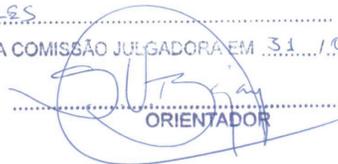


ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR JÚLIO CÉSAR FERREIRA
SALES..... E APROVADA
PELA COMISSÃO JULGADORA EM 31/07/2009


ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**Avaliação do Processo de Revisão Tarifária
Periódica das Concessionárias de Distribuição
de Energia Elétrica do Brasil**

Autor: Júlio César Ferreira Sales
Orientador: Sérgio Valdir Bajay

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

Avaliação do Processo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil

Autor: Júlio César Ferreira Sales

Orientador: Sérgio Valdir Bajay

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos.

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2009
S.P. – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

Sa32a Sales, Júlio César Ferreira
Avaliação do processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil/ Júlio César Ferreira Sales. --Campinas, SP: [103], 2009.

Orientador: Sérgio Valdir Bajay.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Serviços de eletricidade - Tarifas. 2. Energia - Taxas. 3. Energia elétrica – Tarifas. 4. Equilíbrio econômico. 5. Regulação. I. Bajay, Sérgio Valdir. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Titulo em Inglês: Evaluation of the periodic tariff revision process for the
Brazilian electric power distribution utilities

Palavras-chave em Inglês: Electric power – Rates, Energy rates, Electric power –
Tariffs, Economic equilibrium, Regulation

Área de concentração: --

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Maria Carolina de Azevedo Ferreira de Souza, Francisco
Anuatti Neto

Data da defesa: 31/07/2009

Programa de Pós Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

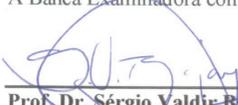
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADEMICO

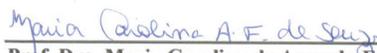
**Avaliação do Processo de Revisão
Tarifária Periódica das Concessionárias de
Distribuição de Energia Elétrica no Brasil**

Autor: Júlio César Ferreira Sales
Orientador: Sérgio Valdir Bajay

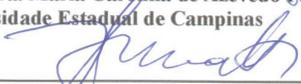
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay, Presidente
Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dra. Maria Carolina de Azevedo Ferreira de Souza
Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto
Universidade de São Paulo

Campinas, 31 de julho de 2009

Dedicatória:

Dedico este trabalho a todos que me incentivaram, em especial à minha querida esposa pelas observações críticas e pelas palavras de incentivo que me levaram a uma reflexão mais assertiva acerca do tema desta dissertação, e a minha pequena “Kaká” por servir de exemplo de luta e persistência na superação dos obstáculos.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às quais presto minha homenagem:

Aos meus pais pelos incentivos dados à busca permanente do conhecimento em todos os momentos da minha vida.

Ao amigo Said cujos conceitos e discussões sobre o setor elétrico em muito ajudaram no desenvolvimento das idéias e das alternativas.

Ao meu orientador Bajay pela paciência em relação ao desenvolvimento deste trabalho ao propiciar os caminhos para as possíveis alternativas de desenvolvimento do mesmo.

Aos membros da banca examinadora, Prof^a. Carolina e Prof. Anuatti, pelas importantes observações que muito auxiliaram e instigaram as conclusões finais.

A todos aqueles que ajudaram com comentários de apoio, de forma direta e indireta, no desenvolvimento deste trabalho.

“Alguns homens vêem as coisas como são, e dizem: Por quê?
Eu sonho com as coisas que nunca foram e digo: Por que não?”
Bernard Shaw

Resumo

SALES, Júlio César Ferreira, Avaliação do Processo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil. 2009. 104p. Campinas,: Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

A dissertação tem origem nas avaliações da regulação econômica do setor de energia elétrica no Brasil, a partir do processo de revisão tarifária periódica implementada pela ANEEL que considera a metodologia de “reposicionamento tarifário”. Essa metodologia acabou por gerar injustiças tarifárias com a elevação das tarifas dos consumidores das áreas de concessão economicamente menos desenvolvidas e redução das tarifas daquelas mais desenvolvidas. A identificação da condição inicial de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão das concessionárias de distribuição de eletricidade, a quantificação desta condição e como ela deve ser preservada ao longo do contrato, por meio das regras de revisão tarifária, é o principal ponto de argumentação apresentado aqui para correção das distorções existentes nas tarifas de energia elétrica após as revisões tarifárias. Essas considerações só são possíveis a partir de uma interpretação jurídica da lei de concessões (Lei 8987/1995) e do contrato de concessão diferente daquela adotada pela ANEEL. Em decorrência da abordagem apresentada são identificadas as condições que devem ser observadas no cálculo do fator “X” no momento da revisão tarifária periódica das concessionárias.

Palavras Chave

Tarifas, Taxas, Equilíbrio econômico, Regulação

Abstract

SALES, Júlio César Ferreira, Evaluation of the Tariff Periodic Revision Process for the Brazilian electric power distribution utilities. 2009. 104p. M.Sc. Thesis (Master of Science Degree in the Planning of Energy Systems): Faculty of Mechanical Engineering, State University of Campinas, Campinas.

