão de rede primária de tensão inferior ou igual a 138kV, e carga instalada na unidade consumidora de até 50kW, será sem ônus de qualquer espécie para o solicitante que possuir característica de enquadramento no Grupo B, excetuado o subgrupo iluminação pública, e que ainda não for atendido com energia elétrica pela distribuidora local;

II - áreas, progressivamente decrescentes, no interior das quais o atendimento em tensão inferior a 2,3kV, ainda que necessária a extensão de rede primária de tensão inferior ou igual a 138kV, e carga instalada na unidade consumidora de até 50kW, poderá ser diferido pela concessionária ou permissionária para horizontes temporais preestabelecidos pela Aneel, quando o solicitante do serviço, que possuir característica de enquadramento no Grupo B, excetuado o subgrupo iluminação pública, e que ainda não for atendido com energia elétrica pela distribuidora local, será atendido sem ônus de qualquer espécie.

§ 1º O atendimento dos pedidos de nova ligação ou aumento de carga dos consumidores que não se enquadram nos termos dos incisos I e II deste artigo, será realizado à custa da concessionária ou permissionária, conforme regulamento específico a ser estabelecido pela Aneel, que deverá ser submetido a Audiência Pública.

Portanto, desde a publicação dessa Lei, as concessionárias e permissionárias deixaram de ter mecanismo legal para cálculo da participação financeira. Assim, cada empresa passou a definir sua própria política de cobrança, sendo que a maioria delas passou a cobrar dos consumidores 100% do custo da obra. Tal fato não corresponde à realidade, e somente foi possível em função do vácuo regulatório que até hoje persiste.

A participação financeira das concessionárias e dos clientes deve estar amparada e coerente com

a lógica tarifária implantada e consolidada com a conclusão da primeira rodada de revisão tarifária periódica, que ocorreu em todas as distribuidoras a partir de 2002.

Dessa forma, o setor elétrico precisa estar dotado de uma estrutura de cálculo da participação financeira que seja aderente a essa modalidade tarifária vigente.

4 Premissas do modelo de pesquisa

Considerando a trajetória tarifária própria de cada concessionária, e uma vez que cada área de concessão possui suas especificidades de atendimento, a questão de participação financeira deverá ser analisada individualmente.

O cálculo das tarifas de fornecimento para cada concessionária permite que se leve conta a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, bem como a manutenção dos níveis de confiabilidade e qualidade de operação do sistema dentro dos limites estabelecidos por meio de valor justo pago pelos consumidores, visto que as próprias tarifas calculadas para cada concessionária já refletem as particularidades regionais referentes ao mercado atendido.

O valor do encargo de responsabilidade que a concessionária aportará no investimento para atendimento de projetos deverá ser o mais justo possível, de modo que não penalize, posteriormente, via aumento tarifário, os demais consumidores.

Os novos investimentos realizados para atender a um novo consumidor são atribuídos a todos os consumidores, denominados, na presente proposta, de clientes "pioneiros", isto é, aquelas unidades consumidoras instaladas em ruas ou locais onde não existe infra-estrutura de energia elétrica e que, para sua ligação, faz-se necessária a extensão da rede de distribuição.

Com base nos critérios de participação financeira até então estabelecidos nas regulamentações do setor elétrico, todo e qualquer cliente "pioneiro" suportava o custo da obra, descontado do encargo da concessionária.

Com o advento da universalização dos serviços de energia elétrica, a partir de 2002, mediante a publicação da Resolução Aneel nº 223/03 [1], parcela significativa dos pedidos de ligação nova ficou isenta de participação financeira e, com isto, reduziu-se sensivelmente a presença do cliente "pioneiro".

Com a proposta apresentada neste trabalho, esta situação se reduz mais ainda, visto que, com o emprego da TUSD e com a aplicação de fator de utilização de 0,90, o total de obras com

participação financeira se reduz para menos de 15%, conforme poderá ser constatado pelas tabelas de cálculo no anexo deste trabalho.

Dessa maneira, praticamente se elimina o chamado “pioneiro” e a carga financeira que sobre ele recaía.

O encargo de responsabilidade da concessionária deve ser um limitador baseado no custo da obra e no retorno esperado via aumento de receita gerado por tal investimento. Esse limite deverá ser o valor a ser suportado pela concessionária, sendo o restante obrigação do interessado. A troca de encargo superior ao custo total do investimento significa alto retorno, sendo o custo, nesse caso, assumido integralmente pela concessionária.

