UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENERGIA E AUTOMAÇÃO ELÉTRICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

**PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA CÁLCULO DO ENCARGO DE
RESPONSABILIDADE DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA E DA PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA DO CONSUMIDOR NAS
OBRAS PARA SEU ATENDIMENTO**

André Luis de Castro David

Orientador: Prof. Dr. Carlos Marcio Vieira Tahan

SÃO PAULO

2007

ANDRÉ LUIS DE CASTRO DAVID

**PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA CÁLCULO DO ENCARGO DE
RESPONSABILIDADE DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA E DA PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA DO CONSUMIDOR NAS
OBRAS PARA SEU ATENDIMENTO**

Dissertação apresentada à
Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo
para Obtenção do Título de
Mestre em Engenharia.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Marcio Vieira Tahan

SÃO PAULO

2007

Dissertação defendida e aprovada no Departamento de Departamento de Energia e Automação Elétricas Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Potência, pela seguinte banca examinadora:

FICHA CATALOGRÁFICA

De Castro David, André Luis

Proposta de metodologia para cálculo do encargo de responsabilidade da concessionária de distribuição de energia e da participação financeira do consumidor nas obras para seu atendimento. São Paulo, 2007.

132p.

Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Energia e Automação Elétricas.

1. Engenharia Elétrica. 2. metodologia para cálculo do encargo de responsabilidade da concessionária de distribuição de energia. 3. participação financeira do consumidor.

I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Energia e Automação Elétricas.

Agradecimentos

Este trabalho só pôde ser realizado com o apoio de profissionais de altíssimo nível, mostrando que a complexidade dos temas contemporâneos não permite mais o isolamento na busca de soluções que podem melhorar o nosso meio.

Agradeço aos dirigentes da COPEL que viabilizaram a possibilidade de realizar este mestrado e conseqüentemente esta dissertação.

Ao professor Tahan, mais do que um Mestre, um amigo que não poupou esforços para ajudar no desenvolvimento deste trabalho, sempre com muita competência.

Finalmente a minha família que agradeço por entender as horas de ausência durante o desenvolvimento deste trabalho.

A sempre presente, Adriana.

SUMÁRIO

RESUMO	05
ABSTRACT	06
1. INTRODUÇÃO	12
2. ABORDAGEM HISTÓRICA DA LEGISLAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO REFERENTE À PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA DOS CONSUMIDORES NOS CUSTOS DAS OBRAS	17
2.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS	17
2.2. BASE HISTÓRICA.....	21
3. BASES DA ABORDAGEM TEÓRICA	31
3.1. INTRODUÇÃO	31
3.2. MODELO TARIFÁRIO ATUAL	35
3.3. REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO.....	41
3.4. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA	45
3.5. CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES.....	46
3.6. REMUNERAÇÃO DO CAPITAL.....	53
3.7. BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA	55
3.8. CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO BRUTA DO CAPITAL PRÓPRIO E DE TERCEIROS	58
3.9.QUOTA DE REINTEGRAÇÃO (DEPRECIAÇÃO)	59
3.10. VALOR DA PARCELA “A”	59
3.10. 1. Encargos Tarifários.....	59
3.11. TOTAL DA RECEITA REQUERIDA	61
3.12. DETERMINAÇÃO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	63
4. PROPOSTA DESTA PESQUISA	67
4.1. INTRODUÇÃO	67

4.2. PROPOSTA DE CRITÉRIOS TÉCNICOS BÁSICOS PARA FIXAÇÃO DO ENCARGO DA CONCESSIONÁRIA BEM COMO O CÁLCULO DA PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA	70
4.3. METODOLOGIA PROPOSTA PARA O CÁLCULO DO ENCARGO DA CONCESSIONÁRIA BEM COMO O CÁLCULO DA PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA DO CONSUMIDOR	72
4.3.1. Cálculo do Fator de Utilização – Fator de Inatividade de Clientes – F_Util	74
4.3.2. Fração da Parcela "B" que Remunera e Recupera o Investimento para Atendimento ao Consumidor - ϕ	75
4.3.3. Cálculo do Fator de Recuperação do Capital - FRC	79
5. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA	80
5.1. PREMISSAS PARA SIMULAÇÃO DO ENCARGO DE RESPONSABILIDADE DA CONCESSIONÁRIA E DA PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA DO CONSUMIDOR	80
5.2 SIMULAÇÃO UTILIZANDO OS CRITÉRIOS DA PORTARIA DNAEE 05/90.....	81
5.3 SIMULAÇÃO PELOS CRITÉRIOS DA METODOLOGIA PROPOSTA PELA ANEEL	82
5.4 SIMULAÇÃO PELOS CRITÉRIOS DA METODOLOGIA PROPOSTA NESTE TRABALHO	82
5.5 SIMULAÇÕES REALIZADAS	83
5.6 COMENTÁRIOS	87
6. CONCLUSÃO.....	89
REFERÊNCIAS	93
ANEXO I – AVALIAÇÃO DA TAXA PONDERADA DE ATUALIZAÇÃO DO CAPITAL -WAC	96
ANEXO II – ENCARGOS TARIFÁRIOS.....	110
ANEXO III – EXEMPLO DE CÁLCULO DE CUSTOS DE OBRAS BEM COMO O ENCARGO DA CONCESSIONÁRIA E A PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA DO CONSUMIDOR.....	118

RESUMO

O Presente trabalho tem por objetivo apresentar uma proposta de metodologia para a fixação do encargo de responsabilidade da concessionária de distribuição de energia; e o cálculo da participação financeira do consumidor referente ao custo dos investimentos para atendimentos de pedidos que não se enquadrem nos critérios de universalização do uso de energia elétrica. A proposta foi baseada na utilização dos preceitos e diretrizes tarifárias vigentes no País, elaboradas pelo órgão regulador – Aneel e que passou a referenciar as relações econômico-financeiras entre concessionária e clientes. A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição foi conceito balizar desta proposta metodológica. Para consistir este trabalho foram elaboradas comparações dos encargos das concessionárias e da participação financeira dos consumidores para 260 obras, entre o disposto nesta proposta e a metodologia definida pela Portaria 05/90 do Dnaee, que foi revogada pelo regulamento que instituiu a universalização em 2002. Dessa forma foi possível determinar, a partir de dados concretos, a viabilidade e o impacto da proposta apresentada.

ABSTRACT

The present work has the objective of presenting a methodology for the setting of the incumbency of responsibility of the concessionaire of energy distribution and a calculation of the financial participation of the consumer referring to the cost of the investments for attendance of orders that are not fit in the criteria of universalization of the use of electric energy. The proposal was based on the use of the new criteria of Tariff elaborated by the regulating agent - ANEEL and which has started to be a reference for the economic financial relations between concessionaire and customers. The Tariff over the Use of the Distribution System was the maker of this methodological proposal. In order to make the proposal consistent, comparisons were made between the methodology used by the sector before the advent of the Law 10,438 of 26/04/2002 which instituted the Universalization and finished Regulation 05/90 which was the maker of the calculations of incumbency and financial participation in the Brazilian electric sector, with 260 job sites. This way, it was possible to determine with proper data the viability of the proposal presented.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPM - Capital Assets Pricing Model
BMF - Bolsa de Mercadorias e Futuros
CCC - Conta de Consumo de Combustíveis
CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH - Contribuição Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
COPEL – Companhia Paranaense de Energia Elétrica
CRC - Conta de Resultados a Compensar
DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A
ER - Empresa de Referência
IC - Instalações de Conexão
IUEE - Imposto Único sobre Energia Elétrica
FRC - Fator de Recuperação de Capital
F_Útil - fator de utilização do sistema e um
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)
MME - Ministério das Minas e Energia
ONS - Operador Nacional do Sistema
O&M - Operação e Manutenção
SIG's - Sistemas Informatizados de Gestão
RB -Rede Básica
RBCT - Remuneração Bruta do Capital de Terceiros
RCRR - Remuneração do Capital a ser Considerada na Receita Requerida
RGR - Reserva Global de Reversão
RLCP - Remuneração Líquida do Capital Próprio
VNR - Valor Novo de Reposição

WACC - Weighted Average Cost of Capital (Custo Médio Ponderado de Capital)

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TUSD - Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição

LISTA DE GRÁFICO

Gráfico 1 – Regime de regulação por incentivos preços máximos	40
--	-----------

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Encargos tarifários	60
Quadro 2 – Critérios da Portaria Dnaee 05/90	81
Quadro 3 – Obras Exemplos	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Custo Médio Ponderado do Capital (WACC)	55
Tabela 2 - Dados referentes às Obras Exemplos	84
Tabela 3 - Dados dos Fatores para Cálculo da Simulação com os critérios propostos neste trabalho	84
Tabela 4 - Valores da TUSD da COPEL	85
Tabela 5 - Resultados Obtidos – Obras Exemplo	85
Tabela 6 - Resultados Gerais	86
Tabela 7- Quantidade de Obras com Participação Financeira	86
Tabela 8 - Valores Resultantes da Metodologia Proposta	87
Tabela 9 - Resumo Comparativo das Propostas com WACC = 11,26%	91
Tabela 10 - Resumo Comparativo das Propostas com WACC = 10%	92

1. Introdução

A Regulamentação dos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002 que estabeleceram a universalização do uso de energia elétrica ocasionou uma radical alteração no Setor Elétrico Brasileiro, levando a perda de uma das suas mais importantes referências: critérios para a avaliação das correspondentes parcelas de responsabilidade das distribuidoras e consumidores no custo das obras para fornecimento de energia. A partir da Lei retromencionada, o setor elétrico ficou completamente desprovido de uma orientação para a cobrança desta participação financeira dos consumidores e para a avaliação da parcela de responsabilidade das distribuidoras de energia elétrica para atendimentos com potência instalada acima de 50 kW. Atendimentos a unidades consumidoras com potências instaladas inferiores passaram a ser de responsabilidade integral das Distribuidoras de Energia Elétrica, através de regulamentos instituídos pela Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica.

Com a Regulamentação da Lei 10.438 as concessionárias e permissionárias de energia elétrica passaram a ser responsáveis pelo atendimento a todas as ligações solicitadas que tivessem uma carga instalada até 50kW, independentemente de serem monofásicas, bifásicas ou trifásicas.

Entretanto, ocorreu um vácuo regulatório no que tange ao aspecto financeiro quando à solicitação de consumidores que tivessem potência instalada superior a 50 kW. Neste caso nem a Lei nº 10. 438 nem as

regulamentações posteriores¹ definiram critérios de cobrança destas obras, deixando, portanto, a cargo de cada distribuidora a responsabilidade de adotar um critério, a seu juízo, em sua área de concessão, mesmo que este critério viesse a onerar o solicitante pelo serviço, deste modo não havendo, para este, instrumento legal para se poder contestar o critério de cobrança definido pela concessionária de distribuição.

Como o Agente Regulador especificou na Resolução 223 de 19/04/2002 que haveria ressarcimento aos clientes, assim que houvesse uma regulamentação específica, abriu-se então uma “janela de oportunidade” a futuras ações de indenizações dos clientes contra as distribuidoras, que provavelmente trarão ônus não só sob o aspecto Econômico-Financeiro, mas também sob aspectos operacionais, já que as concessionárias deverão adequar seus sistemas técnicos e comerciais no sentido de levantar as informações dos clientes e calcular os valores a serem devolvidos ou em última instância os recebidos para a execução destas obras.

Com o intuito de solucionar este problema, em 2005 a Aneel propôs uma metodologia que foi à audiência pública, e que, no entanto, ainda não foi concluída.

Neste cenário, as Distribuidoras procuraram por mecanismos capazes de mitigar possíveis perdas que poderiam ter em relação à execução de obras em atendimentos a terceiros, em geral cobra-se do consumidor todo o custo da obra executada.

¹ Observa-se que em 13/02/2007 a Aneel publicou a Resolução normativa no. 250, que regulamentou essa questão. O documento está disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007250.pdf><http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007250.pdf>

O objetivo desta dissertação foi apresentar uma metodologia para a definição da parcela de participação financeira do consumidor nos casos não cobertos pela Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, a fim de que, tanto este como as Distribuidoras possam estar em equilíbrio no que tange aos custos gerados na prestação deste serviço. A metodologia da primeira revisão tarifária das Distribuidoras de energia elétrica ocorrida no biênio 2003 - 2004 propôs que o valor da tarifa de uso das redes de distribuição – TUSD deveria remunerar uma parte das obras que as concessionárias realizam para atender os pedidos de seus consumidores. Portanto, é notório que a cobrança integral das obras por parte das concessionárias não se faz adequada e nem tampouco é justa, pois os consumidores arcam indistintamente com as mesmas tarifas de uso e remuneram a rede através da TUSD.

A metodologia utilizada neste trabalho considerou os aspectos: Legais, Econômicos e Financeiros; além de apresentar uma visão no Setor Elétrico brasileiro a partir da edição do Código das Águas (Decreto nº 24.643 de 10 de junho de 1934).

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

Além disso, inclui-se uma coleta de dados da Aneel sobre a legislação da 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.

Esta dissertação propõe uma metodologia, que apresenta as seguintes características:

- a) 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;
- b) coerência: os métodos empregados são compatíveis entre si e com os outros aspectos da legislação setorial;
- c) 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.

Além deste primeiro capítulo introdutório, o trabalho tem mais cinco capítulos. No capítulo dois, é apresentado um histórico da Participação Financeira no Setor Elétrico brasileiro a partir da edição do Código das Águas, no ano de 1934.

No capítulo três são apresentadas as bases da abordagem teórica, adequadas para a análise. No capítulo quatro é estabelecida a metodologia proposta e recomendações do trabalho de pesquisa.

No capítulo cinco é apresentada uma série de aplicações práticas da metodologia proposta, usando como referência obras da Copel – Companhia

Paranaense de Energia. Nesses exemplos são consideradas obras novas, relativas às extensões de rede, bem como originadas por solicitação de aumentos de carga decorrentes do crescimento das cargas em unidades particulares.

Além do cálculo dos custos das obras supracitadas e suas duas parcelas para a proposta do trabalho, fez-se uma análise comparativa entre a metodologia utilizada pela Portaria Dnaee 05/90 e a Proposta de Metodologia apresentada pela Aneel - em audiência pública através da nota técnica 183/2005 – SRC/Aneel - que ainda encontra-se em análise.

Finalmente, no capítulo seis é apresentado um resumo da análise do realizada no capítulo cinco e as principais conclusões.

2. Abordagem histórica da legislação do setor elétrico brasileiro referente à participação financeira dos consumidores nos custos das obras

O objetivo deste capítulo é apresentar um histórico do Setor Elétrico Brasileiro no que se refere à evolução dos critérios que nortearam o cálculo da participação financeira dos consumidores nos custos das obras para o seu atendimento.

2.1 Considerações gerais

É fundamental o conhecimento da evolução do setor Elétrico Brasileiro ao longo dos anos, tendo como ponto de partida, o Código das Águas, através do Decreto nº 24.643 de 10 de junho de 1934.

Segue uma síntese das idéias que balizaram o decreto que, conseqüentemente, foram ponto de partida para as definições legais que lhe seguiram, dando formato à estrutura tarifária brasileira e a definição do mecanismo estabelecido para a obtenção do Encargo de Responsabilidade das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, bem como o cálculo da Participação Financeira dos Consumidores, referentes ao custo das obras para atendimento dos pedidos de ligação da Energia Elétrica ou ampliação de demandas individuais das unidades consumidoras.

O Código das Águas define como objetivos principais da regulamentação:

- fixar tarifas razoáveis;
- assegurar serviço adequado;
- garantir estabilidade financeira.

Para se alcançar tais objetivos, diversos fatores precisam ser determinados, incluindo os relacionados à remuneração adequada do capital, para se garantir a estabilidade financeira e o controle das emissões de títulos.

O serviço adequado é reconhecido como exigência fundamental, do ponto de vista das necessidades públicas, sem considerar o expediente financeiro ou a questão das tarifas, que são decorrentes das exigências apresentadas para o cumprimento do quesito tido como principal.

Quanto ao serviço adequado, as principais fases da regulamentação são:

- qualidade dos serviços;
- extensão do atendimento;
- evolução tecnológica das instalações, buscando processos mais econômicos e atuais da operação.

Quanto à fixação das tarifas razoáveis, o referido código considera que as tarifas deveriam ser fixadas sob a forma do serviço pelo custo.

O sucesso da regulamentação está no estabelecimento de uma base que não esteja sujeita a flutuações, para esta avaliação das propriedades físicas das empresas, para o cálculo das tarifas, e isso se obtém adotando o critério do “custo histórico”, ou seja, não adotando o critério do “custo de reposição”. Considerando que o custo histórico corresponde ao custo

original das instalações, o dinheiro de fato empenhado, menos a depreciação e o custo de reprodução, ou de substituição é o montante do dinheiro necessário na atualidade para substituí-lo, menos a depreciação.

A opção pelo critério de “custo histórico” está ancorada na filosofia do serviço a ser remunerado com base no custo, pois, caso se optasse pelo custo de reprodução - que varia com a mudança do nível dos preços -, ou igualmente com as flutuações dos preços dos elementos que fazem parte das propriedades, teria que se fazer repetidas avaliações, durante um período de alta de preços e aumento de custos para ajustar as tarifas para cima, e durante a baixa de preços para fazer ajustamentos para baixo.

No entanto, a cada momento apareceriam interesses divergentes das empresas e dos consumidores e, conseqüentemente as decisões finais poderiam demorar sobremaneira até por ações judiciais, podendo paralisar a estrutura de regulação, com prejuízo para todos os participantes do mercado.

O custo de reprodução se ajusta mais na remuneração do capital empregado para indústrias de livre concorrência. É inadmissível, sob o ponto de vista defendido neste estudo, aplicar este conceito, às empresas de serviços públicos conduzidas com monopólios. Outro problema para adoção do custo de reposição é o de favorecer a inflação, pois estaria sempre supondo uma correção monetária.

Logo, o custo de reposição não é satisfatório por que determiná-lo a qualquer tempo depende de uma avaliação, o que acarreta diferenças de opinião das partes, e que também possibilita pendências judiciárias.

Portanto, sob o ponto de vista econômico ou financeiro julga-se mais adequado que se considere o custo atual, de acordo com a contabilidade, como base para todos os fins de concessão.

Outro aspecto citado como primordial finalidade da regulamentação é a garantia da estabilidade financeira, o que permitirá a permanência e a regularidade do serviço aos consumidores e aos que empregam dinheiro nas empresas.

Os fatores de estabilidade financeira são:

- controle de emissão de títulos;
- garantia de lucros adequados, isto é, suficiente para cobrir:
 - a) os encargos fixados;
 - b) as despesas de operação e manutenção, e
 - c) uma remuneração de capital que possa atrair novos investimentos para os serviços.

Decorre verificar se essa garantia própria da regulamentação, com a conversão flexível, fundamentada no serviço pelo custo, de fato assegura o desenvolvimento do serviço de acordo com o progresso técnico e econômico.

Observa-se que uma parte do custo se destina à retribuição do capital, sobre o que busca como avaliação justa, certa, segura e insofismável, que é uma das bases do custo histórico, da propriedade e, por fim, com a sua natural expansão, em regime de verdade e justiça, com sua natureza de monopólio que lhe é inerente, afastando o risco para o capital.

2.2 Base histórica

O decreto nº 24.643 de 10 de junho de 1934 – Código de Águas, que é um importante e histórico marco de referência a toda legislação futura do Setor Elétrico Brasileiro, foi elaborado com esses fundamentos.

Neste contexto pode-se citar o capítulo III – Fiscalização, que possui os artigos 178 ao 188.

No artigo art. 180 tem-se - Quanto às tarifas razoáveis, alínea "b" do artigo 178, o Serviço de Águas fixará, trienalmente, as mesmas:

I – sob a forma do serviço pelo custo, levando-se em conta:

- a) todas as despesas e operações, impostos e taxas de qualquer natureza, lançados sobre a empresa, excluídas as taxas de benefício;*
- b) as reservas para a depreciação;*
- c) a remuneração do capital da empresa.*

II – Tendo em consideração, no avaliar a propriedade, o custo histórico, isto é, o capital efetivamente gasto, menos a depreciação;

III – conferindo justa remuneração a esse capital;

IV – vedando estabelecer distinção entre consumidores, dentro da mesma classificação e nas mesmas condições de utilização do serviço;

V – tendo em conta as despesas de custeio fixadas, anualmente, de modo semelhante.