The thesis originates in the evaluations of the economical regulation of the electric power sector in Brazil, particularly in what concerns the periodic tariff revision process implemented by the ANEEL, through the “tariff repositioning” methodology. This methodology ended up producing tariff injustices, with tariffs increases for the consumers of the economically less developed concession areas and tariff reductions for the consumers of more developed areas. The identification of the initial economic and financial equilibrium condition of the concession contract of the electric power distribution utilities, the quantification of this condition and how it should be preserved along the contract, through the tariff revision rules, are the main points discussed here for the correction of the existing distortions in the tariffs of electric energy, after the tariff revisions. The arguments put forward are based on a legal interpretation of the Concessions Law (Law 8987/1995) and the concession contracts different from that adopted by ANEEL. As a consequence of the approach presented, the conditions that should be observed in the calculation of the "X" factor, during the periodic tariff revisions of the utilities, are identified.

Key Words

Tariffs, Rates, Economic equilibrium, Regulation

Lista de Figuras

Figura 3.1 – Empresa de Referência - ER	21
Figura 4.1 – Processo de Análise dos Custos Operacionais	34
Figura 6.1 – Dispersão da Tarifa Residencial BT – preços constantes nov/08	84

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Relação D/V – faixas por países e grupos	23
Tabela 5.1 – Receita Anual de Equilíbrio	46
Tabela 5.2 – Receita Total	47
Tabela 5.3 – Receita Total de Equilíbrio	49
Tabela 5.4 – Tarifa Média e Custos Médios da Parcela B - Abril/97 a Março/98	59
Tabela 5.5 – Relatividade entre Tarifas e Custos Médios antes da Revisão Tarifária de 2003	59
Tabela 5.6 – Tarifas Médias e Custos Médios da Parcela B - Abril/03 a Março/04	60
Tabela 5.7 – Relatividade entre Tarifas e Custos Médios após Revisão Tarifária de 2003	60
Tabela 6.1 – Receita Inicial de Equilíbrio com PIS/COFINS	65
Tabela 6.2 – Receita Inicial de Equilíbrio sem PIS/COFINS	65
Tabela 6.3 – Atualização monetária da Parcela B via IGPM	66
Tabela 6.4 – Atualização monetária da Parcela B via IPCA	67
Tabela 6.5 – Custos Médios Iniciais	68
Tabela 6.6 – Custos Médios Iniciais Atualizados via IGPM	68
Tabela 6.7 – Custos Médios Iniciais Atualizados via IPCA	69
Tabela 6.8 – Custos Médios ANEEL	70
Tabela 6.9 – Parcela B referente ao crescimento de mercado	70
Tabela 6.10 – Proposta para um Novo Reposicionamento Tarifário via IGPM	71
Tabela 6.11 – Proposta para um Novo Reposicionamento Tarifário via IPCA	72
Tabela 6.12 – Receita Inicial de Equilíbrio	73
Tabela 6.13 – Receita Inicial de Equilíbrio Corrigida via IGPM e IPCA	73
Tabela 6.14 – Evolução dos Custos Médios Iniciais via IGPM e IPCA	74
Tabela 6.15 – Custos Médios da ANEEL	74
Tabela 6.16 – Parcela B referente ao crescimento de mercado	75
Tabela 6.17 – Proposta para um Novo Reposicionamento Tarifário via IGPM e IPCA	75
Tabela 6.18 – Receita Inicial de Equilíbrio Corrigida via IGPM e IPCA	76
Tabela 6.19 – Proposta para um Novo Reposicionamento Tarifário via IGPM e IPCA	77
Tabela 6.20 – Receita Inicial de Equilíbrio Corrigida via IGPM e IPCA	78
Tabela 6.21 – Proposta para um Novo Reposicionamento Tarifário via IGPM e IPCA	79
Tabela 6.22 – Receita Inicial de Equilíbrio Corrigida via IGPM e IPCA	79
Tabela 6.23 – Evolução dos Custos Médios Iniciais via IGPM e IPCA	80
Tabela 6.24 – Proposta para um Novo Reposicionamento Tarifário via IGPM e IPCA	81
Tabela 6.25 – Comparativo dos Custos Médios - Iniciais de Equilíbrio versus ANEEL	81

Lista de Abreviações e Siglas

Abreviações

AP – Audiência Pública
BMF – Bolsa de Mercadorias e Futuro
BRR – Base de Remuneração Regulatória
CA – Custo Adicional
CAPM – Capital Assets Pricing Model
COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COM – Componente Menor
CMPC – Custo Médio Ponderado de Capital
CRC – Conta de Resultados a Compensar
D – Capital de Terceiros
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
EMBI – Emerging Markets Bonds Index
EOC – Estrutura Ótima de Capital
ER – Empresa de Referência
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
JOA – Juros de Obras em Andamento
IGPM – Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IVI – Índice de Variação de Inflação
NT – Nota Técnica
MWh – Megawatt hora
O&M – Operação e Manutenção
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
PIS – Program de Integração Social
REN – Resolução Normativa
RENCOR – Reserva Nacional de Compensação de Remuneração
RGG – Reserva Global de Garantia
RPI – Retail Price Index
S&P 500 – Índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na Bolsa de Nova Iorque
UFIR – Unidade Fiscal de Referência

UST 10 – Rendimento do bônus do Governo dos EUA com vencimento de 10 anos
VEM – Valor Econômico Mínimo
VNR – Valor Novo de Reposição
WACC – Weighted Average Cost of Capital