A receita adicional proveniente do investimento a ser realizado deverá igualar os custos de operação e manutenção (O&M), a remuneração do investimento e a depreciação dos ativos.

A taxa de depreciação será reconhecida na empresa de referência de cada concessionária, assim como a relação entre os custos de O&M e a receita proveniente da parcela B será verificada também na empresa de referência de cada concessionária.

A remuneração do capital deverá ser valorada pela taxa de retorno (i), adequada aos investimentos em distribuição de energia elétrica no Brasil, definida pelo custo médio ponderado do capital (WACC), o qual é acrescido da carga tributária de 34% (25% de imposto de renda e 9% de contribuição social).

Assim, tornando-se o valor presente (i) de retorno, do total de receita uniforme prevista ao cargo do período de depreciação e baseada no acréscimo do montante de uso dos sistemas de distribuição MUSD, ter-se-á o valor correspondente do encargo de responsabilidade da concessionária. A participação financeira do consumidor será a diferença, quando positiva, entre o custo total das obras necessárias ao seu atendimento e o encargo de responsabilidade da concessionária. Uma vez que a demanda contratada na ponta pode, no limite, reduzir-se a zero, considera-se, para o cálculo da receita, a tarifa fora de ponta. Como já foi mostrado, o componente que remunera o fio — TUSD fio B — é aquele que remunera os custos de operação e manutenção, remuneração do investimento e depreciação dos ativos.

4.1 Metodologia para cálculo do encargo da concessionária e cálculo da participação financeira

A metodologia proposta procura tomar como base de valoração de encargo de responsabilidade da

concessionária ou permissionária uma estimativa do retorno propiciado pela família de obras destinadas ao atendimento às solicitações de fornecimento efetuadas pelos consumidores, para novas ligações com cargas superiores a 50 kW ou aumento de carga de qualquer valor.

O encargo de responsabilidade da concessionária destina-se a recuperar os investimentos que extrapolem o limite implícito na TUSD. A metodologia aplicada para obtenção desse excedente baseia-se no fluxo de caixa descontado, tomando por base a tarifa TUSD Fio B aplicada a esses consumidores, a demanda estável contratada para um período de 12 meses e o WACC regulatório.

Desse modo, propõe-se que o Encargo da Concessionária - EC seja calculado de acordo com a equação (1)

$$EC = \frac{12 \times MUSDc \times F_{Util} \times TUSD_{Fio\ B} \times \emptyset}{FRC} \quad (1)$$

onde

EC:	Encargo da concessionária, em reais, para atendimento ao cliente;
MUSDc:	Montante do uso do sistema de distribuição médio mensal contratado pelo cliente com potência superior a 50KW;
F_Util:	Fator de utilização do sistema elétrico
TUSD_Fio_B:	Componente fio B da TUSD aplicável ao cliente;
FRC:	Fator de recuperação do capital;
∅:	Fração da parcela B que remunera e recupera o investimento para atendimento ao consumidor.

Na prática, a fórmula representa a obtenção do Valor Presente Líquido - VPL da receita que remunera e recupera o investimento para atendimento ao cliente, considerando a necessidade de um fator de utilização do sistema (F_Util) e de um fator de recuperação de capital (FRC).

4.1.1. Cálculo do fator de inatividade de clientes - F_Util

O Fator de Inatividade de Clientes do Sistema Elétrico - F_Util é utilizado para se determinar o quanto o sistema elétrico é utilizado em relação à disponibilidade do sistema, isto porque em média 10% do tempo total o sistema está vago, e portanto, a concessionária não tem receita desse período de tempo.

Como o custo das obras de que tratam o cálculo da participação financeira deveriam ser pagas integralmente pelos consumidores, é justo que seja abatido o montante destinado a obras, que

as concessionárias arrecadam via cobrança da TUSD. Assim, se existir alguma receita perdida na TUSD, causada por clientes inativos, esta deve ser considerada no cálculo para não prejudicar a concessionária, ou seja, a concessionária não pode devolver aquilo que não arrecadou.

Portanto, o F_Util representa as condições do sistema de distribuição e deve ser assumido por todos os consumidores conectados, novos ou antigos, uma vez que as características dos sistema valem para todos os consumidores sem diferenciação.