Esse artigo deixa claro que os serviços para atendimento a consumidores deveriam ser executados pelas empresas responsáveis pela distribuição de energia e os custos derivados destes serviços seriam lançados na contabilidade para que, quando da fixação da tarifa, estes pudessem ser contemplados, já que a base da definição tarifária seguia a tarifa pelo custo do serviço.

Somente com a publicação do Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957 que regulamentava os Serviços de Energia Elétrica é que 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. Neste decreto, tem-se no Capítulo IV - Do Fornecimento de Energia:

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.

* V. art. 143.

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 definiam que o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – Dnaee deveria elaborar as normas referidas aos artigos, e neste ponto devemos ressaltar a Lei 5.655, de maio de 1971, que dispõe sobre a remuneração legal do investimento, estabelecendo que a diferença entre a remuneração legal e a remuneração efetivamente obtida seria registrada em uma conta de resultados a compensar.

Sendo que a remuneração legal do investimento, a ser computada no custo do serviço da concessionária de serviço público de energia elétrica, será entre 10% (dez por cento) e 12% (doze por cento), a critério do poder concedente.

Posteriormente, foi definido através do Decreto Lei 1.383, de dezembro de 1974 a Reserva Global de Reversão (RGR), destinada a prover recursos para promover o equilíbrio econômico-financeiro das concessões, tendo em vista a unificação 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, define as normas regulamentando os artigos 138 e 139 do Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, 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) vez 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:

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

b) 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 balizar:

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 supracitada.

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 Suspense, de acordo com o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, estabelecido pelo Decreto nº 82.962, de 29 de dezembro de 1978, retificado pelo decreto nº 84.441, de 28 de janeiro de 1980.

Era utilizada a tarifa fiscal, unificada nacionalmente como padrão de referência para o cálculo da participação financeira.

A tarifa fiscal foi criada pela Lei 4.156 de 1962 e tinha como objetivo inicial servir de base para o cálculo do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE). 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 83.269 de março de 1979 atribuiu 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 de responsabilidades das mesmas 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, a 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 o 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.

No ano de 1990 foi publicada pelo Dnaee a portaria nº 5 que tinha como objetivo ajustar a sistemática e os respectivos valores de que tratava a portaria nº 93 de 13 de novembro de 1981.

Essa portaria subsidiava as relações entre concessionários e consumidores até a publicação da Lei 10.438 de 26/04/2002, que estabeleceu o programa de universalização da energia elétrica, sem ônus para consumidores, mas a revogação da portaria Dnaee realmente só ocorre em 26/04/2003 com a publicação da Resolução Aneel 223/03 que regulamenta o Art 14 da Lei 10.438/02.

É importante destacar alguns pontos da portaria 05 de 11/01/1990, que são vitais como referência para a proposta deste trabalho:

Art. 1º Os encargos de responsabilidade do concessionário de serviço público de energia elétrica, de que tratam os arts. 138 e 139 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com a redação dada pelo Decreto nº 98.335, de 26 de outubro de 1989, devem ser calculados da seguinte forma:

I - para unidades consumidoras a serem faturadas pelas tarifas do Grupo A:

a) subgrupos A1, A2 e A3: 0,60 (sessenta centésimos) vezes o valor da tarifa fiscal em vigor por kW (quilowatt) de demanda faturável prevista;

b) subgrupos A3a e A4: 0,80 (oitenta centésimos) vezes o valor da tarifa fiscal em vigor por kW (quilowatt) de demanda faturável prevista;

c) subgrupos AS: 1,00 (um inteiro) vez o valor da tarifa fiscal em vigor por kW (quilowatt) de demanda faturável prevista.

II - para unidades consumidoras a serem faturadas pelas tarifas do Grupo B:

a) subgrupo B1 (residencial): 6 (seis) vezes o valor da tarifa fiscal em vigor para cada unidade consumidora:

b) subgrupos B2 (rural) e B3 (não residencial e nem rural), considerados blocos de 200 kWh (duzentos quilowatts-hora), ou fração de consumo mensal previsto;

b1) 4 (quatro) vezes o valor da tarifa fiscal em vigor para o primeiro bloco ou fração;

b2) 2 (duas) vezes o valor da tarifa fiscal em vigor para os demais blocos ou fração.

c) subgrupo B4 (iluminação pública) – tarifas B4a e B4b: 2 (duas) vezes o valor da tarifa fiscal em vigor por bloco de 200 kWh (duzentos quilowatts-hora) ou fração, de consumo mensal previsto.

§ 1º Para os efeitos do disposto no inciso I deste artigo, deve-se considerar a média ponderada das demandas mensais previstas para os primeiros 3 (três) anos, no máximo, do fornecimento de energia elétrica.

§ 2º Havendo fornecimento provisório, seguido de fornecimento definitivo com a construção de rede de forma a atender a ambos os fornecimentos, o cálculo da participação financeira do concessionário deverá considerar de forma ponderada, essas duas etapas de atendimento, de acordo com as respectivas características.

§ 3º A previsão do consumo mensal a que se refere a letra "b" do inciso II supra deve considerar:

I - subgrupo B2 (rural): o consumo médio das unidades consumidoras já atendidas pelo respectivo concessionário e que enquadrem na mesma subclasse.

II - subgrupos B3 (não residencial nem rural) e B4 (iluminação pública): o consumo estimado com base na carga solicitada.

Art. 2º Para o cálculo dos encargos de responsabilidade do concessionário, nos casos de aumento de carga, deve ser observado o seguinte:

I - não havendo alteração na tensão de fornecimento, considerar apenas o consumo ou demanda adicional correspondente ao aumento de carga solicitado.

II - havendo mudança na tensão de fornecimento, considerar a carga ou demanda a ser ligada na nova tensão.

Parágrafo único – Excluem-se da aplicação do disposto no "caput" deste artigo, os aumentos de carga sem alteração na tensão de fornecimento para unidades consumidoras faturadas no Subgrupo B1 e B2, onde a participação financeira do concessionário deverá ser obtida de acordo com o critério estabelecido no art. 1º, inciso II, letras "a" e "b".

Art. 3º A participação financeira do consumidor, de que trata o art. 140, do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com a

redação dada pelo Decreto nº 98.335, de 26 de outubro de 1989, será assim constituída:

I - para as unidades consumidoras a serem faturadas pelas tarifas do Grupo B, pela diferença, quando positiva, entre o orçamento da obra e os encargos de responsabilidade do concessionário;

II - para unidades consumidoras a serem faturadas pelas tarifas do Grupo A, pela diferença, quando positiva, entre o orçamento da obra e os encargos de responsabilidade do concessionário e pelo encargo correspondente ao custo de capacidade do fornecimento.

§ 1º Para efeito do disposto no inciso II deste artigo, o custo de capacidade do fornecimento constitui encargo de responsabilidade do consumidor, ainda que o atendimento independa de obras e deverá ser obtido através da seguinte expressão:

E = C. D, onde:

E = encargo em NCz\$, correspondente ao custo de capacidade do fornecimento.

C = custo de capacidade em NCz\$/kW.

D = demanda média determinada conforme § 1º do art. 1º.

§ 2º Os custos de capacidade correspondentes a cada nível de fornecimento são os seguintes:

a) subgrupos A1, A2 e A3: 0,30 (trinta centésimos) vezes o valor da tarifa fiscal em vigor por kW (quilowatt) de demanda faturável prevista;

b) subgrupos A3 e A4: 0,35 (trinta e cinco centésimos) vezes o valor da tarifa fiscal em vigor por kW (quilowatt) de demanda faturável prevista;

c) subgrupos AS: 0,50 (cinquenta centésimos) vezes o valor da tarifa fiscal em vigor por kW (quilowatt) de demanda faturável prevista.

§ 3º Nos casos de acréscimos de carga com mudança na tensão de fornecimento, em unidades consumidoras do Grupo A, a demanda D, da expressão $E = C.D$, indicada no § 1º, deste artigo, deverá corresponder apenas à parcela de demanda a ser acrescida na nova tensão.

Art. 4º O orçamento da obra, para fins de cálculo da participação financeira do consumidor, deve compatibilizar a carga solicitada com os padrões normais de projeto e construção do concessionário, de modo a refletir, especificamente, as necessidades do seu atendimento, devendo ser observado o seguinte:

I - para unidades consumidoras a serem faturadas pelas tarifas do Grupo B, considerar todos os serviços necessários ao atendimento, na tensão do fornecimento e na rede de tensão imediatamente superior, inclusive a transformação AT/BT, vinculados diretamente à carga solicitada.

II - para unidades consumidoras a serem faturadas pelas tarifas do Grupo A, considerar todos os serviços necessários ao atendimento na tensão do fornecimento.

§ 1º As extensões de rede destinadas ao atendimento de unidades consumidoras pioneiras devem ser projetadas da forma mais econômica possível, respeitados os padrões técnicos e de segurança do concessionário, de modo que o ônus de suas posteriores adaptações e reforços para atendimento de novas cargas sejam atribuídos às unidades consumidoras que as solicitarem.

§ 2º Caso exista rede secundária ao alcance do ponto de entrega da unidade consumidora de baixa tensão, e o atendimento requeira serviços na rede primária com instalação ou substituição de transformador, não exclusivo, os custos desses serviços deverão ser atribuídos ao consumidor, proporcionalmente à demanda decorrente da carga por ele solicitada, em relação à capacidade total do novo transformador.

Art. 5º O montante de recursos arrecadados, em conformidade com o art. 3º desta Portaria, deverá ser investido no sistema elétrico do concessionário.

Art. 6º Para efeito de cálculo da participação financeira do consumidor, o custo da obra poderá ser estimado, considerando-se o preço médio da rede por poste ou quilômetro de linha de distribuição, respeitados sempre os critérios de elaboração de projeto e os padrões de construção adotados pelo concessionário.

Art. 7º O encargo 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 ao referido encargo.

Parágrafo único. Para o desenvolvimento de programas especiais de eletrificação, o concessionário poderá investir além dos encargos estabelecidos nesta Portaria, devendo contabilizar os valores adicionais de investimento como Imobilizações com Remuneração em Suspensão, de acordo com o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica.

3. Bases da abordagem teórica

3.1 Introdução

Em 1993, por meio da Lei 8.631 (regulamentada posteriormente pelo Decreto 774, de 18 de março do mesmo ano) foram eliminadas a equalização tarifária, a garantia de rentabilidade mínima e a Conta de Resultados a Compensar (CRC). A tarifa passou a ser fixada pela 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 8.987 – a Nova Lei das Concessões de Serviços Públicos – de 1995 e com a fixação de regras específicas para o Setor Elétrico por via da Lei 9.074, daquele mesmo ano.

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 passa a apresentar, a partir de então, uma evolução tarifária particular.

Não é coerente, por outro lado, a aplicação de uma tarifa média nacional (como era o caso da tarifa fiscal) para o cálculo da participação financeira das concessionárias nas obras para o atendimento a novas ligações, porque, com a introdução da tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD -, será determinado o custo para cada concessionária, em função da característica da carga por nível de tensão e refletindo a realidade técnico-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 da participação financeira – evita que uma nova ligação gere custos superiores aos recursos advindos da elevação da receita – tem de ter uma nova e adequada formulação para o seu cálculo.

A publicação da Resolução Aneel nº 223 de 29/04/2003, que estabeleceu as condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica visando o atendimento de novas unidades consumidoras ou aumento de carga, regulamentado o disposto nos arts. 14 e 15 da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, torna imperativa a adoção de uma estrutura para o cálculo da participação financeira dos consumidores e o encargo da concessionária.

Isso ocorreu, pois, a resolução nº 223 de 19/04/2002 no seu art. 3º e art. 4º define:

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 necessária a extensão da rede em tensão primária de distribuição.

Art. 4º A partir de 1º de janeiro de 2004 a concessionária também deverá atender, sem 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 n. 223 não definia uma carga mínima para a universalização, ou seja, colocava a gratuidade em todas as obras que a concessionária fosse executar. Somente com a publicação da Lei 10.762 de 11/11/2003 foi definida uma carga limite para a universalização de 50 kW e em baixa tensão, ou seja, as ligações novas atendidas em baixa tensão, com carga até 50 kW seriam de responsabilidade integral das concessionárias.

Simultaneamente a Lei 10.762 definia que caberia ao agente regulador – Aneel a regulamentação da participação financeira do consumidor.

O art. 14 estabelece

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 à Audiência Pública.

Portanto desde a publicação da Lei 10.762 as concessionárias e permissionárias deixaram de ter um mecanismo legal para o cálculo da participação financeira, sendo que cada empresa passou a definir sua própria política de cobrança. Com isso a maioria das empresas passou a cobrar dos consumidores 100% do custo da obra, o que provocou uma sensação de injustiça pela cobrança, havendo, neste quesito um vácuo da legislação.

A Aneel estabeleceu uma proposição através da Audiência Pública AP 42/2005 com o intuito de avaliar a participação financeira dos consumidores em obras de atendimento, pedidos de ligação ou aumento de carga não coberto pela universalização baseadas nas tarifas de uso.

Este procedimento é coerente com a lógica tarifária implantada pela Aneel e consolidado com a conclusão da 1ª rodada de revisão tarifárias periódicas em todas as distribuidoras que teve início em 2002.

Portanto, torna-se fundamental o estabelecimento de uma visão abrangente no que se refere ao modelo tarifário antes de expor a proposta que é o objetivo deste trabalho.

3.2 Modelo tarifário atual

O objetivo fundamental do novo modelo tarifário foi dotar os clientes cativos, isto é, aqueles que não têm a possibilidade de escolher o seu fornecedor de energia elétrica, o direito de receber o serviço com os níveis de qualidade estabelecidos na legislação vigente – em especial, o contrato de concessão – e de pagar uma tarifa justa, ao prestador do serviço, que deve atuar com eficiência e prudência. Fazer jus ao o direito de obter cobertura dos custos operacionais e adequado retorno sobre o capital investido, dadas às características do negócio regulado.

Assim, o modelo deve: entre outras: *i)* determinar quais são as tarifas justas; *ii)* evitar que se produzam situações de abuso de posição dominante, derivada da situação de monopólio; *iii)* verificar se os níveis de qualidade do serviço efetivamente recebido pelos consumidores são os estabelecidos na legislação aplicável.

Isso implica na realização de um monitoramento da qualidade do serviço para cada consumidor individual e, no caso de serem constatadas situações de descumprimento dos níveis exigidos, aplicar penalidades ao prestador que atuar como um forte desestímulo à repetição dessas

situações. É desejável que os valores das penalidades sejam totais ou parcialmente revertidos aos consumidores afetados por esses descumprimentos, já que são eles que sofrem suas conseqüências.

Para determinar as tarifas justas que devem pagar os clientes do serviço monopolista de distribuição de energia elétrica, deve-se levar em consideração que as tarifas são formadas por dois componentes fundamentais: i) **custos operacionais** vinculados à operação e manutenção dos ativos necessários para a prestação do serviço, gestão comercial dos clientes, direção e administração da empresa; e ii) **remuneração dos ativos** efetivamente necessários para a prestação de serviço, com os níveis de qualidade exigidos na legislação, de modo a assegurar a sustentabilidade econômica do negócio. Portanto o modelo estará cumprindo com suas premissas essenciais na medida em que as tarifas estabelecidas contemplem **custos operacionais** que atendam aos critérios de eficiência e **remuneração dos ativos** efetivamente necessários para prestar o serviço com a qualidade exigida, considerando um retorno adequado às características do negócio.

Se as tarifas não contemplam *simultaneamente* esses dois aspectos, o modelo não estará cumprindo sua missão fundamental, como também, - o setor poderá não evoluir adequadamente. Assim, uma situação potencialmente perigosa é aquela em as tarifas cobrem os custos operacionais eficientes, porém são insuficientes para remunerar os ativos. Nesse caso, onde o prestador não obtém as receitas tarifárias requeridas para remunerar os ativos, a conseqüência mais provável é uma progressiva

deterioração da qualidade do serviço recebido pelos clientes, pela falta de novos investimentos. Como esse fenômeno não ocorre de forma instantânea, mas em geral trata-se de um processo gradual, existe um sério risco de que o problema seja detectado quando seus efeitos tenham se tornado graves e irreversíveis. Se isso ocorrer, os consumidores serão os principais prejudicados. A única forma de evitar que isso aconteça é fixar tarifas adequadas e realizar uma medição efetiva da qualidade do serviço prestado, aplicando as penalidades previstas nos casos de descumprimento.

Diferentemente do regime de custo do serviço, no regime de tarifa pelo preço as tarifas são estabelecidas no momento da assinatura do contrato de concessão e permanecem constantes com base em indexador previsto nos contratos por um período de tempo previamente determinado, no Brasil em geral são quatro anos. Ao final desse período se procede a revisão tarifária. Esse intervalo no qual as tarifas permanecem fixas proporciona à concessionária oportunidade de aumentar seus benefícios mediante medidas de redução de custos e ganhos de eficiência, dado o nível de qualidade exigido na prestação do serviço.

No momento da revisão tarifária são estabelecidas novas tarifas com base em custos eficientes, de forma que os consumidores sejam beneficiados pelas reduções de custos e pela maior eficiência que a concessionária teve a oportunidade de obter. Dessa forma, a remuneração do capital investido na prestação do serviço não é pré-determinada (como no regime de custo do serviço), mas pode ser acrescida como resultado da redução dos custos de operação, uma vez que os contratos prevêem

mecanismos que procuram fazer as tarifas permanecerem constantes em termos reais. As atuais regras jurídicas e econômicas relativas ao regime tarifário dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil constituem uma vertente do regime de regulação por incentivos. Sua finalidade precípua é o aumento da eficiência e da qualidade na prestação do serviço, atendendo ao princípio de modicidade tarifária, conforme estabelecido pelo art. 14 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, o regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica compreende “IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade”.

Pelas razões expostas, o valor da Parcela B, resultante da revisão tarifária periódica é específico para cada concessionária e não é correto afirmar que exista qualquer relação entre esse valor e o valor da Parcela B do último ano do primeiro período tarifário. Conforme exposto anteriormente, o contrato de concessão determina que sejam repassadas integralmente as variações anuais de custos observadas na Parcela A, (que contém os custos externos da concessionária como os relativos à compra de energia) que são denominados custos “não gerenciáveis”. Já a Parcela B – calculada por resíduo – é reajustada anualmente pelo IGP-M, com vistas à sua atualização monetária, sendo que o referido índice de preços é ajustado por um “Fator X”, determinado pela Aneel na revisão tarifária periódica.

O Gráfico 1 tem a finalidade de ilustrar o efeito do regime de preços máximos sobre as tarifas. Para simplificar, supõe-se que as variações do índice que reajusta anualmente a Parcela B (IGP-M) e dos custos da Parcela

A sejam iguais a zero ao longo do primeiro período tarifário. A tarifa (ou “preço máximo”), inicialmente fixada em T1, permanece com seu valor fixo (em termos reais) no primeiro período tarifário, ou seja, até a primeira revisão tarifária periódica. Isso significa que a concessionária **tem a oportunidade** de reduzir custos de operação – o que está expresso pela área azul do Gráfico 1 – e, assim, aumentar sua remuneração ao longo desse período. Se a concessionária for eficiente, poderá se apropriar do aumento da remuneração resultante de sua gestão ao longo desse período.

Ao final do primeiro período tarifário procede-se a primeira revisão tarifária periódica da concessionária. Essa revisão reveste-se de particular importância, tanto para a concessionária como para o consumidor. Até então, o consumidor pagou as tarifas históricas e essa revisão se apresenta como a primeira oportunidade dada ao regulador para estabelecer tarifas justas. A concessionária, por sua vez, teve a oportunidade de auferir ganhos mediante reduções de custos e, na revisão, serão discutidos os custos operacionais e a remuneração que deverão ter cobertura tarifária. Além disso, ela deverá cumprir metas de eficiência futuras que serão estabelecidas nesse processo.