Siglas

ABRADEE – Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CEB – Companhia Energética de Brasília
CEMAT – Centrais Elétricas Matogrossenses
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais
COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE – Companhia Energética do Ceará
CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz
DNAEE – Departamento de Águas e de Energia Elétrica
ENERSUL – Empresa Energética do Mato Grosso do Sul
FGV – Fundação Getúlio Vargas
OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets
OFWAT – Water Services Regulation Authority
SFE – Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade
SFF – Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira
SRC – Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade
SRD – Superintendência de Regulação da Distribuição
SRE – Superintendência de Regulação Econômica

Sumário

1 INTRODUÇÃO	1
2 REGULAÇÃO POR INCENTIVOS	5
3 REGULAÇÃO ECONÔMICA DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	12
3.1 Contexto Atual	12
3.2 Custos Operacionais Eficientes.....	19
3.3 Estrutura Ótima de Capital.....	22
3.4 Taxa de Remuneração do Capital.....	24
3.5 Base de Remuneração Regulatória.....	28
4 OS CICLOS DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA	31
4.1 Primeiro Ciclo	31
4.2 Segundo Ciclo	33
4.2.1 Custos Operacionais Eficientes.....	33
4.2.2 Estrutura Ótima de Capital.....	34
4.2.3 Taxa de Remuneração do Capital.....	35
4.2.4 Base de Remuneração Regulatória.....	36
4.2.5 Outras Receitas.....	37
4.2.6 Fator X.....	37
4.2.7 Investimento x Qualidade.....	39
4.2.8 Perdas de Energia	40
5 AVALIAÇÃO DA METODOLOGIA REVISÃO TARIFÁRIA	43
5.1 Contextualização	43
5.2 Enfoque Econômico	44
5.3 Outros enfoques.....	50
5.4 Reposicionamento Tarifário	56

6 PROPOSTA PARA COMO PODERIA OCORRER O PROCESSO DE REVISÃO	
TARIFÁRIA	63
6.1 Como poderia ser o cálculo do Fator X.....	86
7 CONCLUSÃO	89
REFERÊNCIAS	94
ANEXOS.....	98

Capítulo 1

Introdução

A presente dissertação foi motivada inicialmente pela percepção de que a atual metodologia de revisão tarifária periódica das tarifas de energia elétrica, implementada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, estabeleceu uma nova condição de equilíbrio econômico-financeiro que pode não estar totalmente aderente ao disposto na “Lei das Concessões” (Lei n°. 8987/1995).

A lei determina que a tarifa deve ser preservada pelas regras de revisão previstas na lei, no edital e no contrato de concessão, mas como o conceito de equilíbrio econômico-financeiro do atual contrato de concessão é dinâmico, em face das alterações nas estruturas de mercado e de custos, o foco desta dissertação é a preservação da tarifa inicial. Assim, se procura mostrar a importância da preservação das condições iniciais a cada ciclo de revisão tarifária periódica para evitar que ocorra uma significativa assimetria tarifária, diferença entre as tarifas num determinado nível de tensão, e que seja ao mesmo tempo aderente às normas legais.

Como no regime tarifário do tipo “*price-cap*” o conceito de equilíbrio do contrato de concessão é dinâmico, a remuneração varia ao longo do tempo em função das alterações nas estruturas de mercado e de custos. A “preservação da tarifa inicial” seria apenas uma das condições a ser observada a cada ciclo de revisão tarifária periódica da concessionária de energia elétrica.

Em relação ao atual regime tarifário, é importante observar que a reestruturação do setor elétrico brasileiro na década de 1990 tinha, entre outros objetivos, a atração do capital privado e a implementação de um novo modelo de regulação econômica por incentivos, diferente do antigo regime de tarifas pelo custo, e que não onerasse os consumidores de energia elétrica.

No caso das concessionárias do setor de energia elétrica que foram privatizadas o menor preço inicial que favorecia o consumidor foi definido pela ANEEL, preço este que refletia as condições existentes no regime tarifário do serviço pelo custo que acabara de ser extinto. Deste modo, como as tarifas desse regime não conseguiam gerar receita suficiente para remunerar as concessionárias, é factível supor que o consumidor era favorecido com o menor preço passível de ser praticado.

As tarifas constantes do edital de privatização não guardam relação direta com o preço pago pelo controle acionário da concessionária. O fato de ter sido pago um maior ou menor preço na privatização não significa que a tarifa que favoreceria o consumidor pudesse ter sido outra que não aquela estabelecida pela ANEEL.

Em relação a atual legislação (Lei n.º. 8987/1995), ela não é clara quanto à forma de implementar essa regulação por incentivos; a única referência objetiva para implementação deste tipo de regulação é o menor preço inicial: “Art. 15. No julgamento da licitação será considerado um dos seguintes critérios: I - o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado; (Redação dada pela Lei n.º. 9.648, de 27/05/98)”. Conforme observado anteriormente, coube a ANEEL estabelecer a tarifa de referência inicial que foi considerada no processo de privatização, onde a transferência do controle acionário implicava simultaneamente na licitação da concessão.

Assim, é oportuna uma avaliação da atual metodologia da ANEEL para verificação se há realmente incentivos econômicos para as concessionárias de distribuição de energia elétrica, seja quanto à realização de investimentos na concessão, seja quanto à redução dos custos operacionais, ou, mesmo, se haveria a necessidade de ajustes metodológicos.