Os valores de Número de Consumidores Ativos - NCA do grupo A e BT maiores que 50 KW e de Número de Consumidores Inativos - NCI do Grupo A e BT maiores que 50 kW, dados pela quantidade de ligações que, embora inativas, possam ser reutilizadas pelo mesmo cliente ou por outro que venha a substituí-lo, podem ser levantados pela Aneel junto às distribuidoras. Na falta desses dados, com base em levantamento expedito em algumas concessionárias, referente a consumidores do grupo A, propõe-se que se utilize 0,90 e sugere-se que este fator seja único para o Brasil todo, calculado pela Aneel periodicamente a cada cinco anos, por exemplo, e adotado pelas concessionárias a partir de cada revisão periódica.

Descrição dos valores:

NCA: Número de consumidores ativos do Grupo A e BT maiores que 50 KW;
NCI: Número de consumidores inativos do Grupo A e BT maiores que 50 kW, dado pela quantidade de ligações que, embora inativas, possam ser reutilizadas pelo mesmo cliente ou por outro que venha a substituí-lo.

4.1.2. Fração da parcela B que remunera e recupera o investimento para atendimento ao consumidor - Fi

A fração da parcela B que remunera e recupera o investimento para atendimento ao consumidor - Fi é calculada de acordo com a equação (2)

$$\emptyset = F_Subs \times F_IFB \times F_IAC \quad (2)$$

onde

F_Subst: Fator de exclusão de subsídio da concessionária;
F_IFB: Fator de investimento na TUSD_Fio_B da concessionária;
F_IAC: Fator de investimento para atendimento a clientes da concessionária.

A fórmula reduz o valor da componente Fio B, retirando a parcela destinada à compensação dos subsídios, reservando somente a proporção

destinada à remuneração e depreciação dos investimentos e, por fim, preservando a parte destinada aos investimentos efetuados em função das solicitações de atendimento. Sugere-se que o fator F seja calculado a cada revisão periódica.

Para cálculo do Fi é necessário definir os fatores F_Subst, F_IFB e F_IAC:

a. O Fator de Exclusão de Subsídio da Concessionária (F_Subst) retira os subsídios implícitos na tarifa de energia elétrica, que são aqueles destinados para subvenção do baixa renda não cobertos pelo Ministério das Minas e Energia - MME, 15% para água, esgoto e saneamento, 10% para consumidor rural AT e cooperativas.

Esse fator calcula o quanto a tarifa poderia ser menor se nela não houvesse subsídios. Desse modo, sua utilização reduz a componente Fio B para seu valor efetivo – equação (3).

$$F_Subst = \frac{RV + Subvenção\ BR}{RV_PLENA} \quad (3)$$

onde

RV: Receita verificada utilizada na última revisão periódica;
Subvenção_BR: Subvenção baixa renda considerada na última revisão periódica;
RV_PLENA: Receita verificada recalculada, utilizando-se o mercado no ano teste, considerado na última revisão periódica, aplicado às mesmas tarifas utilizadas no cálculo da receita verificada, sem descontos explícitos na legislação.

b. O fator de investimento na TUSD Fio B representa o quanto significa na tarifa, no momento da revisão tarifária, o valor a ser auferido pelos investidores, capital próprio e de terceiros, após pagamento dos impostos sobre a renda, em relação ao conjunto de itens que forma a componente Fio B.

Assume-se, por simplificação, que a proporção dos investimentos na componente Fio B mantém-se aproximadamente constante nos diversos níveis de tensão. Esta simplificação foi necessária pelo fato de a metodologia do reposicionamento tarifário não segregar os investimentos por nível de tensão, bem como pelo fato de a estrutura tarifária haver sido estabelecida a partir do custo marginal médio Brasil, enquanto a metodologia da receita requerida é definida pelo custo médio.

No entanto, crê-se não haver significativas distorções quanto à proporcionalidade adotada, pois, se a participação dos investimentos é menor à medida que sobe o nível de tensão de

fornecimento, também os custos de O&M das redes e os custos de comercialização decrescem. Portanto, o F_IFB calcula o montante de investimentos que estão alocados na parcela B.