O processo de revisão tarifária é realizado em duas etapas. Na primeira, denominada **reposicionamento tarifário**, são estabelecidas tarifas compatíveis com a cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e com uma remuneração justa e adequada sobre investimentos realizados com prudência. As novas tarifas são estabelecidas no nível T2 do Gráfico 1. A segunda etapa consiste no

cálculo do Fator X, que é o estabelecimento de metas de eficiência para o segundo período tarifário que serão expressas na tarifa.

Gráfico 1 – Regime de regulação por incentivos preços máximos

Fonte: Nota Técnica de Revisão Tarifária de 2004 da Companhia Paranaense de Energia emitida pela Aneel.

A determinação das variáveis do reposicionamento tarifário e o cálculo do Fator X devem ser realizados de forma a considerar que todos os procedimentos e análises fazem parte de um único processo. A inconsistência regulatória derivada de um tratamento fragmentado do conjunto de temas que integram a revisão tarifária periódica teria consequências negativas bastante significativas, podendo conduzir a resultados (níveis tarifários) totalmente diferentes dos objetivos

fundamentais que se procura obter. É necessário, dessa forma, assegurar que exista total coerência entre o tratamento regulatório de cada componente da revisão tarifária e o aplicado aos demais componentes.

Em particular, deve-se assegurar a consistência entre o enfoque adotado para a definição e remuneração dos ativos necessários para prestar o serviço e a determinação do que se consideram como custos operacionais eficientes associados a essa prestação. Não se pode falar em “custos operacionais eficientes” se não se vincula essa definição a uma determinada definição regulatória da remuneração dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição de energia elétrica, com o nível de qualidade requerido. Se o procedimento definido para a remuneração dos ativos permite à concessionária a reposição dos mesmos ao fim de sua vida útil, assim como um adequado retorno sobre o capital investido, nos “custos operacionais eficientes” se devem incluir todos os itens (manutenção preventiva, troca de componentes etc.) necessários para assegurar que esses ativos mantenham inalterada sua capacidade para cumprir o serviço que se requer deles durante toda a vida útil.

3.3 Reposicionamento tarifário

Conforme mencionado, no reposicionamento tarifário se objetiva estabelecer o nível de custos operacionais eficientes e uma justa remuneração do capital a ser coberto pelas tarifas.

A determinação dos “**custos operacionais eficientes**” constitui, efetivamente, um dos grandes desafios da revisão tarifária. A análise dos custos da própria empresa sujeita o regulador aos efeitos da "assimetria de informação". Conceitualmente, a assimetria de informação se refere ao fato de que o prestador do serviço regulado é quem gerencia todas as informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis etc.) vinculadas à prestação do serviço regulado. O Regulador, por sua vez, tem acesso parcial e limitado às informações, que, em geral, são fornecidas pela própria empresa regulada. Embora o regulador possa realizar auditorias permanentes nas informações recebidas, é evidente que a situação de ambas as partes - no que se refere ao acesso e manejo dessas informações - é totalmente assimétrica.

Os enfoques regulatórios, baseados nas análises de informações fornecidas pelas concessionárias, potencializam os efeitos negativos dessa situação assimétrica e se desenvolvem, em geral, em condições prejudiciais para o Regulador e, conseqüentemente, para os clientes do serviço cujos direitos devem proteger. Isso é particularmente evidente quando a análise se refere à informação contábil das empresas. Nesses casos, a possibilidade de manipulação ou “*gaming*” das informações pelas concessionárias do serviço é bastante elevada. Alguns casos ocorridos recentemente em países desenvolvidos, amplamente difundidos em todo o mundo e que envolvem grandes empresas multinacionais, são exemplos muito significativos dessa situação. Por outro lado, a assimetria de informação “contamina” a relação entre os agentes do processo regulatório. O Regulador, consciente da

existência dessa condição, pode adotar uma atitude preventiva ou de suspeita, que se reflete no uso excessivo e até contraproducente do recurso das auditorias sobre a gestão empresarial. É óbvio que isso não contribui para criar um ambiente favorável entre as partes. No caso em que o Regulador comprove que um agente regulado tenha feito uso indevido do poder que lhe confere a condição de assimetria de informação, é claro que isso afetará o relacionamento futuro entre as partes, muito mais além do episódio concreto a que se refere.

Pelas razões expostas, cria-se a hipótese de que existem alternativas para uma ação regulatória que não se baseie apenas em informações fornecidas pelas concessionárias ou em auditorias das mesmas. Torna-se essencial levar em conta a definição externa de parâmetros de eficiência que permitam determinar as tarifas dos serviços regulados e, ao mesmo tempo, constituam referências para orientar a gestão empresarial sem, contudo, incorrer em ingerências indevidas na empresa, que viria a ser a “Empresa de Referência”.

No que diz respeito à remuneração sobre o capital investido a ser incluída nas tarifas há de se considerar a necessidade de preservar a atratividade de investimentos para o setor, o que pressupõe que a remuneração deve corresponder exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor.

O cálculo da remuneração requer que se defina o valor do investimento a ser remunerado (ou **base de remuneração**) e a **taxa de retorno adequada** a ser aplicada sobre esse valor. Considerando ainda que

as empresas podem financiar suas atividades com capital próprio e capital de terceiros (dívidas) e que o custo de cada alternativa de financiamento é diferente, há de se definir a participação desses capitais no financiamento das atividades da concessionária, isto é, a estrutura de capital – uma vez que distintas estruturas de capital possuem custos de capital diferenciados. Dessa forma, a taxa de retorno deve refletir o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros, ponderado pela participação desses capitais no capital total.

Efetivamente, a definição de uma estrutura de capital adequada constitui um tema regulatório de grande importância. Essa premissa se baseia no fato de que, na prática, as empresas estão permanentemente tentando reduzir seu custo de financiamento mediante uma composição adequada de capital próprio e de dívidas no capital total. Para tanto, buscam pelo grau ideal de alavancagem – participação de dívidas no capital total (D/V) – dado que o custo de capital de terceiros é mais barato que o custo de capital próprio, porém existe uma restrição dada pelo risco de *default* associado a elevados graus de alavancagem. Isso justifica uma abordagem regulatória para a participação dos capitais no capital total a ser remunerado, aqui denominado de **estrutura ótima de capital**.

3.4 Revisão Tarifária Periódica

A revisão tarifária periódica é realizada em duas etapas: o reposicionamento tarifário e o Fator X. No reposicionamento tarifário, trata-se de calcular a Receita Requerida da concessionária, que consiste na receita compatível com a cobertura de custos operacionais eficientes e com um retorno adequado sobre o capital prudentemente investido. Como a Receita Requerida é calculada em bases anuais, trata-se de estabelecer um fluxo de receita compatível com os custos econômicos da prestação do serviço referenciados no período de 12 meses subsequentes à data da revisão tarifária (ano teste).

O reposicionamento tarifário é o resultado da comparação entre a Receita Requerida (em reais - R\$) para o ano - teste e a Receita Verificada (em reais - R\$) na concessionária, no mesmo período. A Receita de Fornecimento Verificada corresponde à receita que seria auferida com as tarifas vigentes antes da revisão tarifária periódica - aplicadas ao mercado de venda no ano-teste. Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita Requerida as receitas obtidas pela concessionária mediante a exploração de atividades extraconcessão, a receita de suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e outras receitas, conforme apresentado na equação a seguir:

$$\text{Reposicionamento tarifário (\%)} = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Receita Extra Concessão} - \text{Receita de Suprimento} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita de Fornecimento Verificada}}$$

Conforme já mencionado, a receita da concessionária é constituída pelas Parcelas A e B. Na revisão tarifária periódica, o Regulador determina os valores dessas parcelas, mantendo a neutralidade da Parcela "A" e estabelecendo novos valores para a Parcela "B".

3.5 Custos operacionais eficientes

Conforme já exposto, há uma alternativa para uma ação regulatória baseada na definição externa de parâmetros de eficiência que permitam determinar as tarifas dos serviços regulados e, ao mesmo tempo, constituam referências para orientar a gestão empresarial sem, contudo, incorrer em ingerências indevidas na empresa. A abordagem adotada pela Aneel - para o cálculo dos custos operacionais eficientes na revisão tarifária periódica - representa um exemplo concreto desse tipo de ação, denominada de "Empresa de Referência". Trata-se de uma metodologia que permite determinar os custos associados à execução dos processos e atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, gestão comercial de clientes, direção e administração, em condições que assegurem que a concessionária distribuidora poderá obter os níveis de qualidade do serviço exigidos e que os ativos necessários manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil.

É reconhecido que, na ocorrência de condições efetivas de competição, o mercado funciona como o mais eficiente alocador de

recursos. Estas condições não estão presentes - no caso do serviço de distribuição de energia elétrica – pois constitui um monopólio natural, que se caracteriza pela função sub-aditiva de custos e, em alguns casos, rendimentos crescentes de escala. Nestes casos, a regulação substitui a concorrência mediante intervenção direta no mercado, fixando um conjunto de incentivos e de restrições que permitam simular condições de concorrência na prestação do serviço. Para os custos operacionais é necessário estabelecer o nível de custos associados a uma gestão eficiente dos mesmos. São precisamente esses custos eficientes que se devem considerar ao determinar as tarifas que os clientes da concessionária estão obrigados a pagar.

A premissa básica dessa abordagem é que as empresas prestadoras de serviços públicos estão em condições de gerar demanda e desenvolver um mercado competitivo de fornecimento de uma parte importante dos processos e atividades requeridos para o serviço de distribuição de energia elétrica. Um exemplo bastante representativo é o das atividades de ciclo comercial. Quando isso ocorre, esses processos e atividades podem ser contratados na própria região (área de concessão) da empresa real sob análise. Nesse caso, os preços de mercado configuram um referencial importante para a discussão sobre os custos eficientes para a prestação do serviço de distribuição.

Nos casos em que o mercado de fornecimento de certos processos e atividades não tenha sido desenvolvido pela concessionária, ou existam restrições legais ou àquelas determinadas por outras normas à contratação

de serviços (terceirização), os custos de prestação de uma atividade podem ser calculados partindo-se da definição das principais tarefas que a compõem, atribuindo-se os recursos físicos (mão-de-obra e material) necessários e valorando-os a preços do mercado da região da concessionária. Essa abordagem permite que se estabeleça uma referência de mercado para os custos operacionais que seja aderente às condições reais da área geográfica da concessão, ou seja, ao ambiente no qual a concessionária desenvolve sua atividade. Essa “Empresa de Referência” considera, portanto, as condições geográficas, climáticas e econômicas reais onde a empresa está localizada, de forma que os custos operacionais de referência não são construídos de forma abstrata.

Por outro lado, esse processo de construção dos custos operacionais não se realiza como uma “reengenharia” dos processos e atividades da concessionária. Trata-se de uma abordagem “não-invasiva”, já que não se discute a forma como a concessionária está gerenciando seus custos operacionais. Antes, objetiva desenhar uma referência com a qual a concessionária deverá competir, sendo dessa forma incentivada a manter seus custos dentro dos valores reconhecidos para lograr a rentabilidade esperada, ou superá-la. Dependendo da distância entre os custos operacionais da concessionária e os custos operacionais eficientes calculados por essa abordagem, pode ser conveniente estabelecer uma trajetória de convergência para a concessionária atingir os níveis eficientes de custos operacionais.

Nessas condições, a meta de custos eficientes pode ser atingida pela concessionária ao longo de um período de tempo. Todavia é necessário reconhecer que a empresa real enfrenta certas “heranças do passado” que não estão contempladas (e nem devem estar) no desenho regulatório da “Empresa de Referência”. Essas “heranças” são específicas de cada contrato de concessão e representam certas restrições e obrigações para a empresa concessionária, as quais, em geral, não se estendem de forma permanente no tempo, nem compreendem todas as áreas de atividade da distribuidora.

A determinação dos custos operacionais eficientes das empresas compreende as seguintes etapas:

- a) desenho preliminar de uma “empresa de referência” para área de concessão;
- b) entrega, à concessionária, da documentação correspondente a esse desenho preliminar, outorgando-lhe um prazo para realizar suas observações e comentários. O objetivo foi conferir à concessionária distribuidora a oportunidade de aportar elementos específicos da área de concessão sob sua responsabilidade, com o intuito de aprimorar o desenho preliminar (aspectos sócio-geográficos, climáticos, normativos e de outra natureza suprimidos ou não considerados adequados);
- c) apresentação formal, pela concessionária à Aneel, de relatórios contendo seus comentários e observações com relação ao desenho preliminar;

- d) a Aneel analisa a documentação mencionada na etapa “c” e solicitar, à concessionária, esclarecimentos e informações complementares;
- e) retorno da concessionária com os esclarecimentos e informações complementares;
- f) elaboração, pela Aneel, de uma proposta revisada de “Empresa de Referência”, a partir da análise de todos os elementos obtidos durante o processo, os quais são submetidos à presente Consulta Pública.

Após esse processo, devem ser determinadas as fontes de referência para os salários nominais a serem considerados na “Empresa de Referência” (ER) para o contrato de concessão da empresa. Sobre o salário base considerado para a ER foram considerados: *i)* encargos legais para todos os empregados e outros encargos como adicional de periculosidade de 30%, este último aplicado apenas para os empregados que trabalham em área de risco; *ii)* outras remunerações garantidas em Acordo Coletivo de Trabalho, referentes às contribuições à previdência privada, plano de saúde, vale alimentação, refeição, cesta básica, vale transporte, auxílio creche, acidente de trabalho, e seguro de vida coletivo. Considerou-se também um montante igual a 1,5% do custo salarial total para contemplar custos de treinamento e reciclagem dos empregados. Ainda no que se refere aos salários, **não são contemplados** nos custos operacionais da ER as parcelas indicadas a seguir, por entender-se que não é cabível que sejam pagas pelos clientes do serviço: *i)* participação em lucros e resultados; *ii)*

verbas rescisórias; *iii*) “*turnover*” do quadro de pessoal; *iv*) gratificação de férias adicional à gratificação constitucional.

No que diz respeito a outros itens de custos, **não foram considerados** na ER: *i*) *Serviços taxados* (2ª via de fatura, inspeção comercial, cortes e religamentos etc), pois se entende que esses serviços devem ser pagos pelos clientes que geram os respectivos custos à concessionária, mediante a cobrança de taxas específicas, e, portanto, não devem ser incluídos nas tarifas dos clientes regulares; e *ii*) *Contingências Cíveis e Trabalhistas; Indenização Perdas e Danos; Doações, Contribuições e Subvenções*; uma vez que se entende que tais custos devem ser absorvidos pela concessionária, por estar em melhores condições de “gerenciá-los”, se comparada a seus clientes serviço.

Com relação à inadimplência dos clientes (“provisão para devedores duvidosos”), optou-se por um conceito de custo operacional “transitivo” da “Empresa de Referência”, que evolui seguindo uma “trajetória regulatória” descendente, sob a forma de um percentual do faturamento bruto (sem o ICMS). Na procura de revisão tarifária periódica, foram adotados os montantes verificados em 2002, cujo valor final foi adotado igual a zero ao concluir-se o segundo período tarifário, da seguinte forma: *i*) abril/2003 – março/2004: 0,5%; *ii*) abril/2004 – março/2005: 0,4%; *iii*) abril/2005 – março/2006: 0,3%; *iv*) abril/2006 – março/2007: 0,2%; *v*) abril/2007 – março/2008: 0,1%; *vi*) primeiro ano do terceiro período tarifário (abril/2008 – março/2009): 0%. Essa ação do Regulador visa evitar que os consumidores

em situação regular paguem pelos consumidores inadimplentes – evitando uma injustiça notória.

É importante registrar que os custos operacionais eficientes da “Empresa de Referência” correspondente à concessão da concessionária incluem as despesas requeridas para a incorporação e operação dos sistemas informatizados de gestão (SIG’s), que tornam possível o cumprimento de todas as funções de suporte do ciclo comercial, assim como a gestão das anomalias no fornecimento elétrico que ocorrem têm como interrupções no serviço e outras perturbações altíssimas. Esses SIG’s constituem ferramentas de gestão imprescindíveis para uma distribuidora e, ao mesmo tempo, permitem realizar uma medição efetiva da qualidade dos serviços técnico e comercial que recebem os clientes. Por isso considera-se que a regulação aplicável à atividade deve reconhecer esses custos.

Do ponto de vista da gestão da atividade regulada pelo Regulador, a efetiva implantação dos SIG’s tem uma importância fundamental. Os SIG’s permitem realizar o acompanhamento das atividades comerciais; de gestão de reclamações para cada cliente individual; e são “auditáveis”. A utilização desses sistemas permite medir, de uma forma efetiva, a qualidade do serviço que recebe cada um dos clientes do serviço prestado em condições de monopólio, tanto nos aspectos “técnicos” como nos comerciais. Através da instalação de terminais de consulta em suas dependências o regulador pode acessar as informações dos SIG’s como usuário de consulta. Esse acesso lhe permitirá realizar seu próprio acompanhamento, sem a

necessidade de realizar consultas específicas à empresa sobre a qualidade do serviço técnico e comercial recebido pelos clientes.

É importante enfatizar que os SIG's devem ser implantados pela concessionária distribuidora e utilizados como ferramentas que tornam possível uma gestão mais eficiente e transparente do serviço prestado. O Regulador pode e deve exigir o cumprimento dessa obrigação, na medida em que os custos correspondentes estão contemplados na “Empresa de Referência”.

3.6 Remuneração do Capital

A remuneração sobre o capital investido, que deve ser incluída nas tarifas, é o resultado da aplicação da **taxa de retorno adequada** para a atividade de distribuição no Brasil sobre o investimento a ser remunerado ou **base de remuneração**.

Para o cálculo da **taxa de retorno**, a Aneel está adotando a metodologia internacionalmente consagrada do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno compatível àquele que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. Abaixo segue um resumo da metodologia e dos resultados obtidos. O Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) está expresso na fórmula a seguir.

$$WACC = r_{capm} > \frac{P}{D - P} + r_d \times \frac{D}{D - P} < (1 - T) \quad (2)$$

onde:

r_{capm} = custo do capital próprio;

r_d = custo do capital de terceiros;

P = capital próprio;

D = capital de Terceiros.

T = alíquota do Imposto de Renda Pessoa Jurídica + Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

A obtenção do WACC necessita de avaliação das grandezas:

- custo do capital próprio;
- custo do capital de terceiros;
- estrutura de capital – relação P/D.

O detalhamento dos procedimentos adotados pela Aneel para a avaliação destas três parcelas estão no Anexo I.

Com base no exposto no anexo, o Custo Médio Ponderado do Capital, ou seja, a taxa de retorno adequada para investimentos em distribuição de energia elétrica no Brasil adotada na primeira revisão tarifária foi de **11,26%**, conforme resumido na tabela abaixo:

TABELA 1 - Custo Médio Ponderado do Capital (WACC)

Estrutura de Capital Meta $\left(\frac{P}{P+D}\right)$	50,00%
Taxa Livre de Risco (r_f)	6,01%
Beta médio de empresas distribuidoras do EUA desalavancado (β_u)	15,90%
Beta médio realavancado pela estrutura meta de capital BZ (β)	26,39%
Spread de risco de mercado $[r_M - r_f]$	7,76%
Risco do negócio e financeiro $\beta[r_M - r_f]$	2,05%
Risco Soberano (r_S)	8,29%
Risco Crédito empresas EUA mesmo risco BZ (B1) (r_C^B)	4,21%
Risco Crédito empresas EUA mesmo risco de empresas distribuidoras BZ - B1 (r_C)	3,67%
Risco País ($r_B = r_S - r_C^B$)	4,08%
Risco Cambial (r_X)	2,00%
Risco Regulatório $(\beta_{u_{RU}} - \beta_{u_{EUA}}) \times [r_M - r_f] (r_R)$	3,33%
Custo de Capital Próprio Nominal $r_P = r_f + \beta[r_M - r_f] + r_B + r_X + r_R$	17,47%
Custo de capital de terceiros nominal em dólares $r_D = r_f + r_C + r_B + r_X$	15,76%
WACC nominal em dólares $r_{WACC} = \frac{P}{P+D} r_P + \frac{D}{P+D} r_D (1-T)$	13,93%
Taxa de inflação EUA (π)	2,40%
WACC real $r_{WACC}^r = \frac{1+r_{WACC}}{1+\pi} - 1$	11,26%

Fonte: Nota Técnica de Revisão Tarifaria de 2004 da Companhia Paranaense de Energia emitida pela Aneel.