Independentemente da existência, ou não, de incentivos, há a percepção, decorrente das diferenças existentes nas tarifas das concessionárias, já no Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias, de que a atual regulação não definiu tarifas justas para os consumidores cativos de várias concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A percepção dessa possível injustiça tarifária decorre do fato de que, tendo a ANEEL estabelecido as tarifas iniciais de equilíbrio, uma metodologia de revisão tarifária que adota custos de referência iguais, ou muito próximos, para todas as concessionárias não deveria gerar “reposicionamentos tarifários” tão diferentes já no primeiro ciclo de revisões tarifárias; portanto, é motivadora a possibilidade de proposição de correções.

Para correção da possível “injustiça tarifária”, é necessário que sejam identificados novos níveis tarifários; assim, foi recalculado, nesta dissertação, o reposicionamento tarifário de algumas concessionárias, tendo como referência as tarifas praticadas na data de assinatura do contrato de concessão e as tarifas que seriam necessárias ao atendimento da expansão de mercado, verificadas após o primeiro ano de vigência das tarifas. Com base nos resultados alcançados, é possível mostrar como as tarifas definidas em duas situações diferentes poderiam auxiliar na identificação e na quantificação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

A demonstração de que é possível alcançar tarifas mais módicas, não necessariamente reduzidas, utilizando-se a mesma metodologia da ANEEL, é perceptível quando são comparadas as relatividades das tarifas do equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato de concessão, em especial, dos custos médios iniciais vinculados à Parcela B e aqueles considerados pela Agência quando da revisão tarifária periódica.

Sem desprezar a busca de soluções para a atual diferença entre as tarifas das concessionárias, o principal objetivo desta dissertação consiste na identificação de qual é a condição inicial de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, qual a forma de quantificar esse equilíbrio e de que modo essa condição deveria ser observada ao longo do contrato. A premissa básica deste objetivo consiste na proposição de uma metodologia para a preservação das tarifas iniciais, conforme disposto na Lei n.º. 8987/1995.

Os argumentos utilizados na quantificação do equilíbrio inicial gerado pelas tarifas, a forma de preservação ao longo do contrato de concessão e como a sua preservação poderia contribuir para a redução da assimetria tarifária fazem parte da proposta apresentada nesta dissertação. Contudo, é conveniente observar, de imediato, que os resultados apresentados podem ser aprimorados, em face da obtenção de dados mais detalhados acerca do mercado e da receita considerados como de referência inicial.

Em relação ao cálculo do fator “X” constante do contrato de concessão, embora ele não faça parte do foco principal desta dissertação, como consequência natural do cálculo do equilíbrio inicial, são identificadas as condições que poderiam ser observadas no seu cálculo quando da revisão tarifária periódica.

O estudo se inicia no Capítulo 2, denominado “Regulação por Incentivos”, no qual são identificados alguns conceitos vinculados à regulação econômica por meio de incentivos. Nele se

procura descrever as formas de avaliação econômica utilizadas pelas agências reguladoras no estabelecimento do nível tarifário adequado em países que adotam o conceito de “*price-cap*”, ou “teto de preço”, para incentivar os ganhos de produtividade e, com isso, reduzir os custos das tarifas de energia elétrica.

No Capítulo 3 é feita uma descrição da regulação econômica da distribuição de energia elétrica no Brasil, onde se procura contextualizar a evolução da regulação econômica desde o regime tarifário de serviço pelo custo até o atual regime de serviço pelo preço. Nele é feita a descrição dos principais pontos da metodologia utilizada na revisão tarifária periódica, que, também, são comuns ao regime tarifário de serviço pelo custo.

No Capítulo 4, denominado “Os ciclos de Revisão Tarifária Periódica”, é feita uma descrição dos principais pontos metodológicos vinculados ao “reposicionamento tarifário” da ANEEL nos dois ciclos tarifários e que poderiam sinalizar as principais tendências da regulação econômica para o próximo ciclo tarifário.

No Capítulo 5 – “Avaliação da Metodologia de Revisão Tarifária” - são identificados os enfoques jurídico e econômico que permitiriam definir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de modo diferente daquele proposto na metodologia da ANEEL.

No Capítulo 6 – “Proposta para como poderia ocorrer a Revisão Tarifária Periódica” - é feita uma reavaliação da revisão tarifária periódica de algumas concessionárias com base na alternativa apresentada nesta dissertação, de modo a demonstrar que é possível a redução do nível tarifário e, por consequência, das tarifas.

Finalmente, no Capítulo 7 – “Conclusão”, é feita uma avaliação relativa à consecução dos objetivos identificados e os possíveis caminhos para redução da “assimetria tarifária”, com base na proposta apresentada nesta dissertação, além de procurar identificar as condições que melhor retratariam a regulação por incentivos que tem no fator “X” do contrato de concessão o seu principal instrumento de compartilhamento dos ganhos de produtividade.

Capítulo 2

Regulação por Incentivos

É inequívoco que, até 1990, o modelo geral do setor de energia elétrica no Brasil e no mundo era caracterizado pela verticalização, isto é, pela integração numa única concessionária das atividades de geração, de transmissão, de distribuição e de comercialização de energia elétrica para atendimento do mercado consumidor.