A fórmula apresentada em (4) soma a depreciação (investimento em reposição) mais a remuneração líquida (investimento em expansão) e divide pelo total da parcela B.

$$F_IFB = \frac{\text{Depr} + \text{Rem} \times (1 - \text{IR})}{\text{ER} + \text{Inad} + \text{Depr} + \text{Rem} - \text{OR} - \text{Rexc}} \quad (4)$$

onde

ER, Inad, Depr e Rem: Respectivamente, valores da empresa de referência, inadimplência, depreciação e remuneração do capital próprio e de terceiros, excluídas as parcelas referentes a geração própria, observados no cálculo do reposicionamento tarifário;
OR e REXC: Respectivamente, valores de outras receitas (exceto receita de TUSD) e receitas extra-concessão deduzidas na receita requerida no cálculo do reposicionamento tarifário;
IR: Impostos sobre a renda (imposto de renda e contribuição sobre lucro).

c. O F-IAC – equação (5) – calcula o quanto representava na Base de Remuneração Regulatória - BRR, em média, no momento da Revisão Tarifária, a parcela de investimentos referente à expansão “horizontal” do sistema elétrico, a qual é calculada em função do número de consumidores.

No modelo do Fator X, os investimentos associados à expansão “horizontal” são aqueles que se efetuam em função da entrada de um novo consumidor, incluindo o reforço de sistema a “montante”.

$$F_IAC = \frac{\text{AIS_R} \times (1 - \text{Br}) + \text{AIS_S} \times (1 - \text{Bs}) + \text{AIS_C}}{\text{AIS_T}} \quad (5)$$

onde

AIS_R, AIS_S, AIS_C e AIS_T: Respectivamente, valores dos ativos imobilizados em serviço de redes, subestações, ramais de clientes e total (excluindo geração própria), observados no cálculo do fator X, no momento do reposicionamento tarifário.
BR e BS: Respectivamente, valores das economias de densidade para redes e subestações, observados no cálculo do fator X.

4.1.3. Cálculo do fator de recuperação do capital - FRC

O Fator de Recuperação do Capital – FRC – equação (6) – tem a função de descontar o fluxo de caixa das receitas advindas da aplicação da TUSD_Fio_B sobre a demanda contratada dos consumidores, sujeitas ainda às restrições já mencionadas. É, na prática, uma taxa de

desconto, baseada no WACC regulatório da revisão tarifária.

$$FRC = \frac{(1+WACC)^{1/d} \times WACC}{(1+WACC)^{1/d} - 1} \quad (6)$$

onde

WACC: Taxa de retorno após tributos, considerada na última revisão periódica;
d: Taxa de depreciação anual, em p.u., definida na última revisão tarifária.

5 Aplicações da metodologia proposta

A fim de simular os efeitos práticos da metodologia proposta, para cálculo do encargo de responsabilidade da concessionária e da participação financeira dos consumidores, referente ao custo dos investimentos de atendimento a pedidos de obras que não se enquadrem nos critérios de universalização do uso da energia elétrica, foram feitas três simulações: a primeira com o critério constante da Portaria DNAEE n° 05/90 que até então servia de base para o cálculo; a segunda utilizando a proposta apresentada pela Aneel em dez/2005 aos agentes do setor e ainda em discussão; e a terceira com os critérios propostos no presente trabalho.

Para as três simulações, foram utilizadas 260 obras do sistema elétrico da Companhia Paranaense de Energia - COPEL, sendo que os seus valores foram atualizados para a data de junho de 2006, a fim de evitar distorções de preços. Totalizaram o montante de R\$ 10.243.137,07, distribuídos entre os diversos níveis de tensão.

5.1 Simulação utilizando a portaria DNAEE n° 05/90

Para cálculo do encargo da concessionária com base na Portaria DNAEE n° 05/90 [3], foi adotada a tarifa fiscal no valor de R\$ 64,48, instituído pela Portaria n° 002/96.

De maneira a termos uma análise atual dos valores, reajustou-se o valor da tarifa fiscal através do IGPM do período de janeiro de 1996 a outubro de 2006, totalizando 174,1%.