3.7 Base de Remuneração Regulatória

Para o montante de investimento a ser remunerado – **base de remuneração** – a Aneel considera o valor dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição, nos termos da Resolução Aneel nº 493, de 3 de setembro de 2002.

A definição para a base de remuneração foi precedida de ampla discussão pública (Audiência Pública AP/ Aneel nº 005/2002), na qual as

concessionárias distribuidoras, representadas pela Abradee, posicionaram-se em favor da adoção do valor econômico mínimo da privatização². Essa abordagem foi julgada inadequada pela Aneel por vários motivos. Primeiramente, levou-se em consideração que o valor aportado pelos investidores nas privatizações não teve como contrapartida investimentos no serviço concedido, uma vez que correspondeu à aquisição do controle acionário das concessionárias de distribuição, tendo sido apropriado pelo controlador original. Considerou-se também que o preço mínimo de venda do controle acionário obedeceu a critérios que não guardam relação com princípios regulatórios, mas sim com as conveniências do controlador original da concessionária. Além disso, considerou-se que os recursos aportados pelos investidores expressavam expectativas de lucros futuros próprias do investidor. Não seria razoável sancionar tais expectativas nas tarifas, uma vez que isso implicaria em imputar aos consumidores eventuais distorções decorrentes das expectativas de lucros.

O conceito chave da Resolução nº 493/2002 é refletir sobre os **investimentos prudentes** na definição das tarifas dos consumidores. Trata-se de investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

² O valor econômico mínimo é superior ao preço mínimo, pois corresponde ao valor pago pelas ações pertencentes ao bloco de controle acionário, aplicado a 100% das ações da concessionária.

As concessionárias de distribuição fizeram a avaliação dos ativos estabelecida na Resolução nº 493/2002. E cabe à Aneel avaliar a razoabilidade dos montantes resultantes das avaliações realizadas, no contexto do disposto no parágrafo anterior.

Serão reconhecidos nas tarifas somente aqueles valores que refletirem eficiência e prudência nas decisões de investimento, a Aneel adotará o Valor Novo de Reposição (VNR) de uma rede “adaptada” para o serviço de distribuição que tem que prestar a concessionária, como o valor máximo da base de remuneração não depreciada.

O VNR corresponde ao valor de mercado de reposição de cada um dos componentes da “rede adaptada” por um equipamento idêntico, incluindo os custos das obras necessárias para realizar essa reposição pelo VNR determina-se o valor de um ativo a partir de sua reposição por outro permite cumprir as mesmas funções e a mesma qualidade de serviço, embora não necessariamente de idênticas características. Por esse método, assegura-se que os ativos que o usuário deve pagar através das tarifas do serviço regulado são estritamente necessários. A principal virtude conceitual desse método reside no fato de que reflete os custos que deverá enfrentar um novo participante e, portanto, as condições de mercado. Esse sentido é o que melhor aproxima a solução de mercado que se deseja emular através da regulação. Desse modo, a base de remuneração regulatória fica diretamente relacionada com sua principal função, isto é, atender aos clientes ou potenciais.

3.8 Cálculo da remuneração bruta do capital próprio e de terceiros

A partir do custo de capital próprio real de 14,72%, procede-se ao cálculo da **remuneração líquida do capital próprio** (RLCP) nos termos da equação a seguir:

$$RLCP = \alpha \times BA \times r_p, \quad (11)$$

Onde:

BA = base de remuneração;

r_p = custo de capital próprio real;

α = participação do capital próprio no capital total a ser remunerado.

Por conseguinte, a **remuneração bruta do capital próprio** (RBCP) é dada pela equação, onde t é a alíquota do imposto:

$$RBCP = \frac{RLCP}{1-t}. \quad (12)$$

Com base no custo do capital de terceiros nominal de 13,05%, procede-se ao cálculo da **remuneração bruta do capital de terceiros** (RBCT) nos termos das equações a seguir:

$$RBCT = (1 - \alpha) \times BA \times r_D$$

Portanto, a **remuneração do capital a ser considerada na receita requerida** (RCRR) é:

$$RCRR = RBCP + RBCT.$$

3.9 Quota de reintegração regulatória (depreciação)

A quota de reintegração regulatória é composta das quotas de depreciação e de amortização e representa a forma de recomposição dos investimentos realizados para prestação do serviço ao longo da vida útil desses bens. Para este item foi considerado o percentual de 4% sobre o valor do Ativo Imobilizado em Serviços menos Terrenos.

3.10 Valor da parcela “a”

A Parcela “A” inclui os denominados custos “não-gerenciáveis” da concessionária, isto é, custos cujos montantes e variação não são administrados pela concessionária. Tais custos referem-se à **compra de energia elétrica**³, e aos **encargos tarifários**.

3.10.1. Encargos Tarifários

Os encargos tarifários são todos definidos em Leis e seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da Aneel, para efeito de pagamento pelas concessionárias e de repasse das tarifas de fornecimento de energia elétrica. Alguns desses encargos foram inicialmente definidos em Decretos e, posteriormente, convalidados em Lei, constituindo, dessa forma,

³ O início da redução dos contratos iniciais e a conseqüente liberdade de aquisição de energia no mercado de preços livres modificam esse conceito, na medida em que as concessionárias distribuidoras passam a ter capacidade de gerenciar a aquisição da energia pelo menor preço.

políticas de Governo para o setor elétrico. Esses encargos tarifários são detalhados no Anexo II: *i)* Conta de Consumo de Combustíveis (CCC); *ii)* Reserva Global de Reversão (RGR); *iii)* Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); *iv)* Operador Nacional do Sistema (ONS); *v)* Contribuição Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); *vi)* Uso das Instalações da Rede Básica (RB); *vii)* Uso das Instalações de Conexão (IC); *viii)* Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu Binacional (TI); *ix)* Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Os encargos tarifários considerados são os apresentados resumidamente no Quadro a seguir. Os valores definitivos de ONS, Rede Básica, Transporte de Itaipu e CDE serão considerados de acordo com as Resoluções vigentes na data do reposicionamento enquanto que os valores dos encargos RGR, TFSEE, Conexão e Compra de Energia Elétrica serão concatenados naquela data, ou seja, terá seus valores estabelecidos na data do reposicionamento tarifário da concessionária.

Quadro 1 – Encargos Tarifários

Conta de Consumo de Combustíveis – CCC
Reserva Global de Reversão – RGR
Reserva Global de Reversa – RGR Ajuste
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE
Operador Nacional do Sistema – ONS
Rede Básica
Conexão
Transporte de Itaipu
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A Parcela “A” deve ser neutra para efeito tarifário, ou seja, se reconhece que a concessionária não deve ser indevidamente beneficiada ou prejudicada por eventos que não pode controlar (exceto o ressalvado quanto aos preços dos montantes de energia elétrica adquirida para substituir a redução dos contratos iniciais). Assim, os custos da Parcela “A” são integralmente repassados às tarifas.

3.11 Total da Receita Requerida

Portanto, a Receita Requerida da concessionária é formada pela soma das Parcelas A e B. A Parcela “A” é composta pela Compra de Energia e pelos Encargos Tarifários. A Parcela “B” é composta por Custos Operacionais Eficientes, Remuneração do Capital, Quota de Reintegração e Tributos.

Sob a ótica da regulação econômica, o processo de definição da tarifa possui duas dimensões: nível e estrutura tarifária. O nível tarifário está relacionado com a receita total auferida pela concessionária de distribuição na venda de energia elétrica. Em última instância, as principais questões regulatórias se expressam na definição do nível tarifário, isto é, na definição da Receita Requerida no momento do reposicionamento tarifário, uma vez que essa receita deve contemplar os objetivos de sustentabilidade financeira da concessionária distribuidora e eficiência na prestação do serviço, para os padrões de qualidade exigidos.

Uma vez estabelecida a Receita Requerida, procede-se à sua alocação entre as distintas categorias de consumidores (industrial, residencial, rural, comercial etc), mediante a cobrança de tarifas diferenciadas para cada categoria, o que resulta na denominada **estrutura tarifária**. A estrutura tarifária pode diferenciar-se segundo diversos objetivos: entre clientes, regiões, entre custos fixos e variáveis, ou segundo o nível e perfil horário e período de consumo. Na estrutura tarifária vigente no Brasil estão refletidas não apenas as diferenças de custos de prestação do serviço entre consumidores, mas também subsídios implícitos entre classes de consumidores (por exemplo, entre consumidores de baixa e alta tensão) e subsídios explícitos associados a aspectos sociais e distributivos (por exemplo, tarifa para a subclasse residencial baixa renda).

Com a publicação da Medida Provisória n. 64/2002 e da Resolução CNPE n. 12/2002, os consumidores do Grupo “A” deverão ter os atuais contratos de fornecimento de energia elétrica por contratos de uso, conexão e compra de energia. Conseqüentemente, as tarifas de fornecimento deverão ser segregadas em “tarifas fio” e tarifas de energia.

Os consumidores do Grupo “B”, por não terem que celebrar contratos de uso, conexão e compra de energia, deverão ter suas tarifas de fornecimento segregadas na fatura de energia elétrica, de forma a explicitar os componentes relativos ao uso e à compra de energia, conforme definido no art. 48 da Resolução CNPE n. 12/2002.

O procedimento de abertura deve ter como premissa a manutenção da receita requerida pela concessionária.

3.12 Determinação das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição

A determinação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) envolve a consideração do conceito de estrutura tarifária, que deve fornecer a sinalização adequada dos períodos e locais mais econômicos para a utilização da rede de distribuição e de níveis tarifários que possibilitarão a cobertura adequada dos custos envolvidos na atividade de distribuição de energia.

Para a determinação da estrutura tarifária utilizam-se os “custos marginais de fornecimento” calculados nos diversos níveis de tensão do sistema de distribuição, ajustando-se em seguida, esses custos ao nível dos custos atribuídos ao serviço de distribuição – receita requerida, conforme orientação da Aneel.

O referido ajuste é feito da seguinte forma:

- Calcula-se a receita com o nível de custos marginais, ou seja, a receita que seria auferida pela atribuição no mercado, dos custos marginais dos fornecimentos como pagamentos representativos das tarifas de uso do sistema de distribuição.
- Comparando-se a receita que seria obtida com os custos marginais, com a receita necessária para cobertura dos custos envolvidos na atividade de distribuição e, em seguida calcula-se a relação receita requerida / receita obtida com os custos marginais por nível de tensão.

- Multiplicam-se os custos marginais dos fornecimentos por essa relação, para a obtenção dos “custos marginais de fornecimento, ajustados no nível de receita atribuída ao serviço”.

Desta forma tornou-se possível a definição - dentro da receita total atribuída ao serviço de “distribuição” -, das parcelas de responsabilidade dos consumidores ligados em cada nível de tensão e, conseqüentemente, dos preços médios dos respectivos encargos de uso do serviço de distribuição, calculados como sendo o quociente destas parcelas de receita pelos respectivos totais das demandas faturadas.

A partir dos “custos marginais de fornecimento”, ajustados ao valor da receita requerida na parcela “B” - líquida -, agregada com encargos referentes ao sistema de distribuição, determinam-se os valores das tarifas de demanda correspondente aos postos “Ponta” e “Fora da Ponta”, para o uso do sistema de distribuição, nos diversos níveis de tensão.

O cálculo da tarifa de uso teve seu cálculo consolidado através da Publicação da Resolução Normativa n. 166 de 10 de outubro de 2005.

Nessa Resolução foram definidos os componentes da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD relativos a:

- serviço de Transmissão de Energia Elétrica, na forma da TUSD - FIO “A”;
- serviço de Distribuição de Energia Elétrica, na forma da TUSD - FIO “B”;
- encargos do próprio sistema de distribuição na forma da TUSD – Encargos do serviço de Distribuição;

- perdas elétricas técnicas e não técnicas, respectivamente na forma TUSD – Perdas Técnicas e TUSD – Perdas não Técnicas.

No caso da Participação Financeira é proposta a utilização do componente da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD, correspondente ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora TUSD - FIO “B”, que é estabelecida pelo valor dos seguintes itens:

- remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica, calculado no âmbito da Revisão Tarifária Periódica;
- quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação;
- custo operacional estabelecido no âmbito da revisão tarifária periódica.

No art. 13 desta resolução o cálculo do componente TUSD referente ao - FIO “B”, encargos do serviço de distribuição e perdas técnicas é determinada por faixa de tensão, com valores aplicáveis às demandas máximas de potência ativa, para os pontos tarifários “Ponta” e “Fora de Ponta”.

Deverá ser definido o custo padrão por faixa de tensão a partir do custo instrumental médio de longo prazo de cada concessionária.

Estabelecendo o custo marginal de capacidade por faixa de tensão, considerando o custo padrão por faixa de tensão, as curvas de carga e o diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência, na condição de carga máxima do ano do estudo tarifário. O modelo foi detalhado na Nota Técnica Aneel referente à Revisão Tarifária da Companhia Paranaense de Energia – COPEL de 2004.

Definição da tarifa para cada faixa de tensão, conforme a proporção observada no custo marginal de capacidade por faixa de tensão e o mercado de referência de demanda.

O montante de perdas técnicas, em MWh, deverá ser valorado pelo custo médio ponderado de aquisição de energia da concessionária de distribuição em R\$/MWh.

4. Proposta desta pesquisa

4.1 Introdução

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

Sendo as tarifas de fornecimento calculadas para cada concessionária, levando-se em conta a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro bem como a manutenção dos níveis de confiabilidade e qualidade de operação de sistema dentro dos limites estabelecidos por meio de um valor justo pago pelos consumidores, as próprias tarifas calculadas para cada concessionário já refletem as particularidades regionais referentes ao mercado atendido.

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

Ou seja, nem os demais consumidores deverão financiar via tarifa um determinado investimento de terceiros nem estes interessados deverão pagar mais do que necessário ao seu atendimento, apesar de uma das especificidades do setor elétrico, especialmente no que tange à

implementação física dos sistemas necessários para atender à expansão do mercado é a solidariedade dos consumidores. Os novos investimentos realizados para atender a um novo consumidor são atribuídos a todos os consumidores. Os chamados clientes “pioneiros” são aqueles, cuja unidade consumidora instalada em uma rua ou local 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, com a publicação da Resolução Aneel 223/03, uma parcela significativa dos pedidos de ligação nova ficou isenta de participação financeira e, com isso, reduziu-se sensivelmente a presença do “cliente pioneiro”.

Com a proposta inserida neste trabalho, essa situação pode ser reduzida mais ainda, porque com a utilização da Tarifa de uso do Sistema de Distribuição e com o emprego de um fator de utilização de 0,90, o total de obras com participação financeira do consumidor se reduz para menos de 15%, conforme poderá ser constatado pelas tabelas de cálculo existentes no Anexo III deste trabalho.

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

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 sobre o valor total da obra, sendo o restante obrigações do interessado. Na existência de aumento de receita superior ao custo total do investimento (alto retorno), o custo da obra é 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) ao 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, sendo a participação financeira do consumidor 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, se reduzir a zero, considera-se para o cálculo da receita a tarifa fora de ponta. Como já foi mostrado o componente que remunera o fio, a TUSD fio “B” é aquela que remunera os custos de operação e manutenção, remuneração do investimento e depreciação dos ativos.

4.2 Proposta de Critérios Técnicos Básicos para Fixação do Encargo da Concessionária bem como o Cálculo da Participação Financeira

O objetivo deste estudo é estabelecer os procedimentos para fixação do encargo de responsabilidade da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como para o 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 da energia elétrica.

Os procedimentos serão aplicados aos pedidos referentes a:

- I - aumento de carga, em qualquer tensão;
- II - nova ligação de unidade consumidora em tensão igual ou superior a 2,3 kV;
- III - nova ligação de unidade consumidora com carga instalada superior a 50 kW, em qualquer tensão.

1) O orçamento referente ao atendimento dos pedidos deverá refletir todo o custo com os investimentos em quaisquer níveis de tensão, incluindo os reforços, melhoramentos e ligações provisórias, de acordo com os padrões técnicos da concessionária ou permissionária, que se fizerem necessários, para fins de cálculo do encargo de responsabilidade da concessionária ou permissionária de distribuição.

2) A execução da obra pela concessionária ou permissionária deverá ser precedida da assinatura, pelo consumidor e pela concessionária, do Contrato de Conexão de Distribuição CCD e do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição CUSD ou ainda do Contrato de Fornecimento, pelo período mínimo de 24 Meses⁴, com cláusulas específicas, discriminando as etapas e o prazo de implementação, além de outras condições vinculadas ao atendimento.

3) Para as ligações de consumidores em tensão igual ou inferior a 2,3 kV, a concessionária poderá exigir um contrato específico que contenha além da demanda contratada, orçamento, prazos e etapas de implementação, o compromisso do consumidor em ressarcir a concessionária em caso de não realização ou realização parcial da demanda da carga.

⁴ Conforme art. 23, § 2º, alínea b da Resolução 456/2000 da Aneel.

4) O montante que poderá ser reembolsado pelo consumidor será a diferença entre o custo da obra executado e limitado ao orçamento da concessionária;

5) Não foram consideradas neste trabalho aquelas obras, cujo custeio são de responsabilidade exclusiva do consumidor, sendo realizadas a seu pedido e relativas a:

I - extensão de linha exclusiva ou de reserva; ou

II - melhoria de aspectos estéticos.

6) Considerou-se neste trabalho que, em caso de o consumidor ou a concessionária optarem por realizar obras com dimensões acima das necessárias para o atendimento da demanda da carga a ser conectada ou acrescida na rede, ressalvados os padrões de dimensionamento da concessionária, ou que garantam níveis de qualidade e continuidade de fornecimento acima dos especificados nas respectivas regulamentações, o custo adicional deverá ser arcado integralmente pela parte interessada.

4.3 Metodologia Proposta para o Cálculo do Encargo da Concessionária bem como o Cálculo da participação financeira do consumidor

Esta proposta metodológica procura tomar como parâmetro 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 feitos pela concessionária, que extrapolam o limite implícito nas tarifas de Energia Elétrica – TUSD. A metodologia aplicada para a obtenção desse excedente baseia-se no fluxo de caixa descontado, tomando por base a tarifa TUSD Fio “B”, aplicada a esses consumidores e à 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 da seguinte maneira:

$$EC_c = \frac{12 \times MUSD_c \times F_Util \times TUSD_Fio_B_c \times \phi}{FRC}$$

Onde:

EC	Encargo da Concessionária, em Reais (R\$), para Atendimento do Cliente.
MUSD _c	Montante do Uso do Sistema de Distribuição médio mensal contratado pelo cliente com potencia 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.
φ	Fração da Parcela “B” que remunera e recupera o investimento para atendimento ao consumidor.

Na prática, essa fórmula representa a obtenção do Valor Presente Líquido - VPL da receita que remunera e recupera o investimento para

atendimento do cliente, (considerando a necessidade de um fator de utilização do sistema (F_{Util}) e um fator de recuperação de capital (FRC)).

4.3.1. Cálculo do Fator de Utilização

– Fator de Inatividade de Clientes – F_{Util}

O Fator de Inatividade de Clientes do Sistema Elétrico - F_{Util} é utilizado para determinar em que proporção o sistema elétrico é utilizado em relação à disponibilidade do sistema, isto porque em média 10% (dez por cento) do tempo total o sistema está ocioso e, portanto, a concessionária pode não ter sua receita adequada.