No Brasil e mesmo no mundo, de forma preponderante, a regulação econômica que definia as condições necessárias ao cálculo do nível tarifário era baseada na metodologia do custo do serviço prestado. Já em relação ao controle acionário, prevalecia o modelo estatal, ou a propriedade privada regulada, com participação mais significativa nos EUA.

A experiência internacional e a brasileira, em especial, demonstram que, embora o objetivo principal fosse o de evitar lucros excessivos e garantir menores custos, a regulação econômica por meio do modelo do custo do serviço prestado na prática garantiu o investidor (estatal ou privado) e transferiu os custos aos consumidores. No caso do Brasil, como a remuneração era garantida pelo governo e como o modelo gerou um déficit tarifário até 1993, este foi repassado à União e, por consequência, ao contribuinte brasileiro.

Segundo Soares (2006), a passagem do serviço de energia elétrica de um sistema estatal, no qual predomina uma indústria verticalmente integrada e de propriedade pública, para outro, onde há a concorrência e a propriedade privada, exige, a priori, que um conjunto de medidas estruturais sejam implementadas, dentre as quais:

(i) reestruturação – desverticalização, com a segregação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, além da dispersão horizontal das atividades de geração e de comercialização;

(ii) concorrência - introdução da concorrência nos mercados, no atacado representado pelos consumidores livres e no varejo pelos consumidores cativos, além da permissão da entrada

de novos concorrentes na produção e na oferta varejista;

(iii) regulação – necessidade da existência de uma entidade reguladora independente, da garantia do livre acesso de terceiros às redes e da existência de uma regulação por incentivos nas redes de transmissão e distribuição e;

(iv) propriedade - privatização das empresas públicas já existentes e a permissão da entrada de novas empresas privadas no mercado.

A função reguladora surge como principal ponto para o sucesso consistente da liberalização das “network utilities”, segundo Soares (2006); deste modo, o desenho do enquadramento regulatório das atividades é mais importante do que a escolha da estrutura industrial para a atração do investimento privado no longo prazo (Holburn e Spiller, 2002).

O conceito de equilíbrio econômico-financeiro envolvendo os serviços públicos (energia, telefonia, saneamento, rodovia, etc.), acrescido das condições contratuais típicas de cada segmento envolvido, se impôs como uma necessidade frente à privatização desses serviços e a busca de tarifas justas para os usuários desses mesmos serviços.

No caso do segmento de energia elétrica, a privatização desse serviço, no Brasil e no mundo, teve que ser implementada em etapas, a saber:

(i) a introdução da concorrência na produção e na comercialização;

(ii) a implementação de uma regulação por incentivos envolvendo as redes de transmissão e de distribuição e;

(iii) a criação, ou o fortalecimento, de um órgão regulador independente.

No caso do Brasil, a privatização só foi possível a partir da Lei n°. 8987/1995, que regulamentou o serviço público concedido e estabeleceu, dentre outras regras, que a tarifa seria fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas na Lei, no edital e no contrato. A distribuição de energia elétrica é objeto de uma regulação econômica, onde o preço inicial do regime tarifário “tarifa pelo preço” é baseado no preço da proposta vencedora da licitação.

Com o intuito de identificar os principais pontos que envolvem essa regulação, são feitas, neste capítulo, considerações acerca do seu surgimento e os principais conceitos percebidos em países que possuem uma regulação mais consolidada, como o Chile e o Reino Unido, que foram os primeiros a alteraram as suas regulamentações no início da década de 1980.

A regulação do tipo “*price-cap*” é uma forma recente de regulação, com uma experiência

internacional ainda limitada, que estabelece um estímulo à eficiência produtiva por meio da determinação de um valor máximo de tarifa e que permite atingir objetivos estabelecidos por diversos caminhos. Nessa regulação não desaparecem os problemas vinculados à regulação de um monopólio natural, que são o controle da lucratividade das concessionárias e o equacionamento dos problemas de alocação dos custos envolvidos.

Os conceitos iniciais desse tipo de regulação foram desenvolvidos primeiro no Reino Unido, a partir de 1980, por Stephen Littlechild, para ser a regulação que daria suporte ao processo de privatização dos serviços de rede (*network utilities*) ingleses. De acordo com Jamison (2007), o governo, ao adotar o regime de “*price-cap*”, passou a permitir a retenção dos ganhos empresariais pelas concessionárias por um período que se acreditava que elas revelariam suas habilidades e eficiências empresariais.

No Reino Unido esse tipo de regulação foi inicialmente implementado nas telecomunicações (1984), depois nos setores de gás natural (1986), nos aeroportos (1987) e no abastecimento de água (1989/90), além de ser aplicado em todas as concessionárias de distribuição britânicas privatizadas.

O sistema de “*price-cap*” definido pela agência reguladora, Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem, é dado pela fórmula “ $RPI - X$ ” aplicada sobre a base de preços de referência (preço teto) e nela é considerada a taxa de inflação referente ao *Retail Price Index - RPI*, deduzida a expectativa de ganhos de eficiência via o fator “ X ”. Esse sistema de fixação de receitas por meio do preço pretende incentivar ganhos de eficiência, já que qualquer ganho obtido acima daquele previsto para o fator “ X ” será capturado pela concessionária até a próxima revisão de preços.

Uma questão importante é que o fator “ X ”, no modelo britânico, é baseado não só no desempenho passado da concessionária, mas também na eficiência esperada para o próximo período tarifário. Pretende-se, deste modo, que o fator “ X ” possa simular um mercado competitivo para empresas inseridas no monopólio de redes, como é o caso da distribuição de energia elétrica.