5.2 Simulação da metodologia proposta pela Aneel

Na proposta da Aneel, foi considerada a equação (7) para o encargo de responsabilidade da concessionária ou permissionária.

$$EC = 12 \times (\text{MUSD} \times \text{TUSD fio B}) \times (1 - \alpha) \times FRC \quad (7)$$

onde

α : a fração de O&M em relação à parcela B, tendo como parâmetro o custo de operação e manutenção da empresa de referência definido na última revisão tarifária;

FRC: o fator de recuperação do Capital que traz a valor presente a receita uniforme prevista;

MUSD: montante de uso do sistema de distribuição, sendo a demanda mensal de referência prevista da carga a ser instalada ou acrescida no caso de aumento de carga;

TUSD fio B: a parcela da tarifa de demanda fora de ponta, correspondente ao nível de tensão da carga a ser instalada ou acrescida no caso de aumento de carga, que remunera o custo de operação e manutenção, a remuneração do investimento e a depreciação dos ativos.

5.3 Simulação da metodologia proposta no trabalho

No presente trabalho, buscou-se apresentar um aperfeiçoamento das metodologias anteriores. Foram incluídos novos fatores, os quais, no resultado mostraram-se bem aderentes, ilustrados na Tabela 1.

Tabela 1: Novos fatores na simulação da metodologia proposta

F_Util	0,90
\emptyset	0,17
FRC	0,13
Fator	1,24

5.4 Exemplos de simulação

Conforme citado acima, foram utilizadas simulações de 260 obras do sistema elétrico da Copel Distribuição, divididas em obras de ampliação, reforma e aumento de carga, além de obras novas.

5.5 Resultados dos cálculos

Como resultado, observa-se que, na utilização da Portaria DNAEE n° 05/90 [3], sem correção, a concessionária participa em todas as 260 obras com o volume financeiro de R\$ 1.554.990,00, correspondendo a 15% do total. Por outro lado, 64 consumidores, do universo total de 260, participaram com R\$ 8.688.147,00, correspondente a 85%.

Já utilizando a correção pelo IGPM da Portaria, teríamos a participação da concessionária em

todas as 260 obras com o volume financeiro de R\$ 2.223.244,89, correspondendo a 22% do total. Por outro lado, 21 consumidores, do universo total de 260, participaram com R\$ 8.019.892,18, correspondendo a 78%.

Em relação à proposta de cálculo apresentada pelo trabalho, foram realizadas quatro simulações, alterando-se o valor do F_Util:

a) F_Util = 0,90

Para esta simulação, a concessionária participa em todas as 260 obras com o volume financeiro de R\$ 1.684.959,00, correspondendo a 16% do total. Por outro lado, 37 consumidores, do universo total de 260, participaram com R\$ 8.558.179,00, correspondente a 84%.

b) F_Util = 0,75

Para esta simulação, a concessionária participa em todas as 260 obras com o volume financeiro de R\$ 1.585.277,97, correspondendo a 15% do total. Por outro lado, 47 consumidores, do universo total de 260, participaram com R\$ 8.657.859,10, correspondente a 85%.

c) F_Util = 0,80

Para esta simulação, a concessionária participa em todas as 260 obras com o volume financeiro de R\$ 1.620.032,26, correspondendo a 16% do total. Por outro lado, 44 consumidores, do universo total de 260, participaram com R\$ 8.623.104,81, correspondente a 84%.

d) F_Util = 0,95

Para esta simulação, a concessionária participa em todas as 260 obras com o volume financeiro de R\$ 1.713.798,50, correspondendo a 17% do total. Por outro lado, 34 consumidores, do universo total de 260, participaram com R\$ 8.529.338,57, correspondente a 83%.

Já como resultado da proposta da Aneel, a concessionária participa em todas as 260 obras com o volume financeiro de R\$ 2.499.622,61, correspondendo a 24% do total. Por outro lado, 12 consumidores, do universo total de 260, participaram com o valor de R\$ 7.743.514,46, correspondente a 76%.

Obs: É importante ressaltar que as obras foram calculadas para todos os níveis de tensão e para cargas superiores a 50kW.

Obs: Na Tabela 2 é apresentado um resumo dos valores obtidos.