Como o custo das obras de que trata o cálculo da Participação Financeira deveria ser paga integralmente pelos consumidores, é lícito 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, estas devem ser consideradas 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 novos ou antigos que estão conectados, uma vez que as características dos sistemas valem para todos os consumidores sem diferenciação.

Os valores de NCA (Número de Consumidores Ativos do Grupo “A” e “BT” maiores que 50 KW) e 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) 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 90% e sugere-se que este fator seja único para todo o Brasil, calculado pela Aneel periodicamente, a cada 4-5 anos, por exemplo, e adotado pelas concessionárias a partir de cada Revisão Periódica.

Portanto:

$$F_{Util} = \frac{NCA}{NCA + NCI}$$

Onde:

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.

4.3.2. Fração da parcela "B" que Remunera e Recupera o Investimento para Atendimento ao Consumidor - ϕ

A fração da Parcela “B” que remunera e recupera o investimento para atendimento ao consumidor - ϕ é calculada de acordo com a fórmula:

$$\phi = F_{Subs} \times F_{IFB} \times F_{LAC}$$

Onde:

F_Sub	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.

Essa 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 “ ϕ ” seja calculado a cada Revisão Periódica.

Para o cálculo do “ ϕ ” é necessário definir os fatores F_Sub, F_IFB e F_IAC:

a) Fator F_Sub

O Fator de exclusão de subsídio da concessionária F_Sub retira os subsídios implícitos na tarifa de energia elétrica, que são aqueles destinados à Subvenção da subclasse residencial Baixa Renda não cobertos pelo Ministério das Minas e Energia (MME), 15% para Água, Esgoto e Saneamento, 10% para Consumidor Rural AT e Cooperativas.

Este fator calcula o quanto a tarifa poderia ser menor se não houvesse subsídios na tarifa. Deste modo, ao ser utilizado, reduz a componente Fio “B” para seu valor efetivo.

$$F_Sub = \frac{RV + Subvenção_BR}{RV_PLENA}$$

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) Fator F_IFB

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. Essa 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 na medida em 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 abaixo, soma a depreciação (investimento em reposição) mais a remuneração líquida (investimento em expansão) e divide pelo total da parcela B.

$$F_{IFB} = \frac{Depr + Rem \times (1 - IR)}{ER + Inad + Depr + Rem - OR - REXC} \quad ()$$

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 à Geração Própria, observados no cálculo do Reposicionamento Tarifário.
OR e REXC	Respectivamente, valores de Outras Receitas (exceto receita de TUSD) e Receitas Extra Concessão deduzidos na Receita Requerida no cálculo do Reposicionamento Tarifário.
IR	Impostos sobre a Renda (Imposto de Renda e Contribuição sobre Lucro).

a) Fator F_{IAC}

- O F_{IAC} 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”.

$$F_{IAC} = \frac{AIS_R \times (1 - B_R) + AIS_S \times (1 - B_S) + AIS_C}{AIS_T}$$

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.

4.3.3. Cálculo do Fator de Recuperação do Capital - FRC

O Fator de Recuperação do Capital 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. Na prática caracteriza-se como uma taxa de desconto, baseada no WACC regulatório da revisão tarifária.

$$FRC = \left(\frac{(1 + WACC)^{\frac{1}{d}} \times WACC}{(1 + WACC)^{\frac{1}{d}} - 1} \right)$$

Onde:

WACC	Taxa de retorno após tributos, considerado na última Revisão Periódica.
d	Taxa de depreciação anual, em p.u., definida na última Revisão Tarifária.

5. Aplicações da Metodologia Proposta

Visando-se simular os efeitos práticos da metodologia proposta para o cálculo do encargo de responsabilidade da concessionária e da participação financeira dos consumidores, referente ao custo dos investimentos para atendimento de pedidos de obras que não se enquadrem nos critérios de universalização do uso da energia elétrica, foram feitos três conjuntos de simulações: o primeiro com o critério constante da Portaria Dnaee 05/90 que até então servia de base para o cálculo; o segundo utilizando a proposta apresentada pela Aneel em Dez/2005 aos agentes do setor e ainda em discussão; e o terceiro com os critérios propostos no presente trabalho.

Para os três critérios de 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. O custo dessas obras totaliza o montante de R\$ 10.243.137,07, distribuídos entre os diversos níveis de tensão.

5.1 Premissas para Simulação do Encargo de Responsabilidade da Concessionária e da Participação Financeira do Consumidor

As seguintes premissas foram consideradas

- 1) para os consumidores da Tarifa Azul, adotou-se a TUSD da ponta e a demanda da ponta;

- 2) para os consumidores do Grupo “B”, usou-se o consumo em MWh e não a carga em KW, pois a TUSD é dada em Wh;
- 3) para se estimar o consumo do Grupo “B”, multiplicou-se a carga em kW (total para ligações novas ou acrescida para os aumentos de carga) pelo IUE – Índice de utilização de Energia definido na COPEL, considerando a carga instalada, o ramo de atividade e a série histórica de demanda e consumo em um período;
- 4) a carga do Grupo “B” é a máxima possível, e foi definida com base no valor nominal do disjuntor (para ligações novas seria a carga nominal declarada e para aumentos de carga seria a diferença entre o disjuntor atual e o pretendido);
- 5) para o cálculo do Encargo da Concessionária com base na portaria Dnaee 05/90 foi adotada a Tarifa Fiscal no valor de R\$ 64,48 (Instituída pela Portaria 002/96);
- 6) Para se obter uma análise atual dos valores, foi realizada uma atualização do valor da Tarifa Fiscal através do IGPM no período de janeiro de 1996 a outubro de 2006, o que corresponde a um acréscimo de 174,1% ou de R\$112, 26, totalizando R\$176,72.

5.2 Simulação Utilizando os Critérios da Portaria Dnaee 05/90

De acordo com o estabelecido na Portaria Dnaee 05/90, foram utilizados os seguintes critérios:

Quadro 2 – Critérios da Portaria Dnaee 05/90

Tarifa Fiscal	64,48 (não atualizada) 176,72 (atualizado)
Sub Grupo	Critério
A2 azul	Demanda Fora Ponta x 0,6 x Tarifa Fiscal
A3 Azul	Demanda Fora Ponta x 0,6 x Tarifa Fiscal
A3A Conv	Demanda Fora Ponta x 0,8 x Tarifa Fiscal
A3A Verde	Demanda x 0,8 x Tarifa Fiscal
A3A Azul	Demanda Fora Ponta x 0,8 x Tarifa Fiscal
A4	Demanda Fora Ponta x 0,8 x Tarifa Fiscal
B3	kWh / 200 = Nº Blocos x 4xTarifa Fiscal

5.3 Simulação pelos Critérios da Metodologia Proposta pela Aneel

Na proposta da Aneel foi considerada a seguinte equação para a avaliação do Encargo de Responsabilidade da Concessionária ou Permissionária:

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

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 à receita uniforme prevista;

MUSD = montante de uso do sistema de distribuição, sendo a demanda mensal de referência prevista para a 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.

5.4 Simulação pelos Critérios da Metodologia Proposta neste Trabalho

A proposta deste trabalho buscou introduzir aperfeiçoamentos na metodologia adotada pelo setor elétrico brasileiro. Foram incluídos alguns fatores, que no resultado mostraram-se aderentes e compatíveis com a

antiga metodologia, baseada na Portaria 05/90. As simulações de referência foram elaboradas com os seguintes dados:

F_Util	0,90
Ø	0,17
FRC	0,13
Fator	1,24

A influência do valor do fator de utilização (F_Util) foi analisada com maiores detalhes, variando entre 0,75 e 0,95.

Para o FRC adotou-se 0,13 fazendo-se uma análise sensibilidade para 0,11 e 0,10.

5.5 Simulações Realizadas

Conforme supracitado, foram utilizadas simulações de 260 obras realizadas no sistema elétrico da COPEL Distribuidora. De forma a explicitar a metodologia utilizada, serão apresentadas com maiores detalhes 6 simulações de obras de Ampliação e Reforço, sendo 4 do grupo "A" e 2 do grupo "B":

Quadro 3 – Obras Exemplos

Descrição da Obra	Cliente
Troca de Cabo em 6,7 Km para cabo 2/0	Procopiak Compensados
Troca de Cabo em 2,2 Km para cabo 336 XLPE	Tapua Ind e Comércio Embalagens
Troca de Cabo em 200 m e Ampliação em 800 m de cabo 336 XLPE	Deltaplan Embalagens
Ampliação de 800 m de cabo 2/0 CA	Supermercados Macliv
Instalação de Transformador para Aumento de Carga 3x100 A para 3x200 A	Nobretel Ind. Metal LTDA
Instalação de Transformador 75 KVA e troca em 0,08 Km de Baixa Tensão Cabo 2/0 CA	D PASCHOAL COM E AUTOM. LTDA

Tabela 2 - Dados referentes às Obras Exemplos

Dem. kW (P)	Dem.kW (FP)	Carga kW	Cons.MWh	CLASSE	Tarifa Modalidade	IUE (CNAE)	R\$ Obra
480	480			A3a	VERDE		145.495,93
250	250			A4	VERDE		86.602,55
688	688			A4	AZUL		19.598,90
74				A4	CONVENC.		7.653,01
		38	1,444	B3		38	8.941,35
		65	2,925	B3		45	7.158,33

Tabela 3 - Dados dos Fatores para Cálculo da Simulação com os critérios propostos neste trabalho

F_Util	Fator de Utilização	0,90
Ø	Fração Parc.B que Remun. Recup. Invest.	0,17
FRC	Fator de Recuperação de Capital	0,13

Tabela 4 – Valores da TUSD da COPEL

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (Res. 130/05)								
kW	Modalidade	Tipo		DP (R\$/kW):	DFP (R\$/kW):	D (R\$/kW):	EPS (R\$/MWh):	EPU (R\$/MWh):
88-138	A2	HS azul		7,34	1,69			
69	A3	HS azul		9,3	2,55			
30-44	A3a	HS azul		14,36	4,8			
30-45	A3a	Convenc				15,15		
30-46	A3a	HS verde				4,8	231,38	231,38
2,3-25	A4	HS azul		18,03	6,01			
2,3-26	A4	Convenc				18,99		
2,3-27	A4	HS verde				6,01	295,52	295,52
	AS Sub	HS azul		18,86	9,23			
	AS Sub	convenc				28,07		
	AS Sub	HS verde				9,23	309,26	309,25
	B3						90,3	

Com as informações acima, obtiveram-se os seguintes resultados:

Tabela 5 – Resultados Obtidos – Obras Exemplo

Obra	Portaria DNAEE 05/90				Proposta do Trabalho		Proposta Aneel	
	EC	PF	EC (1)	PF(1)	EC	PF	EC	PF
1	24.760,32	120.735,61	67.860,48	77.635,45	32.564,85	112.931,08	106.123,59	39.372,34
2	12.896,00	73.706,55	35.344,00	51.258,55	21.221,83	65.380,72	69.158,53	17.443,72
3	35.489,79	Isento	97.266,69	Isento	58.402,49	Isento	190.324,27	Isento
4	3.817,22	3.835,79	10.461,82	Isento	19;849,97	Isento	64.687,84	Isento
5	1.862,18	7.079,17	5.103,67	3.837,68	1.841,55	7.099,80	52.781,58	Isento
6	3.772,08	3.386,25	10.338,12	Isento	3.730,29	3.703,29	51.345,00	Isento
Total	82.597,59	208.743,37	226.374,79	132.731,68	137.610,98	189.114,89	535.857,39	56.815,96.

Obs: EC = Encargos de Responsabilidade da Concessionária, em Reais.

PF = Participação Financeira do Consumidor, em reais.

(1) Valores atualizados pelo IGPM

O cálculo das 6 “obras exemplo” objetiva apenas explicar a tendência observada na maioria dos cálculos feitos e que estarão sumarizados no ANEXO III, totalizando 260 OBRAS, e resumidas abaixo.

Tabela 6 – Resultados Gerais

Portaria / Proposta	Total de Obras		Total de Encargo da Concessionária			Total de Participação Financeira do Consumidor			
	R\$	Qtd.	R\$	%/R\$	Qtd.	R\$	%/R\$	Qtd. Obras	%/Obras
OO5	10.243.137,07	260	1.554.989,63	15%	260	8.688.147,44	85%	64	25%
005 corrigida pelo IGPM	10.243.137,07	260	2.223.244,89	22%	260	8.019.892,18	78%	21	8%
Proposta c/ $F_{Util} = 0,90$	10.243.137,07	260	1.684.958,50	16%	260	8.558.178,57	84%	37	14%
Proposta c/ $F_{Util} = 0,75$	10.243.137,07	260	1.585.277,97	15%	260	8.657.859,10	85%	47	18%
Proposta c/ $F_{Util} = 0,80$	10.243.137,07	260	1.620.032,26	16%	260	8.623.104,81	84%	44	17%
Proposta c/ $F_{Util} = 0,95$	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%

Pode-se verificar também o impacto dos cálculos nos chamados clientes “pioneiros” (aqueles que têm participação financeira para seu atendimento), apresentado a seguir, percebe-se que houve uma grande redução destes, conforme mencionados anteriormente.

Para um total de 260 Obras, pelo disposto na portaria 05/90 do Dnaee e obedecendo ao que diz a regra de universalização, ter-se-ia 64 obras com a participação financeira do consumidor. Percebe-se que este percentual se reduz substancialmente com a proposta deste trabalho, reduzindo-se para 34 no caso de utilizar o fator_ útil = 0,95, conforme ilustrado na tabela a seguir.

Tabela 7 – Quantidade de Obras com Participação Financeira

Proposta	Portaria 005	Portaria 005 Corrigida	$F_{Util} 0,90$	$F_{Util} 0,75$	$F_{Util} 0,80$	$F_{Util} 0,95$	Aneel
Quantidade de Obras	64	21	37	47	44	34	12
Obras isentas de custo aos consumidores	196	239	223	213	216	226	248

5.6 Comentários

a) Comparação com a Portaria 005/90

Como resultado observa-se que na utilização da Portaria Dnaee 05/90, sem correção, a concessionária participa no custeio de todas as **260 obras** com o volume financeiro de **R\$ 1.554.990,00**, correspondendo a **15% do total**, e do outro lado, os 64 consumidores, pertencentes ao universo total de 260, participaram com **R\$ 8.688.147,00 correspondente a 85%**.

Já utilizando a correção da tarifa fiscal pelo IGPM da Portaria ter-se-ia a participação da concessionária em todas as **260 obras** com o volume financeiro de **R\$ 2.223.244,89** correspondendo a **22% do total**. Enquanto os 21 consumidores, do universo total de 260, participaram com **R\$ 8.019.892,18 correspondendo a 78%**.

Em relação à proposta aplicada nos cálculos, foram realizadas inicialmente quatro simulações, alterando-se o valor do F_{Util} , resumidas na tabela abaixo:

Tabela 8 – Valores Resultantes da Metodologia Proposta

Fator de Utilização		0,75	0,8	0,9	0,95
Participação da Concessionária	Nº de Obras	260	260	260	260
	Valor R\$	R\$ 1.585.277,97	R\$ 1.620.032,26	R\$ 1.684.959,00	R\$ 1.713.798,50
Participação do Consumidor	Nº de Obras	47	44	37	34
	Valor R\$	R\$ 8.657.859,10	R\$ 8.623.104,81	R\$ 8.558.178,57	R\$ 8.529.338,57
Porcentagem de Participação dos Consumidores		85%	84%	84%	83%

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

Fazendo-se uma simulação supondo um WACC de 10%, tanto na proposta apresentada como na da Aneel, resultou no aumento do Encargo da Concessionária em 1% em relação ao WACC de 11,26% .

Conseqüentemente, a participação financeira do consumidor se reduz aos mesmos 1%.

b) Comparação com a Proposta Aneel

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. De outro lado, 12 consumidores, do universo total de 260, participaram com R\$7.743.514,46 correspondente a 76%, isto em função da não utilização por parte da Aneel do fator de utilização considerado na proposta do trabalho da Aneel, além de que, na proposta foi feita uma análise considerando consumidores tanto no horário de ponta como fora de ponta, abrangendo um universo de análise bem superior ao da Aneel.

6. Conclusão

Este trabalho apresenta a proposta de uma metodologia como alternativa para a regulamentação do cálculo do Encargo das Concessionárias de Energia Elétrica, bem como do valor da Participação Financeira do Consumidor.

É enfatizada a Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, artigos 14 e 15, que estabeleceu a universalização do uso de energia elétrica. Com isso foi eliminada a regulamentação anterior no que tange à determinação dos valores de Participação Financeira dos Consumidores e Encargos da Concessionária para unidades com potência instalada acima de 50 kW, já que o atendimento de consumidores abaixo desta potência passou a ser de responsabilidade integral das distribuidoras de energia elétrica, através da regulamentação da Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica.

Portanto, com a sanção da nova Lei, o Setor Elétrico passou a ser responsável pelo atendimento a todas as ligações solicitadas que tivessem uma carga instalada até 50kW, independentemente de serem monofásicas, bifásicas ou trifásicas, sem considerar o impacto econômico-financeiro que tal medida traria às distribuidoras de energia.

O objetivo deste trabalho foi de estabelecer critérios e procedimentos para a fixação do encargo de responsabilidade da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como para o 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 da energia elétrica.

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

O encargo de responsabilidade da concessionária foi avaliado a partir da recuperação dos investimentos feitos pela concessionária e o limite implícito nas tarifas de Energia Elétrica – TUSD. A metodologia aplicada para a obtenção desse excedente baseia-se no fluxo de caixa descontado, tomando por base a tarifa TUSD Fio “B”, aplicada a esses consumidores, bem como a demanda contratada conforme regulamentação da Aneel e um fator de recuperação de capital (WACC) regulatório.

A determinação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) envolve a consideração do conceito de estrutura tarifária, que deve fornecer a sinalização adequada dos períodos e locais mais econômicos diante da utilização da rede de distribuição e de níveis tarifários, que possibilitarão a cobertura adequada dos custos envolvidos na atividade de distribuição de energia.

Para a determinação da estrutura tarifária utiliza-se, conforme orientação da Aneel, os “custos marginais de fornecimento” calculados nos diversos níveis de tensão do sistema de distribuição, ajustando-se em seguida, esses custos ao nível dos custos atribuídos ao serviço de distribuição – Receita Requerida.

Para simular os efeitos práticos da metodologia proposta - para o cálculo do encargo de responsabilidade da concessionária e da participação financeira dos consumidores referente ao custo dos investimentos para atendimento de pedidos de obras que não se enquadrem nos critérios de universalização do uso da energia elétrica - foram feitos três conjuntos de simulações: a primeira com o critério constante da Portaria Dnaee 05/1990 que até então servia de base para o cálculo, e a segunda, com os critérios propostos no presente trabalho, comparando-se com a proposta Aneel feita na Audiência Pública 10/2005.

Para as 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 outubro 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.

O resultado obtido para cada metodologia encontra-se na tabela a seguir:

Tabela 9 – Resumo Comparativo das Propostas com WACC = 11,26%

Portaria / Proposta	Total de Obras		Total de Encargo da Concessionária			Total de Participação Financeira do Consumidor			
	R\$	Qtd.	R\$	% /R\$	Qtd.	R\$	% /R\$	Qtd. Obras	%/ Obras
OO5	10.243.137,07	260	1.554.989,63	15%	260	8.688.147,44	85%	64	25%
005 corrigida pelo IGPM	10.243.137,07	260	2.223.244,89	22%	260	8.019.892,18	78%	21	8%
Proposta c/ F_Util = 0,90	10.243.137,07	260	1.684.958,50	16%	260	8.558.178,57	84%	37	14%
Proposta c/ F_Util = 0,75	10.243.137,07	260	1.585.277,97	15%	260	8.657.859,10	85%	47	18%
Proposta c/ F_Util = 0,80	10.243.137,07	260	1.620.032,26	16%	260	8.623.104,81	84%	44	17%
Proposta c/ 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%

Tabela 10 – Resumo Comparativo das Propostas com WACC = 10%

Portaria / Proposta	Total de Obras		Total de Encargo da Concessionária			Total de Participação Financeira do Consumidor			
	R\$	Qtd.	R\$	% /R\$	Qtd.	R\$	% /R\$	Qtd. Obras	%/ Obras
Proposta c/ F_Util = 0,90 e WACC = 11,26%	10.243.137,07	260	1.684.958,50	16%	260	8.558.178,57	84%	37	14%
Proposta c/ F_Util = 0,90 e WACC = 10%	10.243.137,07	260	1.729.720,13	17%	260	8.513.416,94	83%	33	13%
Proposta ANEEL c/ F_Util = 0,90 e WACC = 11,26%	10.243.137,07	260	2.499.622,61	24%	260	7.743.514,46	76%	12	5%
Proposta ANEEL c/ F_Util = 0,90 e WACC = 10,00%	10.243.137,07	260	2.588.515,71	25%	260	7.654.621,36	75%	11	4%

Com o novo conceito de utilização da TUSD para a determinação do encargo da concessionária proposto neste trabalho, verificou-se que os valores relativos de participação entre concessionária e consumidores ficaram muito próximos dos critérios da Portaria Dnaee 05, apesar de existirem conceitos completamente diferentes.