Nesse tipo de regulação, na maioria das indústrias de serviços, a estimativa da eficiência esperada é feita com base na comparação do desempenho das empresas regionais monopolistas (concessionárias) e na consideração de um fator de produtividade total esperado, calculado por

meio de metodologia específica. Nessa regulação, o poder discricionário da agência reguladora, caso não seja utilizado com prudência, poderá estabelecer objetivos regulatórios que levem a redução da rentabilidade dos investimentos.

Segundo Jamison (2007), a aplicação da regulação “*price-cap*” no Reino Unido não se desenvolveu totalmente conforme planejado e acabou por se assemelhar em muito à regulação da taxa de retorno dos Estados Unidos. Em relação à regulação por preços máximos, ele afirma que esta regulação permite que o operador altere o nível de preços em função da inflação e de uma "produtividade a compensar" chamada de Fator X.

Em relação à regulação tipo “*price-cap*”, ele afirma que o regulador estabelece preços máximos para um conjunto de serviços ou cesta de serviços para definir o preço máximo, situação que permite a alteração dos preços desde que a percentagem média de variação de preços dos serviços não ultrapasse o índice de preço máximo obtido por meio da cesta de serviços.

De modo análogo, no “*revenue-cap*” é estabelecido um índice para o conjunto de receitas de uma cesta de serviços, o que permite ao regulador alterar os preços dentro dessa cesta de serviços, desde que a variação percentual das receitas não exceda o limite máximo do índice das receitas.

Segundo Jamison (2007), os incentivos e as oportunidades para desenvolver a eficiência são maiores na regulação do tipo “*price-cap*” do que na do tipo “*rate-of-return*”; contudo, esse fato não significa que o “*price-cap*” seja uma solução para todas as situações.

O modelo do “*price-cap*” se diferencia das formas de regulação do tipo “custo do serviço” por incentivar a busca permanente da eficiência no desempenho das redes de serviços. No entanto, conceitos observados nas regulamentações desse modelo se aproximam muito da regulação do tipo “*rate-of-return*”.

Na prática, a distinção entre a regulação por meio do “*price-cap*” e a do “*rate-of-return*” fica prejudicada em função das decisões das agências reguladoras. No caso, por exemplo, da determinação da taxa de retorno do capital empregado, as decisões acabam sendo feitas em função de um determinado limite de remuneração, que é uma característica do “*rate-of-return regulation*”. Este fato ocorre, por exemplo, em relação ao setor britânico de água, onde o Water Services Regulation Authority - Ofwat determina uma taxa padrão de remuneração (*post-tax real*) para as maiores distribuidoras, que, por sua vez, é reduzida, quando da definição da

remuneração das menores distribuidoras.

A regulação do tipo “*price-cap*”, mesmo num setor onde há bastante competição em relação aos preços finais cobrados dos consumidores, caso do setor de telecomunicações, é atraente o suficiente para que muitos países a utilizem como referência para os preços a serem praticados pelas novas operadoras privatizadas, uma vez que o principal objetivo é a redução dos custos envolvidos.

O Chile, a partir de 1982, foi o primeiro país a implementar uma ampla reforma do setor elétrico e hoje possui uma forte participação da iniciativa privada na garantia do funcionamento desse setor. Apresenta uma regulamentação consolidada baseada na metodologia do “*price-cap*”, que pode ser comprovada pela própria evolução dos mecanismos de avaliação do equilíbrio econômico-financeiro adotado ao longo dos últimos anos.

O conceito de “empresa de referência” da regulação chilena, que é adotado no estabelecimento do teto de preços das tarifas, engloba não só o estabelecimento de um limite para os custos operacionais, mas também na remuneração dos investimentos (resultados), podendo ser uma referência de preços para uma empresa específica, ou para um conjunto de empresas que apresentem características semelhantes.

Segundo Tella e Dyck (2002), em estudo sobre a experiência chilena com essa regulação, os custos têm caído sistematicamente, com fortes reduções de custos a cada ciclo de revisões. Segundo eles, o modelo procura ser um puro “*price-cap*”, baseado num significativo “*lag*” regulatório de quatro anos, que explicita a intenção de se reduzir a política discricionária na regulação.

O modelo chileno de regulação com certeza possui objetivos estratégicos para os monopólios de preços, há o tratamento individual das tarifas por concessionária e um sinal econômico para as atividades de operação e para os investimentos. Ocorre que, na definição dos preços, são considerados conceitos que refletem estruturas padronizadas que, se de um lado podem sinalizar uma adequada taxa de retorno do capital investido e um incentivo a redução de custos, por meio de *benchmark* ou empresa modelo, do outro remetem aos conceitos do serviço pelo custo (*rate-of-return*).

No Chile, o processo de regulação dos preços se inicia com a segmentação das concessionárias em áreas típicas, em função da semelhança das áreas, sendo estabelecida uma

“empresa de referência” para cada área típica com uma eficiente distribuição de custos e de resultados. Neste caso, é de se esperar um conflito entre os interesses do regulador e dos operadores da concessão caso os resultados finais desejados estejam abaixo da expectativa dos investidores.