Tabela 2: Resumo comparativo entre as três propostas elaboradas

Portaria / Proposta	Total de Obras		Total de Encargo da Concessionária			Total de Participação Financeira do Consumidor			
	R\$	Qtde	R\$	% / R\$	Qtde	R\$	% / R\$	Qtde. Obras	% / Obras
05	10.243.137,07	260	1.554.989,63	15%	260	8.688.147,44	85%	64	25%
05 corrigida pelo IGPM	10.243.137,07	260	2.223.244,89	22%	260	8.019.892,18	78%	21	8%
Abradee com $F_{Util} = 0,90$	10.243.137,07	260	1.684.958,50	16%	260	8.558.178,57	84%	37	14%
Abradee com $F_{Util} = 0,75$	10.243.137,07	260	1.585.277,97	15%	260	8.657.859,10	85%	47	18%
Abradee com $F_{Util} = 0,80$	10.243.137,07	260	1.620.032,26	16%	260	8.623.104,81	84%	44	17%
Abradee com $F_{Util} = 0,95$	10.243.137,07	260	1.713.798,50	17%	260	8.529.338,57	83%	34	13%
Proposta Aneel	10.243.137,07	260	2.499.622,61	24%	260	7.743.514,46	76%	12	5%

6 Conclusão

Este trabalho apresentou o desenvolvimento de uma metodologia para o problema da falta de regulamentação para a cobrança de encargo das concessionárias de energia elétrica bem como do valor da participação financeira do consumidor.

Mostrou-se que, em função da Lei nº 10.438 [2], de 26.04.2002, a qual estabeleceu, em seus artigos 14 e 15, a universalização do uso de energia elétrica, eliminando a regulamentação que havia para determinação dos valores de participação financeira e encargos da concessionária aos consumidores de energia com potência instalada acima de 50 kW, já que o atendimento a consumidores abaixo dessa potência passou a ser de responsabilidade integral das distribuidoras de energia elétrica, através da universalização do serviço público de energia elétrica.

O trabalho procurou estabelecer procedimentos para fixação do encargo de responsabilidade da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como para cálculo da participação financeira do consumidor, referente ao custo de investimentos para atendimento de pedidos que não se enquadrem nos critérios de universalização do uso da energia elétrica.

A metodologia proposta procura tomar como base de valoração de encargo de responsabilidade da concessionária ou permissionária uma estimativa do retorno propiciado pela família de obras destinadas ao atendimento às solicitações de fornecimento efetuadas pelos consumidores, para novas ligações com cargas superiores a 50 kW ou para aumento e reforço de carga de qualquer valor.

O encargo de responsabilidade da concessionária destina-se a recuperar os investimentos feitos pela concessionária, que extrapolam o limite implícito na TUSD. A metodologia aplicada para obtenção

desse excedente baseia-se no fluxo de caixa descontado, tomando por base a tarifa TUSD Fio B aplicada a esses consumidores e a demanda estável contratada para um período de 12 meses e um fator de recuperação de capital (WACC) regulatório.

Cumpramos destacar que, com esta metodologia, os clientes passarão a pagar o valor justo pelas obras vinculadas à tarifa de uso de seu mercado. Já a empresa dona da concessão terá sido remunerada de maneira a obter retorno justo pelo serviço, trazendo equilíbrio econômico e financeiro à empresa e equidade na cobrança.

Além dos benefícios expostos acima, este trabalho proporciona uma referência, que pode ser adotada pela Aneel, para dotar o mercado de uma metodologia consistente.

7 Referências

- [1] Resolução Aneel nº 223, de 19.04.2002. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acessado em 04/2005.
- [2] Lei nº 10.438 de 26.04.2002. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acessado em 04/2005.
- [3] Portaria DNAEE nº 05, de 06.08.90. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acessado em 08/2005.
- [4] Decreto-Lei nº 41.019, de 26.02.1957. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acessado em 04/2005.
- [5] Decreto-Lei nº 5.655, de 06.05.1971. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acessado em 09/2005.
- [6] Decreto-Lei nº 1.383, de 08.12.1974. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acessado em 06/2005.
- [7] Decreto-Lei nº 82.962, de 29.12.1978. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acessado em 02/2006.
- [8] Decreto-Lei nº 84.441, de 28.01.1980. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acessado em 04/2005.

[9] Decreto-Lei nº 83.269, de 10.03.1979. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acessado em 10/2005.

[10] Lei das Concessões de Serviços Públicos de 12.08.1995. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acessado em 04/2005.

[11] Lei nº 9074, de 20.08.1995. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acessado em 04/2005.

[12] Lei nº 10.762, de 11.11.2003. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acessado em 04/2005.