Importante destacar que, com a regulamentação desta proposta, os clientes passarão a pagar o valor justo pelas obras, estando este vinculado à tarifa de uso de seu mercado. Por outro lado, a concessionária terá sido remunerada de maneira a obter o retorno justo pelo serviço. Com objetivou-se um equilíbrio econômico-financeiro à empresa e equidade na cobrança, o que se faz necessário.

A abordagem realizada neste trabalho não tem a pretensão de esgotar este assunto, mas sim apresentar uma contribuição, ficando aberta uma linha de estudo que poderá levar ao aprofundamento do tema, por exemplo: i) em análises subdivididas por região, já que o conceito tarifário está vinculado a esta realidade; ii) definindo F_Util para cada região e empresas; iii) adequação dos bancos de dados tanto das empresas, para fornecer informações necessárias àqueles que terão de efetuar os cálculos (Aneel) para que, a cada revisão tarifária possa se fazer uma revisão dos valores utilizados pelas empresas, sempre observando o interesse público e a correta aplicação dos critérios.

Referências

WOLF, Christian C. P. Forward foreign exchange rates, expected spot rates, and premia: a signal-approach. **The Journal of Finance**, v. 42, p. 395-406, 1997.

_____. Measuring the exchange risk premium: multi-country from unobserved components models. **Journal of International Financial Markets, Institution and Money**, v. 10, p. 1-8, 2000.

GARCIA, M.; OLIVARES, G. **O prêmio de risco da taxa de câmbio no Brasil durante o plano Real**. Rio de Janeiro: PUC, 2000. mimeo

OFFER. **Reviews of public electricity suppliers 1998 to 2000**: Distribution Price Control Review Final Proposals. Consultation paper, May 1999.

OFGEM. **Reviews of public electricity suppliers 1998 to 2000**: Distribution Price Control Review Final Proposals, dez. 1999.

Documentos on-line

CÓDIGO DE ÁGUAS – Decreto nº 24.643 de 10/06/1934; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 04/2005.

DECRETO nº 41.019 de 26/02/1957; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 04/2005.

LEI nº 5655 de 10/05/1971; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 05/2005.

DECRETO LEI nº 1383 de 08/12/1974; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 05/2005.

DECRETO LEI nº 82.962 de 29/12/1978; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 03/2005.

DECRETO LEI nº 83.269 de 10/03/1979; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 06/2005.

DECRETO LEI nº 41.019 de 26/02/1981; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 05/2005.

PORTARIA nº 093 de 13/11/1981; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 04/2005.

DECRETO nº 98.335 de 26/10/1989; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 03/2005.

PORTARIA DNAEE nº 05 de 11/01/1990; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 04/2005.

PORTARIA DNAEE nº 033 de 22/02/1990; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 04/2005.

PORTARIA DNAEE nº 198 de 30/07/1990; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 04/2005.

DECRETO DNAEE nº 774 de 18/03/1993; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 04/2005.

LEI nº 8987 de 10/05/1995; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 04/2005.

LEI nº 9074 de 20/08/1995; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 05/2005.

PORTARIA DNAEE nº 466 de 12/11/1997; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 05/2005.

RESOLUÇÃO ANEEL nº 223 DE 19/04/2002; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 04/2005.

LEI nº 10.438 de 26/04/2002; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 04/2005.

RESOLUÇÃO ANEEL nº 493 de 12/12/2002; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 04/2005.

LEI nº 10.762 de 11/11/2003; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 04/2005.

Anexo I

Avaliação da Taxa Ponderada de Atualização do Capital - WACC

1. Introdução

1.1. Custo do Capital Próprio

Para o custo de capital próprio se adota o método CAPM (*Capital Assets Pricing Model*), que busca identificar a percepção do mercado sobre os verdadeiros riscos existentes no setor, partindo-se das seguintes premissas: *i)* os ativos de distribuição de energia elétrica representam alternativas de investimentos que competem com outros ativos pelos recursos dos investidores potenciais; *ii)* os diversos ativos disponíveis proporcionam um retorno diretamente proporcional ao risco que representam; e *iii)* há um ativo “livre de risco” acessível a todos os investidores, cujo retorno serve de referência para mensurar o prêmio de risco exigido para investir em outros ativos, como os riscos associados às condições macroeconômicas de países em desenvolvimento, por exemplo.

O custo de capital próprio assim calculado proporciona um retorno adequado sobre o capital investido, considerando apenas os riscos inerentes à atividade regulada, de forma a manter a atratividade de capital e, conseqüentemente, a sustentabilidade da prestação do serviço no longo prazo.

O modelo de avaliação do custo do capital próprio pelo método *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) encontra-se na fórmula a seguir.

$$r_{CAPM} = r_f + \beta_d (r_m - r_f) + r_r \quad (2)$$

Para a **taxa livre de risco** a Aneel utilizou o rendimento do bônus do governo dos EUA com vencimento de 10 anos e *duration*⁵ de aproximadamente 8 anos (UST10). Deve-se ressaltar que, para efeito de comparação entre dois fluxos de caixa, mais relevante que a data de vencimento é a *duration* desses fluxos. Portanto, é mais indicado trabalhar com esse tipo de título de renda fixa para estimar a taxa livre de risco aplicável ao caso de que se trata. O período considerado foi de março/1995 a junho/2002 e a taxa de juros média anual apurada foi de 6,01%.

O **prêmio de risco de mercado** foi calculado subtraindo-se a taxa livre de risco do retorno médio da série histórica dos retornos diários do S&P500, que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. Com base nas séries históricas de 1926 a 2000, o valor apurado para o prêmio de risco de mercado foi de 7,76%.

⁵ Indicador utilizado pelos analistas de instituições financeiras para medir a sensibilidade de títulos à variação da taxa de juros. É calculado com base no fluxo de caixa do título, do pagamento de juros principal, em cada prazo contratual, bem como no valor presente do título. Em outras palavras, a *duration* mede o prazo médio no qual o detentor do título terá recebido o pagamento total. Contudo, como existem constantes variações de taxa de juros no mercado, haverá consequentemente variações no valor presente do título e na sua *duration*. Quando ocorre um aumento de taxa de juros, o valor presente diminui e a *duration* também diminui. A *duration* de carteira é média ponderada das *durations* dos ativos e representa o prazo médio do pagamento total da carteira

O cálculo do **Beta** envolveu os seguintes passos: *i)* cálculo do *Beta* alavancado para a amostra de empresas (predominantemente) de distribuição de energia elétrica dos EUA, isto é, os *Betas* das empresas considerando sua estrutura de capital real, que exprime os riscos de negócio e financeiro da empresa; *ii)* desalavancagem dos *Betas* obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e a alíquota de 34% de imposto de renda dos EUA, obtendo assim o *Beta* associado ao risco do negócio; *iii)* cálculo da média aritmética desses *Betas*, cujo resultado chamar-se-á de *Beta* desalavancado; e *iv)* realavancagem dos *Betas* desalavancados das concessionárias de distribuição da amostra relevante, e a alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do imposto de renda e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

Para se proceder ao cálculo dos *Betas* de empresas de distribuição de energia elétrica dos EUA foram utilizadas pela metodologia da Aneel 15 empresas para as quais se dispõe de séries históricas longas e cujas ações possuem bastante liquidez no mercado. O *Beta* dessas empresas foi estimado com base nos dados de março/1995 a junho/2002, na estrutura de capital média dos últimos 5 anos, no capital total em 2001 e no *Beta* desalavancado de cada empresa. O *Beta* médio das ações, ponderado pelo tamanho dos ativos da empresa, é igual a 0,30, e o *Beta* desalavancado médio é igual a 0,159.

Os **prêmios de risco do negócio e financeiro** foram calculados adotando-se uma estrutura ótima de capital de 50% de capital próprio e 50% de capital de terceiros, aplicando-se as equações abaixo. Como resultado,

obteve-se 1,24% para o risco do negócio e 0,81% para o risco financeiro. Portanto, a soma dos prêmios de risco do negócio e financeiro foi estimada em 2,05%.

$$r_N = \beta'_U [r_M - r_f] = 0,159 [7,76] = 1,23 \quad (3)$$

$$r_F = \left(\frac{D(1-T)}{P} \right) \beta'_U [r_M - r_f] = 0,66 \times 1,23 = 0,81 \quad (4)$$

Onde: RN – Risco do negócio

NF – Risco Financeiro

β'_u – Beta desalavancamento

É importante observar que a taxa livre de risco, o *Beta* desalavancado e o prêmio de risco de mercado estão referenciados ao mercado dos EUA. O elemento r_r da equação (2) refere-se ao risco da atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil e inclui os prêmios de risco país, risco cambial e de risco relativo ao regime regulatório.

O **prêmio de risco país** se calcula pela diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito do Brasil. O prêmio de risco soberano é o *spread* que um título de renda fixa do governo brasileiro denominado em dólares paga sobre a taxa livre de risco dos EUA. O prêmio de risco de crédito Brasil é computado como o *spread* sobre a taxa livre de risco que estão pagando os bônus emitidos por empresas dos EUA com a mesma classificação de risco que o Brasil (B1). Representando por r_S o prêmio de risco soberano e por r_C^B o prêmio de risco de crédito Brasil, o prêmio de risco Brasil (r_B) é dado por:

$$r_B = r_S - r_C^B \quad (5)$$

Para o cálculo do prêmio de risco soberano utilizou-se a série histórica diária do índice *Emerging Markets Bonds Index* relativo ao Brasil (*EMBI+Brazil*), calculado pelo JP Morgan, de 29 de abril de 1994 a 6 de agosto de 2002, resultando no valor médio de 8,29%. Para se calcular o prêmio de risco de crédito do Brasil foram selecionadas as empresas com classificação de risco B1 que tinham série de títulos de longo prazo com liquidez desde 1994. Calculando a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, foi encontrado o percentual de 4,21%. Assim, o prêmio de risco país é de 4,08%.

Para o cálculo do **prêmio de risco cambial** utilizou-se a metodologia de Wolff (1997, 2000)⁶, aplicada pela primeira vez para dados brasileiros em Garcia e Olivares (2000)⁷. Nos termos dessa metodologia, o risco cambial é definido como a diferença entre o *spread* do câmbio no mercado futuro e a expectativa de desvalorização cambial; e a realização da desvalorização cambial é a expectativa de desvalorização adicionada de um “ruído branco”. Assim, aplica-se um procedimento estatístico (*filtro de Kalman*) para se eliminar o “ruído branco”⁸. O prêmio de risco cambial calculado a partir dos

⁶ WOLF, Christian C. P. Forward foreign exchange rates, expected spot rates, and premia: a signal-approach. **The Journal of Finance**, v. 42, p. 395-406, 1997. WOLFF, C.P. Measuring the exchange risk premium: multi-country from unobserved components models. **Journal of International Financial Markets, Institution and Money**, v. 10, p. 1-8, 2000.

⁷ GARCIA, M.; OLIVARES, G. **O prêmio de risco da taxa de câmbio no Brasil durante o plano Real**. Rio de Janeiro: PUC, 2000. mimeo

⁸ O ruído branco é um fator transitório atípico que tende a se dissipar ao longo do tempo. Na linguagem estatística, um processo estocástico é definido como ruído branco quando a média é nula e a variância constante.

dados mensais do mercado futuro de câmbio da Bolsa de Mercadorias e Futuros (BMF) de julho de 1999 a junho de 2002 foi de 2,0%.

Para o cálculo do **prêmio de risco do regime regulatório** considerou-se que o risco do regime regulatório dos EUA encontra-se refletido no *Beta* daquele mercado. Contudo, é reconhecido que o regime de regulação por “preços máximos” apresenta maiores riscos que o regime de regulação por taxa de retorno adotado nos EUA, de forma que se faz necessário determinar o risco adicional derivado do regime regulatório brasileiro.

Com base no exposto, a estimação do risco regulatório baseou-se na diferença entre os *Betas* das empresas americanas (regulação por taxa de retorno) e da Inglaterra (regulação por preços máximos). Como os dois países adotam regimes regulatórios diferenciados e ambos se caracterizam como economias de risco reduzido, é correto afirmar que a diferença entre os *Betas* deve refletir a diferença entre os riscos vinculados ao respectivo regime regulatório. Ressalte-se que a diferença entre os *Betas* deve ter como referência os *Betas* desalavancados, caso contrário o risco regulatório dependeria do grau de alavancagem, o que não faz sentido. De acordo com os estudos Offer (1999)⁹ e OFGEM (1999)¹⁰, o *Beta* para empresas de distribuição de energia elétrica na Inglaterra foi estimado como sendo igual a 1,0. Procedendo-se à desalavancagem desse *Beta* pela estrutura de capital ótima da Inglaterra (50% capital próprio e 50% capital de terceiros) e

⁹ OFFER. Reviews of public electricity suppliers 1998 to 2000: Distribution Price Control Review Final Proposals. Consultation paper, May 1999.

¹⁰ OFGEM. Reviews of public electricity suppliers 1998 to 2000: Distribution Price Control Review Final Proposals, dez. 1999.

adotando-se a alíquota de imposto de renda inglês de 30%, chega-se ao *Beta* desalavancado da Inglaterra de 0,588. Considerando-se que o risco do regime regulatório inglês é semelhante ao risco do regime regulatório brasileiro, o prêmio de risco regulatório brasileiro acima do risco regulatório dos EUA deve ser igual a:

$$(\beta_{RU} - \beta_{EUA}) \times [r_M - r_f] = (0,588 - 0,159) \times 7,76 = 3,33\% \quad (6)$$

Do exposto, o custo do capital próprio nominal em dólares é de 17,47%, como resultado da equação a seguir.

$$r_{CAPM} = r_f + \beta_d (r_m - r_f) + r_r \quad (7)$$

onde:

$r_{CAPM} = 17,47\%$ (custo de capital próprio);

$r_f = 6,01\%$ (taxa livre de risco);

$d = 26,39\%$ (*Beta*);

$r_m - r_f = 7,76\%$ (prêmio de risco de mercado);

$r_x = 9,41\%$ (outros prêmios de risco); sendo:

$$r_r = r_R + r_B + r_X \quad (8)$$

onde:

$r_R = 3,33\%$ (prêmio de risco regulatório);

$r_B = 4,08\%$ (prêmio de risco Brasil);

$r_X = 2,00\%$ (prêmio de risco cambial).

Deflacionando-se pela inflação média anual da economia norte-americana de 2,40% (referente ao período de fev/95 a jun/02), obtém-se o custo de capital próprio real de 14,72%.

1.2. Custo do Capital de Terceiros

Para o custo de capital de terceiros está se adotando uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, se trata de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. Esse enfoque impede que as tarifas sejam afetadas por uma gestão financeira imprudente na captação de recursos de terceiros ou por decisões de captação de dívidas vinculadas a outros interesses. O custo do capital de terceiros foi calculado pelo método CAPM de dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_d = r_f + r_C + r_B + r_X \quad (9)$$

Custo do capital de terceiros	Taxa livre de risco	Prêmio de risco de crédito	Prêmio de risco da atividade de distribuição no Brasil	Prêmio de risco cambial
-------------------------------	---------------------	----------------------------	--	-------------------------

A estimação do custo de capital de terceiros tem como componentes a taxa livre de risco, o prêmio de risco de crédito, o prêmio de risco da atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil e o prêmio de risco cambial. A taxa livre de risco e os prêmios de risco Brasil e cambial foram

calculados no custo do capital próprio. Resta determinar o prêmio de risco de crédito.

O **prêmio de risco de crédito** deve representar o *spread* acima da taxa livre de risco que pagam empresas com o mesmo risco que as distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Todas as distribuidoras de eletricidade brasileiras classificadas pela *Moody's* receberam a classificação BA1, ou seja, uma classificação melhor que a dos títulos do governo brasileiro. Assim, adotou-se como prêmio de risco de crédito de uma distribuidora de energia elétrica brasileira a média dos prêmios de risco de crédito de empresas dos EUA com risco BA1 que tenham emitido títulos de longo prazo desde 1994 e que tenham liquidez. Esse prêmio de risco resulta em 3,67%.

O custo do capital de terceiros nominal em dólares resulta em 15,76%, nos termos da equação a seguir.

$$r_d = r_f + r_c + r_b + r_x = 15,76\% \quad (10)$$

r_d = custo do capital de terceiros nominal em dólares;

r_f = 6,01% (taxa livre de risco);

r_c = 3,67% (prêmio de risco de crédito);

r_b = 4,08% (prêmio de risco Brasil);

r_x = 2,0% (prêmio de risco cambial).

Deflacionando-se pela inflação média anual da economia norte-americana de 2,40% (referente ao período de fev/95 a jun/02) obtém-se o custo do capital de terceiros real de 13,05%.

2. Estrutura de Capital

A definição da estrutura de capital para efeito do cálculo da remuneração do capital a ser incluída nas tarifas baseou-se no fato de que, na prática, as empresas estão permanentemente tentando reduzir seu custo de financiamento mediante uma composição adequada de capital próprio e dívidas no capital total. Para tanto, buscam encontrar o grau ideal de alavancagem – participação de dívidas no capital total – dado que o custo de capital de terceiros é mais barato que o custo de capital próprio, porém existe uma restrição dada pelo risco de *default* associado a elevados graus de alavancagem. Isso justifica uma abordagem regulatória para a participação dos capitais no capital total a ser remunerado, aqui denominada de **estrutura ótima de capital**. Além da estrutura de capital das concessionárias de distribuição do Brasil, considerou-se a estrutura verificada em países que adotam o mesmo regime regulatório que o Brasil, porém, com mais tempo de funcionamento do regime regulatório e, portanto, de maturação das empresas reguladas.

Assim, a estrutura ótima de capital baseou-se em dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica dos seguintes países que utilizam o regime regulatório de preços máximos: Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha. A partir da análise do comportamento da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) dessas empresas, foi obtida a estrutura ótima de capital para as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica.

Primeiramente, obteve-se uma faixa de valores para a relação D/V do grupo de países formado por Argentina e Chile, aqui chamado de grupo 1. A razão para o agrupamento desses dois países é que ambos são considerados economicamente em desenvolvimento, cujas empresas de distribuição de eletricidade estão sujeitas ao regime de regulação por preços máximos. Obteve-se como resultado uma faixa de 36,38% a 55,28% para o Chile e de 30,13% a 40,46% para a Argentina, e de 33,25% a 47,87% para o grupo 1.

A seguir, agrupou-se a Austrália e a Grã-Bretanha (grupo 2), países com alto grau de desenvolvimento e que aplicam o regime de regulação por preços máximos no setor de distribuição de eletricidade. Usando o mesmo método usado para o grupo 1, obteve-se uma faixa de 60,93% a 63,94% para a Austrália, de 31,15% a 51,24% para a Grã-Bretanha, e de 46,04% a 57,59% para o grupo 2.