A forma de implementar a regulação dos preços nos serviços de distribuição no Brasil se aproxima daquela adotada no Chile. Este fato pode ser observado pelo estabelecimento de custos operacionais de referência com base numa determinada estrutura de rede (real ou de referência), na definição da adequada remuneração do capital investido (igual ou variável) e na existência de incentivo para redução de custos em face da retenção dos ganhos empresariais a cada ciclo tarifário.

A maioria dos países que privatizaram os serviços de rede nos últimos anos adotou o regime tarifário do “*price-cap*”. Esta tendência é atribuída à possibilidade de redução dos custos ao longo do tempo e apropriação pelas empresas dos ganhos obtidos com as reduções de custos, fato que seria um “incentivo” à busca da eficiência empresarial e que levaria a redução dos custos no futuro.

Decorrente da evolução da regulação por incentivos, há, também, a possibilidade de utilização do “*yardstick competition*” (regulação de desempenho), que consiste numa forma de regulação onde se busca estimular a redução dos custos entre empresas, a redução das assimetrias de informações e a eficiência econômica. O regulador estabelece padrões de avaliação do desempenho das empresas como forma de auferir a produtividade e permitir a repartição desses ganhos entre a concessionária e os consumidores.

A adoção da “*yardstick competition*” em conjunto com o “*price-cap*” é uma ação já esperada; contudo, ela é também uma forma de regulação que pode ser usada de forma complementar a qualquer regulação, por conta dos seus objetivos.

A descrição do regime regulatório adotado no Reino Unido e no Chile e as considerações apresentadas envolvendo o modelo de regulação por meio de incentivos do tipo “*price-cap*” servem de base de comparação com a metodologia de “reposicionamento tarifário”, adotada na revisão tarifária periódica das distribuidoras pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. De modo análogo aos citados países, a Agência recorreu a conceitos do antigo regime tarifário de “serviço pelo custo”, praticado no Brasil até o início da década de 1990, para

estabelecer um “novo teto de preços”.

Concluindo, com base nas considerações aqui apresentadas pode-se afirmar que a regulação por meio do “*price-cap*” recorre a conceitos da regulação do “*rate-of-return*” para estabelecer os seus limites de preço. Por outro lado, tão importante quanto avaliar as particularidades da regulação do tipo “*price-cap*” em vários países é perceber que existe outro ponto a ser considerado na análise da aplicação dessa metodologia, que é a identificação da base legal que serviu de base para definição do “marco regulatório” e das regras contratuais. A base legal que dá sustentação às regulações econômicas de diferentes países é importante não só pelo fato de definir uma relação contratual, mas também por estabelecer os limites de atuação das agências reguladoras.

Pode ocorrer que uma determinada agência tenha mais ou menos possibilidade de atuação em função da legislação; com isso, poderia haver uma regulação mais invasiva, como no caso chileno, que interfere mais diretamente na forma de atuar do prestador do serviço ao estabelecer uma “empresa de referência” para todo o negócio de rede, inclusive definindo uma rede otimizada diferente da real. No caso brasileiro, a atuação do regulador pode ser considerada menos invasiva, uma vez que os limites de referência e os conceitos estabelecidos na atual metodologia de revisão tarifária ainda respeitam o planejamento de redes definido pela concessionária.

No próximo capítulo serão apresentados os principais conceitos que envolvem a regulação econômica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Capítulo 3

Regulação Econômica da Distribuição de Energia Elétrica no Brasil

3.1 – Contexto Atual

Em relação ao atual modelo brasileiro de regulação econômica, é oportuno um breve histórico sobre o modelo anterior, em face da magnitude dos custos resultantes para o contribuinte brasileiro quando da sua extinção.

Até o advento da Lei nº. 8.631, de 4 de março de 1993, as tarifas eram estabelecidas em valor suficiente para cobertura dos custos operacionais e da remuneração dos investimentos, conforme disposto no Decreto nº. 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Esse tipo de regulação econômica corresponde ao denominado “serviço pelo custo”, que, no caso brasileiro, proporcionava às concessionárias de distribuição de energia elétrica uma remuneração mínima garantida pela União.

No regime do “serviço pelo custo”, as tarifas eram fixadas em valor suficiente para cobertura dos custos operacionais, validados pelo regulador, mais uma remuneração mínima de 10% sobre os ativos em serviço. Esse regime foi aperfeiçoado com a Lei nº. 5.655, de 20 de maio de 1971, que estabeleceu que a “remuneração garantida” poderia variar de 10% a 12% sobre o valor dos ativos em serviço, como forma de estimular a busca da eficiência pelas concessionárias.

No regime do serviço pelo custo havia também a equalização das tarifas de fornecimento para os consumidores; assim, em qualquer ponto do território nacional, o consumidor de energia elétrica de um determinado nível de tensão pagava sempre a mesma tarifa de energia elétrica.

As diferentes estruturas de mercado das concessionárias, diferentes participações por classe de consumo residencial, comercial, industrial, etc., geravam receitas suficientes para cobertura dos custos em algumas concessionárias, enquanto que em outras não. Assim, a manutenção da

equalização das tarifas de fornecimento era viabilizada por meio de um mecanismo de transferência de recursos entre as concessionárias, com a utilização da denominada Reserva Global de Garantia – RGG. As concessionárias depositavam em um fundo os recursos referentes ao excedente da remuneração máxima de 12% sobre os ativos em serviço via o recolhimento da quota da Reserva Global de Garantia – RGG. Os recursos da RGG eram, então, transferidos para as concessionárias menos rentáveis, para que elas obtivessem a remuneração mínima de 10% sobre os ativos em serviço.