O próximo passo consistiu em combinar as faixas desses dois grupos de países de maneira a obter uma faixa de referência para os dados brasileiros. Como resultado, obteve-se uma faixa de 33,25% a 57,59%. Em princípio esse resultado poderia refletir o intervalo de variação que se esperaria encontrar para empresas distribuidoras de eletricidade de países que já adotam o regime de regulação por “preços máximos” há mais tempo que o Brasil.

Em seguida, obteve-se a faixa para a relação D/V das empresas brasileiras, de 51,22% a 70,11%. Finalmente, realizou-se a interseção dessa faixa com a faixa de referência obtida para os dois grupos de países,

resultando na faixa de 51,22% a 57,59%. No entanto, um ajuste final ainda é necessário. Considerando o benefício fiscal dado a juros sobre dívida e capital próprio no Brasil, chega-se à conclusão que as empresas brasileiras têm relativamente menos incentivos para usar dívida comparativamente às empresas de outros países. Assim, seria razoável admitir-se uma faixa entre **50% e 55%** para a estrutura de capital no Brasil. Diante disso, a Aneel optou por utilizar uma meta pontual de **50%** para a participação de dívida no capital total de empresas brasileiras de distribuição de energia elétrica.

Deste modo, o Custo Médio Ponderado do Capital, ou seja, a taxa de retorno adequada para investimentos em distribuição de energia elétrica no Brasil adotada na primeira revisão tarifária foi de **11,26%**, conforme resumido na tabela a seguir:

Tabela 1 - Custo Médio Ponderado do Capital
(WACC)

Estrutura de Capital Meta $\left(\frac{P}{P+D}\right)$	50,00%
Taxa Livre de Risco (r_f)	6,01%
Beta médio de empresas distribuidoras do EUA desalavancado (β_u)	15,90%
Beta médio realavancado pela estrutura meta de capital BZ (β)	26,39%
Spread de risco de mercado $[r_M - r_f]$	7,76%
Risco do negócio e financeiro $\beta[r_M - r_f]$	2,05%
Risco Soberano (r_S)	8,29%
Risco Crédito empresas EUA mesmo risco BZ (B1) (r_C^B)	4,21%
Risco Crédito empresas EUA mesmo risco de empresas distribuidoras BZ - B1 (r_C)	3,67%
Risco País ($r_B = r_S - r_C^B$)	4,08%
Risco Cambial (r_X)	2,00%
Risco Regulatório $(\beta_{u_{RU}} - \beta_{u_{EUA}}) \times [r_M - r_f] (r_R)$	3,33%
Custo de Capital Próprio Nominal $r_P = r_f + \beta[r_M - r_f] + r_B + r_X + r_R$	17,47%
Custo de capital de terceiros nominal em dólares $r_D = r_f + r_C + r_B + r_X$	15,76%
WACC nominal em dólares $r_{WACC} = \frac{P}{P+D} r_P + \frac{D}{P+D} r_D (1-T)$	13,93%
Taxa de inflação EUA (π)	2,40%
WACC real $r_{WACC}^r = \frac{1+r_{WACC}}{1+\pi} - 1$	11,26%

Anexo II

Encargos Tarifários

Encargos Tarifários

Os encargos tarifários são todos definidos em Leis e seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da Aneel, para efeito de pagamento pelas concessionárias e de repasse das tarifas de fornecimento de energia elétrica. Alguns desses encargos foram inicialmente definidos em Decretos e, posteriormente, convalidados em Lei, constituindo, dessa forma, políticas de Governo para o setor elétrico. Esses encargos tarifários são detalhados a seguir; *i)* Conta de Consumo de Combustíveis (CCC); *ii)* Reserva Global de Reversão (RGR); *iii)* Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); *iv)* Operador Nacional do Sistema (ONS); *v)* Contribuição Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); *vi)* Uso das Instalações da Rede Básica (RB); *vii)* Uso das Instalações de Conexão (IC); *viii)* Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu Binacional (TI); *ix)* Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) foi criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973. Refere-se ao rateio dos ônus e vantagens do consumo de combustíveis fósseis para geração de energia termoeletrica. Esse tipo de geração de energia apresenta custos superiores à geração hidroelétrica, na medida em que requer a utilização de combustíveis, como óleo combustível, óleo diesel, gás natural e carvão.

A geração termoeletrica se faz necessária quando as condições de geração de energia hidroelétrica são insuficientes para o atendimento ao mercado. Além disso, a geração termoeletrica também se faz necessária nas

regiões brasileiras localizadas fora da área de atendimento pelo sistema interligado, como na região Norte, nos denominados sistemas isolados.

Os custos da geração termoelétrica são rateados por todos os consumidores do País, mediante a fixação de valores anuais para cada concessionária de distribuição, em função do seu mercado e podem variar a partir da necessidade maior ou menor do uso das usinas termoelétricas. Os valores da CCC são fixados anualmente pela Aneel com base nas informações prestadas pela ELETROBRÁS com relação às condições previstas de hidraulicidade, à taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e aos preços esperados dos combustíveis. A Quota da CCC fixada anualmente é paga mensalmente pelas concessionárias à Eletrobrás, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim. Anualmente são estabelecidas Quotas de CCC para os seguintes sistemas elétricos: *i)* Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste; *ii)* Sistema Interligado Norte/Nordeste; e *iii)* Sistemas Isolados. A Lei n.º 9.648/98 e a Resolução Aneel n.º 261, de 13 de agosto, estabeleceram que, a partir de 1º de janeiro de 2006, ficará extinto o benefício da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados. Essa redução se dará na proporção de 25% ao ano a partir de 2003. A Lei n.º 9.648/2002 e, posteriormente, a Lei n.º 10.438/2002, mantiveram até 2018 a sistemática de rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados.

A Reserva Global de Reversão (RGR) foi criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. A Lei n.º 9.648/98 definiu que a RGR seria extinta em 31/12/2002, entretanto, a Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, estendeu sua vigência até 2010. Trata-se de uma parcela cujo valor anual é estabelecido pela Aneel com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos, e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de sua receita anual. A Quota de RGR, fixada anualmente, é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias às Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim.

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. Trata-se de parcela cujo valor anual é estabelecido pela Aneel com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, onde TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela Aneel (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos Estados, 45% aos Municípios, 4,4% ao Ministério de Meio Ambiente, 3,6% ao Ministério de Minas e Energia, e 2% ao Ministério de Ciência e Tecnologia. Esse encargo não se aplica à CONCESSIONÁRIA.

Para o atendimento ao mercado consumidor de sua área de concessão a concessionária de distribuição recebe a energia elétrica adquirida das empresas geradoras através de instalações de transmissão (subestações e linhas de transmissão). São instalações pertencentes a empresas constituídas especificamente para esse fim, denominadas empresas Transmissoras, que consistem na rede básica de transmissão de energia elétrica. As concessionárias distribuidoras pagam pelo o uso da rede básica. Algumas distribuidoras necessitam, adicionalmente, de instalações de conexão para conectar-se às instalações da rede básica ou estão ligadas a outras concessionárias de distribuição. As atividades de coordenação e de controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica são executadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. As instalações da rede básica são disponibilizadas pelas Transmissoras para o ONS mediante

contrato de prestação de serviços de transmissão. As concessionárias de distribuição acessam a rede básica mediante contrato de uso do sistema de transmissão que celebram com o ONS, enquanto que as instalações de conexão são disponibilizadas diretamente aos acessantes pelas proprietárias dessas instalações, mediante contrato de conexão ao sistema de transmissão. Esta forma de operação foi estabelecida pela Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995 e pela Lei n.º 9.648/1998 e respectivos Decretos regulamentadores.

O Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS pelo acesso à rede básica de transmissão do sistema interligado. Tais encargos são calculados mensalmente pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa específica estabelecida pela Aneel. Essa tarifa, por sua vez, é função da receita anual permitida para as concessionárias detentoras da rede básica de transmissão (Transmissoras), também estabelecida pela Aneel, para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. Como entidade executora das atividades de coordenação e controle da operação e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, cabe ao ONS administrar os serviços de transmissão, cobrar os encargos de uso das instalações de rede básica às concessionárias distribuidoras e creditá-los às Transmissoras, de acordo com as medições mensais de demanda de potência efetuadas por estas.

O Uso das Instalações de Conexão refere-se ao uso - pelas concessionárias distribuidoras - das instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencentes às Transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão. Os encargos de uso dos sistemas de conexão referem-se aos valores pagos pelas concessionárias distribuidoras às Transmissoras, em função do uso das instalações destas, e são objeto de contrato entre as partes. Os valores desses encargos são estabelecidos anualmente pela Aneel. Para as instalações mais recentes são estabelecidos Contratos de Conexão entre as distribuidoras e as transmissoras.

Cabe ao Operador Nacional do Sistema - ONS coordenar e controlar a operação dos sistemas elétricos interligados, bem como administrar e coordenar a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das Transmissoras aos usuários acessantes da rede básica. Assim, além dos encargos relativos ao uso das instalações da rede básica, as concessionárias distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS.

O Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu Binacional refere-se ao custo de transporte da quota parte de energia elétrica adquirida pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela Aneel em R\$ /MW. As distribuidoras detentoras das

quotas partes de Itaipu pagam também pelos Encargos de Uso da Rede Básica atribuídos à Itaipu Binacional, de forma proporcional às suas quotas.

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi criada pela Lei n.º 10.438/2002. Trata-se de parcela cujo valor anual é estabelecido pela Aneel com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. A CDE, cuja duração é de 25 anos, é fixada anualmente e paga mensalmente pelas concessionárias à Eletrobrás, que é a entidade que movimentará os recursos arrecadados para esse fim.

Anexo III

**Exemplo de Cálculo de Custos de Obras bem
como o Encargo da Concessionária e a
Participação Financeira do Consumidor**

Grupo	Modalidade	Tensão	Mercado Estabilizado dos Contratos (mensal)						Consumo
			Dema	Deman	Demanda	Demanda	Consumo	Consumo	
			nda	da P	FP		EPS	EPU	
Tarifário			Convencional (kW)	Azul e Uso (kW)	Azul e Uso (kW)	Verde (kW)	Verde (MWh)	Verde (MWh)	BT (MWh)
A3a	HS verde	34,5				43,00	0,04	0,20	
B3		220/127							12,70
B3		220/127							12,70
A4	HS verde	13,8				135,00	0,19	15,48	
A4	HS verde	13,8				70,00	0,05	5,14	
B3		220/127							12,70
A4	HS verde	13,8				65,00	2,88	-	
A4	HS verde	13,8				78,00	0,24	7,61	
A4	HS verde	13,8				80,00	0,86	-	
A4	Convencional	13,8	45,00						
A4	Convencional	13,8	80,00						
A4	Convencional	13,8	74,00						
B3		220/127							12,70
B3		220/127							9,52
A4	Convencional	13,8	65,00						
A4	Convencional	13,8	62,00						
B3		220/127							12,70
A4	HS verde	13,8				80,00	0,25	-	
A4	HS verde	13,8				66,00	0,17	1,68	
B3		220/127							12,70
B3		220/127							9,52
A4	HS verde	13,8				130,00	0,72	22,44	
A4	HS verde	13,8				30,00	0,02	0,17	
B3		220/127							12,70
B3		220/127							12,70
A4	HS verde	13,8				150,00	0,10	-	
A4	Convencional	13,8	70,00						
A4	HS verde	13,8				75,00	0,30	13,11	
A4	HS verde	13,8				70,00	0,49	-	
A4	HS verde	13,8				180,00	0,06	-	
B3		220/127							12,70
A4	HS verde	13,8				130,00	1,01	-	
B3		220/127							9,52
A4	Convencional	13,8	80,00						

A4	Convencional	13,8	75,00				
A4	HS verde	13,8		202,00	0,08	-	
A4	HS verde	13,8		245,00	0,20	-	
A3a	HS verde	34,5		250,00	0,91	65,82	
A4	Convencional	13,8	75,00				
B3		220/127					12,70
A4	HS verde	13,8		150,00	0,20	-	
A4	HS verde	13,8		100,00	0,07	1,58	
B3		220/127					12,70
A4	HS verde	13,8		105,00	1,42	21,28	
B3		220/127					9,52
A4	Convencional	13,8	52,00				
B3		220/127					12,70
A4	HS verde	13,8		110,00	0,19	14,09	
A4	HS verde	13,8		350,00	4,09	67,89	
A4	Convencional	13,8	60,00				
A4	HS verde	13,8		120,00	0,23	2,20	
B3		220/127					12,70
B3		220/127					12,70
A3a	HS verde	34,5		90,00	0,37	8,41	
B3		220/127					12,70
A3a	HS verde	34,5		96,00	0,14	4,88	
B3		220/127					12,70
A4	HS verde	13,8		70,00	0,20	-	
A3a	HS verde	34,5		30,00	0,15	-	
B3		220/127					12,70
A4	HS verde	13,8		71,00	0,12	-	
A4	HS verde	13,8		80,00	0,29	-	
A3a	HS verde	34,5		150,00	0,26	-	
B3		220/127					12,70
A3a	HS verde	34,5		120,00	0,18	-	
B3		220/127					9,52
A4	HS verde	13,8		56,00	0,82	7,70	
A4	HS verde	13,8		150,00	0,08	-	
A3a	HS verde	34,5		70,00	0,00	-	
A4	HS verde	13,8		100,00	0,84	16,54	
A3a	HS verde	34,5		709,00	2,32	3,88	
A3a	HS verde	34,5		155,00	0,14	-	
A4	Convencional	13,8	105,00				
A4	Convencional	13,8	80,00				

A3a	HS verde	34,5		180,00	0,23	74,67	
B3		220/127					12,70
A4	Convencional	13,8	30,00				
A4	HS verde	13,8		100,00	0,13	-	
A3a	HS verde	34,5		130,00	0,14	-	
B3		220/127					12,70
A4	HS verde	13,8		70,00	0,00	-	
A4	HS verde	13,8		80,00	0,24	7,64	
B3		220/127					7,94
A4	Convencional	13,8	63,00				
A4	Convencional	13,8	63,00				
A4	HS verde	13,8		119,00	0,12	-	
B3		220/127					12,70
A4	HS verde	13,8		70,00	0,46	10,70	
B3		220/127					12,70
A4	HS verde	13,8		61,00	0,00	6,01	
B3		220/127					9,52
A4	HS verde	13,8		100,00	0,00	-	
A4	Convencional	13,8	70,00				
A4	HS verde	13,8		100,00	0,00	-	
B3		220/127					9,52
A4	HS verde	13,8		80,00	0,08	-	
B3		220/127					9,52
B3		220/127					12,70
B3		220/127					12,70
A4	Convencional	13,8	69,00				
A4	HS verde	13,8		80,00	0,04	-	
A4	HS verde	13,8		60,00	0,13	-	
A4	Convencional	13,8	69,00				
A4	Convencional	13,8	99,00				
A4	HS verde	13,8		135,00	0,06	13,63	
A4	Convencional	13,8	95,00				
A4	HS verde	13,8		65,00	2,23	22,10	
B3		220/127					12,70
A4	HS verde	13,8		275,00	6,57	-	
A3a	HS verde	34,5		70,00	0,01	26,99	
B3		220/127					9,52
A4	Convencional	13,8	53,00				
A4	HS verde	13,8		100,00	0,17	5,35	
B3		220/127					12,70
B3		220/127					12,70
A4	HS verde	13,8					

				80,00	0,22	16,49	
A4	HS verde	13,8		80,00	0,42	4,38	
A4	Convencional	13,8	30,00				
A4	HS verde	13,8		220,00	-	-	
A4	Convencional	13,8	55,00				
B3		220/127					9,52
A3a	HS verde	34,5		74,00	0,16	3,59	
B3		220/127					12,70
B3		220/127					9,52
B3		220/127					12,70
A4	HS verde	13,8		80,00	0,56	7,06	
A4	HS verde	13,8		115,00	1,22	11,94	
A4	Convencional	13,8	68,00				
B3		220/127					12,70
A4	Convencional	13,8	75,00				
B3		220/127					12,70
B3		220/127					12,70
A4	HS verde	13,8		85,00	0,54	6,38	
A4	Convencional	13,8	115,00				
A4	Convencional	13,8	80,00				
B3		220/127					9,52
A4	Convencional	13,8	90,00				
A4	HS verde	13,8		60,00	0,54	0,04	
B3		220/127					9,52
A4	HS verde	13,8		65,00	0,12	6,05	
A4	HS verde	13,8		84,00	0,10	-	
A4	HS verde	13,8		220,00	0,13	-	
B3		220/127					12,70
A4	HS verde	13,8		100,00	0,13	-	
A4	HS verde	13,8		93,00	2,97	30,66	
A4	Convencional	13,8	53,00				
A4	HS verde	13,8		80,00	0,01	2,86	
A4	Convencional	13,8	88,00				
A4	HS verde	13,8		56,00	0,68	4,99	
A3a	HS verde	34,5		98,00	0,23	-	
A4	HS verde	13,8		500,00	0,26	-	
A4	Convencional	13,8	55,00				
A4	HS verde	13,8		30,00	0,02	1,42	
A3a	HS verde	34,5		100,00	0,03	-	
A4	HS verde	13,8		130,00	0,00	7,37	

B3		220/127				9,52
B3		220/127				12,70
A4	HS verde	13,8	235,00	0,00	24,81	
B3		220/127				7,94
A4	HS verde	13,8	900,00	3,69	169,02	
B3		220/127				9,52
A4	HS verde	13,8	100,00	0,83	6,68	
A4	HS verde	13,8	150,00	2,59	26,68	
A4	HS verde	13,8	82,00	0,00	-	
B3		220/127				12,70
A4	HS verde	13,8	150,00	3,23	21,21	
B3		220/127				7,94
B3		220/127				9,52
B3		220/127				12,70
A4	HS verde	13,8	320,00	5,04	25,16	
B3		220/127				9,52
B3		220/127				7,94
B3		220/127				12,70
A4	Convencional	13,8 80,00				
A4	HS verde	13,8	200,00	2,31	2,93	
A4	HS verde	13,8	90,00	0,06	-	
A3a	HS verde	34,5	70,00	0,01	-	
B3		220/127				12,70
A4	HS verde	13,8	260,00	0,09	63,20	
B3		220/127				12,70
A3a	HS verde	34,5	41,00	0,00	-	
A4	HS verde	13,8	300,00	0,19	-	
A4	HS verde	13,8	180,00	0,55	-	
B3		220/127				12,70
A4	HS verde	13,8	60,00	0,39	-	
A3a	HS verde	34,5	230,00	1,77	76,13	
B3		220/127				7,94
A4	HS verde	13,8	147,00	2,02	0,01	
B3		220/127				12,70
A4	HS verde	13,8	55,00	0,16	5,77	
B3		220/127				12,70
B3		220/127				12,70
B3		220/127				12,70
A4	HS verde	13,8	500,00	0,53	30,73	
A4	HS verde	13,8	160,00	4,08	47,85	
B3		220/127				7,94
B3		220/127				12,70
A4	Convencional	13,8 74,00				
A4	HS verde	13,8	70,00	0,70	2,56	
B3		220/127				9,52

A4	Convencional	13,8	220,0			
B3		220/127	0			12,70
A3a	HS verde	34,5		110,00	0,65	6,52
B3		220/127				12,70
B3		220/127				12,70
B3		220/127				12,70
A3a	HS verde	34,5		150,00	0,11	3,81
B3		220/127				9,52
B3		220/127				12,70
B3		220/127				12,70
B3		220/127				12,70
B3		220/127				9,52
B3		220/127				12,70
B3		220/127				12,70
B3		220/127				7,94
B3		220/127				12,70
B3		220/127				12,70
B3		220/127				7,94
B3		220/127				9,52
B3		220/127				12,70
B3		220/127				12,70
A4	HS verde	13,8		150,00	0,18	2,12
B3		220/127				12,70
A3a	HS verde	34,5		70,00	0,04	-
B3		220/127				12,70
A4	Convencional	13,8	90,00			
B3		220/127				7,94
A3a	HS verde	34,5		80,00	0,08	-
A3a	HS verde	34,5		350,00	0,49	36,28
B3		220/127				9,52
A4	HS verde	13,8		75,00	0,05	4,29
A4	HS verde	13,8		170,00	0,01	91,50
B3		220/127				12,70
B3		220/127				12,70
B3		220/127				12,70
B3		220/127				12,70
B3		220/127				12,70
B3		220/127				7,94
A4	HS verde	13,8		130,00	0,91	27,61
A4	HS azul	13,8	688,00	688,00		
A4	HS verde	13,8		340,00	4,26	-
A4	HS verde	13,8		106,00	-	18,49
A3a	HS verde	34,5		55,00	0,09	13,60
A4	HS verde	13,8		450,00	4,00	141,94
A4	HS verde	13,8		600,00	0,11	18,92
A3a	HS azul	34,5	400,00	1.400,00		

A4	HS verde	13,8		220,00	0,03	96,55
A4	HS verde	13,8		95,00	-	42,50
A4	HS verde	13,8		300,00	1,51	37,64
A4	HS verde	13,8		72,00	0,47	14,54
A4	HS verde	13,8		250,00	0,03	33,29
A4	HS verde	13,8		250,00	1,55	15,72
A3a	Convencional	34,5	70,00			
A3a	HS verde	34,5		480,00	4,28	-
A4	HS verde	13,8		800,00	18,65	333,72
A3	HS azul	69	1.750,00	1.950,00		
A3	HS azul	138	1.720,00	1.800,00		
A3	HS azul	69	430,00	430,00		

Com os dados acima é possível se calcular os custos das obras bem como o Encargo da Concessionária e a Participação Financeira do Consumidor.

Característica da Obra	Custo da Obra VP (R\$)	Encargo Port. 005 (R\$)	Part. Financ. Port. 005 (R\$)	Encargo Proposta do Trabalho (R\$)	Part. Financ. Proposta do Trabalho (R\$)
Reforço RDU	2.039,95	2.218,11	-	3.078,56	-
Reforço RDU	2.156,87	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	2.161,30	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	2.289,64	6.963,84	-	12.093,38	-
Ampliação RDR	2.110,49	3.610,88	-	6.270,64	-
Ampliação RDU	2.071,94	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	2.072,06	3.352,96	-	5.822,74	-
Ampliação RDU	2.113,43	4.023,55	-	6.987,28	-
Reforço RDU	2.074,81	4.126,72	-	7.166,45	-

Reforço RDU	2.094,74	2.321,28	-	4.030,76	-
Reforço RDU	2.097,28	4.126,72	-	7.165,80	-
Ampliação RDU	2.228,21	3.817,22	-	6.628,37	-
Ampliação RDU	2.234,73	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	2.264,06	12.283,39	-	12.818,92	-
Ampliação RDU	2.262,29	3.352,96	-	5.822,21	-
Reforço RDU	2.156,98	3.198,21	-	5.553,50	-
Reforço RDU	2.370,90	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	2.182,59	4.126,72	-	7.166,45	-
Ampliação RDU	2.230,75	3.404,54	-	5.912,32	-
Reforço RDU	2.302,66	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	2.396,24	12.283,39	-	12.818,92	-
Ampliação RDU	2.315,13	6.705,92	-	11.645,47	-
Ampliação RDU	2.254,99	1.547,52	707,47	2.687,42	-
Reforço RDU	2.434,85	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	2.452,95	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	2.248,43	7.737,60	-	13.437,09	-
Reforço RDU	2.276,01	3.610,88	-	6.270,08	-
Reforço RDU	2.307,50	3.868,80	-	6.718,54	-
Reforço RDR	2.264,42	3.610,88	-	6.270,64	-
Reforço RDR	2.301,44	9.285,12	-	16.124,50	-
Reforço RDU	2.474,75	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	2.320,27	6.705,92	-	11.645,47	-
Reforço RDU	2.433,01	12.283,39	-	12.818,92	-
Ampliação RDU	2.370,25	4.126,72	-	7.165,80	-
Ampliação RDU	2.370,59	3.868,80	-	6.717,94	-
Ampliação RDR	2.328,74	10.419,97	-	18.095,28	-
Ampliação RDU	2.335,91	12.638,08	-	21.947,24	-
Ampliação RDU	2.409,17	12.896,00	-	17.898,59	-
Reforço RDU	2.358,41	3.868,80	-	6.717,94	-
Reforço RDU	2.611,94	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	2.407,90	7.737,60	-	13.437,09	-
Ampliação RDU	2.546,33	5.158,40	-	8.958,06	-
Reforço RDU	2.511,30	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	2.453,76	5.416,32	-	9.405,96	-
Reforço RDU	2.503,35	12.283,39	-	12.818,92	-

Ampliação RDU	2.444,90	2.682,37	-	4.657,77	-
Ampliação RDU	2.500,96	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	2.575,79	5.674,24	-	9.853,86	-
Reforço RDU	2.499,54	18.054,40	-	31.353,20	-
Ampliação RDU	2.560,50	3.095,04	-	5.374,35	-
Reforço RDU	2.505,97	6.190,08	-	10.749,67	-
Reforço RDU	2.625,43	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	2.599,40	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDR	2.662,48	4.642,56	-	6.443,49	-
Reforço RDR	2.541,49	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDR	2.714,10	4.952,06	-	6.873,06	-
Reforço RDU	2.791,40	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	2.524,73	3.610,88	-	6.270,64	-
Ampliação RDR	2.562,85	1.547,52	1.015,33	2.147,83	415,02
Reforço RDU	2.704,88	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	2.545,97	3.662,46	-	6.360,22	-
Ampliação RDU	2.585,11	4.126,72	-	7.166,45	-
Reforço RDR	2.616,01	7.737,60	-	10.739,15	-
Reforço RDU	2.778,37	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	2.623,92	6.190,08	-	8.591,32	-
Reforço RDU	2.760,97	12.283,39	-	12.818,92	-
Ampliação RDU	2.720,21	2.888,70	-	5.016,51	-
Ampliação RDU	2.641,62	7.737,60	-	13.437,09	-
Reforço RDU	2.664,89	3.610,88	-	5.011,61	-
Reforço RDU	2.800,84	5.158,40	-	8.958,06	-
Ampliação RDU	2.741,06	36.573,06	-	50.760,40	-
Ampliação RDR	2.723,67	7.995,52	-	11.097,13	-
Ampliação RDU	3.037,17	5.416,32	-	9.405,11	-
Reforço RDU	2.745,18	4.126,72	-	7.165,80	-
Ampliação RDU	2.958,92	9.285,12	-	12.886,98	-
Reforço RDU	2.923,46	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	3.004,92	1.547,52	1.457,40	2.687,18	317,74
Reforço RDU	2.890,61	5.158,40	-	8.958,06	-
Reforço RDU	2.895,70	6.705,92	-	9.307,27	-
Reforço RDU	3.239,76	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	2.900,16	3.610,88	-	6.270,64	-

Ampliação RDU	3.232,27	4.126,72	-	7.166,45	-
Reforço RDU	3.116,91	10.236,15	-	10.682,42	-
Ampliação RDU	3.078,79	3.249,79	-	5.643,07	-
Reforço RDU	2.987,71	3.249,79	-	5.643,07	-
Ampliação RDU	2.995,87	6.138,50	-	10.660,09	-
Reforço RDU	3.310,24	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	3.186,84	3.610,88	-	6.270,64	-
Reforço RDU	3.317,25	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	3.152,19	3.146,62	5,57	5.464,42	-
Reforço RDU	3.163,18	12.283,39	-	12.818,92	-
Ampliação RDU	3.030,98	5.158,40	-	8.958,06	-
Ampliação RDU	3.129,72	3.610,88	-	6.270,08	-
Reforço RDU	3.097,28	5.158,40	-	8.958,06	-
Reforço RDU	3.323,82	12.283,39	-	12.818,92	-
Ampliação RDU	3.154,15	4.126,72	-	7.166,45	-
Reforço RDU	3.298,70	12.283,39	-	12.818,92	-
Reforço RDU	3.383,16	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	3.217,99	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	3.282,20	3.559,30	-	6.180,50	-
Reforço RDU	3.239,31	4.126,72	-	7.166,45	-
Ampliação RDU	3.252,18	3.095,04	157,14	5.374,83	-
Reforço RDU	3.351,01	3.559,30	-	6.180,50	-
Ampliação RDU	3.289,37	5.106,82	-	8.867,68	-
Ampliação RDU	3.352,93	6.963,84	-	12.093,38	-
Reforço RDU	3.330,06	4.900,48	-	8.509,39	-
Ampliação RDU	3.420,27	3.352,96	67,31	5.822,74	-
Reforço RDU	3.530,38	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	3.389,92	14.185,60	-	24.634,66	-
Reforço RDU	3.751,44	3.610,88	140,56	5.011,61	-
Reforço RDU	3.643,67	12.283,39	-	12.818,92	-
Reforço RDU	3.452,06	2.733,95	718,11	4.747,34	-
Ampliação RDR	3.911,42	5.158,40	-	8.958,06	-
Reforço RDU	3.689,36	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	3.469,69	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	3.731,66	4.126,72	-	7.166,45	-
Ampliação RDU	3.697,65	4.126,72	-	7.166,45	-

Reforço RDU	3.676,74	1.547,52	2.129,22		2.687,18	989,57
Ampliação RDU	3.566,81	11.348,48		-	19.707,73	-
Reforço RDU	3.626,73	2.837,12	789,61		4.926,49	-
Reforço RDU	3.896,00	12.283,39		-	12.818,92	-
Ampliação RDR	3.900,90	3.817,22	83,69		5.297,98	-
Reforço RDU	3.747,71	16.377,87		-	17.091,91	-
Reforço RDU	3.923,89	12.283,39		-	12.818,92	-
Reforço RDR	3.754,30	16.377,87		-	17.091,91	-
Ampliação RDR	3.965,41	4.126,72		-	7.166,45	-
Ampliação RDR	4.244,62	5.932,16		-	10.301,77	-
Ampliação RDR	3.888,94	3.507,71	381,23		6.090,93	-
Reforço RDU	4.154,61	16.377,87		-	17.091,91	-
Ampliação RDU	3.915,91	3.868,80	47,11		6.717,94	-
Reforço RDU	4.391,14	16.377,87		-	17.091,91	-
Reforço RDU	3.957,65	16.377,87		-	17.091,91	-
Ampliação RDR	4.063,18	4.384,64		-	7.614,35	-
Ampliação RDU	4.155,61	5.932,16		-	10.300,84	-
Reforço RDU	4.083,84	4.126,72		-	7.165,80	-
Reforço RDU	4.164,82	12.283,39		-	12.818,92	-
Ampliação RDR	4.322,12	4.642,56		-	8.061,53	-
Ampliação RDR	4.335,17	3.095,04	1.240,13		5.374,83	-
Ampliação RDU	4.377,80	12.283,39		-	12.818,92	-
Ampliação RDU	4.410,86	3.352,96	1.057,90		5.822,74	-
Reforço RDU	4.344,19	4.333,06	11,14		7.524,77	-
Ampliação RDR	4.347,91	11.348,48		-	19.707,73	-
Reforço RDU	4.807,63	16.377,87		-	17.091,91	-
Ampliação RDU	4.343,71	5.158,40		-	8.958,06	-
Ampliação RDU	4.487,50	4.797,31		-	8.330,99	-
Ampliação RDU	4.383,69	2.733,95	1.649,74		4.747,34	-
Ampliação RDU	4.527,93	4.126,72	401,21		7.166,45	-
Ampliação RDU	4.729,89	4.539,39	190,50		7.882,38	-
Ampliação RDU	4.776,83	2.888,70	1.888,13		5.016,51	-
Ampliação RDU	4.642,32	5.055,23		-	7.016,25	-
Ampliação RDU	4.667,27	25.792,00		-	44.790,29	-
Reforço RDU	4.710,98	2.837,12	1.873,86		4.926,49	-
Ampliação RDR	4.811,82	1.547,52	3.264,30		2.687,42	2.124,40

Ampliação RDR	4.926,97	5.158,40	-	7.159,44	-
Ampliação RDR	5.043,10	6.705,92	-	11.645,47	-
Reforço RDU	5.275,76	12.283,39	-	12.818,92	-
Reforço RDU	5.510,04	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDR	5.144,79	12.122,24	-	21.051,44	-
Reforço RDU	5.384,79	10.236,15	-	10.682,42	-
Reforço RDU	5.274,03	46.425,60	-	80.622,52	-
Ampliação RDU	5.378,23	12.283,39	-	12.818,92	-
Reforço RDR	5.753,75	5.158,40	595,35	8.958,06	-
Ampliação RDU	5.492,54	7.737,60	-	13.437,09	-
Ampliação RDR	5.294,73	4.229,89	1.064,84	7.345,61	-
Reforço RDU	5.434,28	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	5.636,09	7.737,60	-	13.437,09	-
Reforço RDU	5.807,12	10.236,15	-	10.682,42	-
Reforço RDU	5.746,40	12.283,39	-	12.818,92	-
Ampliação RDR	5.935,32	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	6.076,63	16.506,88	-	28.665,78	-
Reforço RDU	6.267,35	12.283,39	-	12.818,92	-
Reforço RDU	6.454,16	10.236,15	-	10.682,42	-
Reforço RDU	6.252,22	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	6.052,11	4.126,72	1.925,39	7.165,80	-
Ampliação RDU	6.295,64	10.316,80	-	17.916,12	-
Reforço RDU	6.082,10	4.642,56	1.439,54	8.062,25	-
Reforço RDR	6.265,02	3.610,88	2.654,14	5.011,61	1.253,42
Reforço RDU	6.688,78	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	6.431,51	13.411,84	-	23.290,95	-
Reforço RDU	6.705,39	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	6.427,13	2.114,94	4.312,19	2.935,37	3.491,76
Reforço RDU	6.452,02	15.475,20	-	26.874,17	-
Ampliação RDR	6.681,43	9.285,12	-	16.124,50	-
Reforço RDU	6.841,71	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	6.709,36	3.095,04	3.614,32	5.374,83	1.334,52
Ampliação RDU	7.673,15	11.864,32	-	16.466,70	-
Reforço RDU	7.221,06	10.236,15	-	10.682,42	-
Ampliação RDU	6.988,83	7.582,85	-	13.168,34	-
Reforço RDU	7.357,43	16.377,87	-	17.091,91	-

Reforço RDU	7.405,09	2.837,12	4.567,97		4.926,93	2.478,16
Reforço RDU	7.284,35	16.377,87		-	17.091,91	-
Reforço RDU	7.456,85	16.377,87		-	17.091,91	-
Reforço RDU	7.214,55	16.377,87		-	17.091,91	-
Reforço RDR	7.990,65	25.792,00		-	44.790,29	-
Ampliação RDR	7.786,10	8.253,44		-	14.332,89	-
Reforço RDU	7.984,64	10.236,15		-	10.682,42	-
Reforço RDU	7.772,20	16.377,87		-	17.091,91	-
Ampliação RDU	7.821,65	3.817,22	4.004,44		6.628,37	1.193,29
Ampliação RDU	7.778,61	3.610,88	4.167,73		6.270,64	1.507,97
Reforço RDU	7.862,35	12.283,39		-	12.818,92	-
Ampliação RDU	8.141,93	11.348,48		-	19.705,95	-
Reforço RDU	8.334,31	16.377,87		-	17.091,91	-
Ampliação RDU	8.665,90	5.674,24	2.991,66		7.875,38	790,52
Reforço RDU	8.607,19	16.377,87		-	17.091,91	-
Reforço RDU	8.698,72	16.377,87		-	17.091,91	-
Ampliação RDU	8.165,59	16.377,87		-	17.091,91	-
Reforço RDR	8.815,69	7.737,60	1.078,09		10.739,15	-
Reforço RDU	8.619,22	12.283,39		-	12.818,92	-
Reforço RDU	9.311,05	16.377,87		-	17.091,91	-
Reforço RDU	8.974,00	16.377,87		-	17.091,91	-
Ampliação RDU	8.999,23	16.377,87		-	17.091,91	-
Ampliação RDU	9.421,17	16.377,87		-	17.091,91	-
Reforço RDU	9.462,21	12.283,39		-	12.818,92	-
Ampliação RDU	9.809,87	16.377,87		-	17.091,91	-
Ampliação RDU	9.806,28	16.377,87		-	17.091,91	-
Reforço RDU	10.247,69	10.236,15	11,53		10.682,42	-
Reforço RDU	10.451,54	16.377,87		-	17.091,91	-
Reforço RDU	10.574,55	16.377,87		-	17.091,91	-
Reforço RDU	11.048,75	10.236,15	812,60		10.682,42	366,33
Reforço RDU	10.859,99	12.283,39		-	12.818,92	-
Reforço RDU	11.079,84	16.377,87		-	17.091,91	-
Reforço RDU	11.228,52	16.377,87		-	17.091,91	-
Ampliação RDR	11.798,77	7.737,60	4.061,17		13.437,09	-
Reforço RDU	11.374,58	16.377,87		-	17.091,91	-
Ampliação RDR	11.308,79	3.610,88	7.697,91		5.011,61	6.297,18

Ampliação RDR	11.821,46	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDR	12.161,78	4.642,56	7.519,22	8.061,53	4.100,26
Ampliação RDU	12.265,19	10.236,15	2.029,03	10.682,42	1.582,76
Reforço RDR	12.272,18	4.126,72	8.145,46	5.727,55	6.544,63
Ampliação RDR	12.549,71	18.054,40	-	25.058,03	-
Reforço RDU	12.916,48	12.283,39	633,09	12.818,92	97,56
Reforço RDR	13.505,16	3.868,80	9.636,36	6.718,54	6.786,62
Ampliação RDR	15.070,78	8.769,28	6.301,50	15.228,70	-
Ampliação RDU	13.618,86	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	13.829,43	16.377,87	-	17.091,91	-
Ampliação RDU	15.864,88	16.377,87	-	17.091,91	-
Reforço RDU	18.396,07	16.377,87	2.018,20	17.091,91	1.304,16
Ampliação RDU	17.234,07	16.377,87	856,20	17.091,91	142,16
Reforço RDU	19.127,74	10.236,15	8.891,59	10.682,42	8.445,32
Ampliação RDU	19.862,52	6.705,92	13.156,60	11.645,47	8.217,05
Reforço RDU	20.178,12	35.489,79	-	61.631,44	-
Ampliação RDU	21.501,02	17.538,56	3.962,46	30.457,40	-
Ampliação RDU	22.770,35	5.467,90	17.302,45	9.495,54	13.274,81
Ampliação RDU	24.640,22	2.837,12	21.803,10	3.937,69	20.702,53
Ampliação RDU	23.235,10	23.212,80	22,30	40.311,26	-
Reforço RDU	31.489,73	30.950,40	539,33	53.748,35	-
Ampliação RDU	32.540,91	54.163,20	-	100.232,10	-
Ampliação RDR	34.526,78	11.348,48	23.178,30	19.707,73	14.819,05
Ampliação RDR	34.571,16	4.900,48	29.670,68	8.510,15	26.061,00
Reforço RDR	53.785,67	15.475,20	38.310,47	26.874,17	26.911,50
Ampliação RDR	60.265,24	3.714,05	56.551,19	6.449,80	53.815,43
Ampliação RDR	73.783,43	12.896,00	60.887,43	22.395,14	51.388,29
Ampliação RDU	88.510,92	12.896,00	75.614,92	22.395,14	66.115,77
Reforço RDU	140.930,42	2.708,16	138.222,26	5.007,71	135.922,70
Reforço RDR	145.182,22	24.760,32	120.421,90	34.365,29	110.816,93
Ampliação RDU	267.007,61	41.267,20	225.740,41	71.664,46	195.343,15
Ampliação RD / SE	1.345.126,00	75.441,60	1.269.684,40	74.109,70	1.271.016,30
Ampliação RD / SE	1.785.641,08	69.638,40	1.716.002,68	45.238,86	1.740.402,21
Ampliação RD / SE	1.818.989,89	16.635,84	1.802.354,05	16.342,14	1.802.647,75
Ampliação RD / SE	2.977.957,16	13.540,80	2.964.416,36	8.796,45	2.969.160,72