Com o passar do tempo, diante das crescentes dificuldades para garantir a remuneração mínima, o governo promulgou o Decreto Lei nº. 2.432, de 17 de maio de 1988, instituindo a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração - Rencor, com a finalidade de compensar as insuficiências de remuneração das concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. A principal alteração da Rencor em relação à RGG foi a inclusão dos recursos provenientes de receitas de outras origens, inclusive das dotações consignadas no Orçamento Geral da União.

Se os recursos da RGG/Rencor não fossem suficientes para garantir a “remuneração mínima”, as diferenças eram registradas em uma conta gráfica denominada CRC – Conta de Resultados a Compensar, como um crédito da concessionária. Esse crédito seria, então, repassado às tarifas de energia nos anos subseqüentes, como forma de garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

A regulação econômica adotada resultou em uma Conta de Resultados a Compensar – CRC homologada pela Portaria DNAEE nº. 201, de 04 de março de 1994, a favor das concessionárias de distribuição de energia elétrica superior a US\$ 24 bilhões em março de 1993, valor esse equivalente a R\$ 128 bilhões - preços de março de 2008, preços equivalentes aos das primeiras revisões tarifárias. Com a Lei nº. 8.631, de 04 de março de 1993, a União assumiu esse déficit e fez com que o contribuinte brasileiro arcasse com o custo final da compensação do modelo tarifário do “serviço pelo custo”.

Para melhor entendimento de quanto representa hoje esse déficit na composição da dívida pública do País, se considerado uma taxa média de juros conservadora de 7% ao ano, no período de 1993 a 2008, o déficit acumulado alcançaria mais de R\$ 330 bilhões.

Os primeiros passos no sentido de se buscar uma forma alternativa à participação do Estado como responsável pela prestação de serviços públicos veio com a nova Constituição Federal de 5

de outubro de 1988. Nos artigos 174 e 175, fica claro que o Estado, na forma da lei, exercerá as funções de fiscalização, de incentivo e de planejamento, e mais, caberá ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos, e que a lei disciplinará, dentre outros aspectos, a política tarifária.

O novo ordenamento jurídico começou a tomar forma com a Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, que extinguiu o regime tarifário em vigor, da equalização tarifária e da remuneração garantida, sendo extintas a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração – Rencor e a Conta de Resultados a Compensar – CRC.

O fato é que o modelo estatal de gestão dos serviços públicos de energia elétrica, diante de um déficit tarifário (CRC) que se acumulava, não poderia arcar com os novos investimentos setoriais e, assim, se fazia necessário atrair novos investidores privados, imprescindíveis ao desenvolvimento do setor elétrico. As Leis nº. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, introduziram um novo regime tarifário que foi designado de “serviço pelo preço”. A mudança do regime tarifário de “serviço pelo custo” para “serviço pelo preço” visava à redução do risco regulatório, de modo a atrair os investimentos privados necessários à expansão do setor elétrico.

A Lei nº. 8.987/1995 dispôs sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica e extinguiu o regime de remuneração garantida. Nela se destaca o fato de que a tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas na lei, no edital e no contrato e que a mesma não será subordinada à legislação específica anterior.

A Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e que disciplinou o regime das concessões de serviços públicos de energia, deixou claro que o regime econômico e financeiro da concessão compreende a contraprestação pela execução do serviço, sendo este pago pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço.

O serviço pelo preço é o regime tarifário onde as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública,

nos termos da lei, ou em ato específico da ANEEL que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.

Durante os anos que antecederam o Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL procurou discutir, ainda que de forma tímida em face da importância do processo, os conceitos que envolviam a definição da metodologia a ser aplicada nas revisões tarifárias.

A Audiência Pública – AP 007/2000 foi a primeira a ser aberta para obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento de ato regulamentar a ser expedido pela ANEEL, com os conceitos econômicos que deveriam ser observados nos reajustes e revisões tarifárias.

Na AP 007/2000 se destaca a contribuição da Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica – Abradee, que apresentou, dentre outras, a seguinte contribuição:

“Uma abordagem alternativa seria a valorização dos ativos fixos em seu “valor justo de mercado”, conforme determinado nos procedimentos de avaliação padrão e nas metodologias do (...) ou usando qualquer outra metodologia aceita atualmente pela legislação brasileira. Esse valor mais o valor dos acréscimos aprovados até a próxima revisão, menos alguma medida de depreciação associada acumulada a partir da data de início do serviço até a próxima revisão poderia ser denominada a “Base de Remuneração Inicial” a ser usada durante a primeira revisão de tarifa.”.

A AP 007/2000 foi objeto de estudos que, posteriormente, resultaram na instalação de nova audiência pública – AP 005/2002 - para tratar do processo de revisão tarifária. Como resultado dessa audiência, foi publicada a Resolução ANEEL nº. 493, de 03/09/2002, que definiu a metodologia para o cálculo da Base de Remuneração Regulatória – BRR, no âmbito do processo de revisão tarifária.

Da leitura das contribuições das duas audiências públicas é fácil perceber que as proposições são nitidamente análogas àquelas consideradas no regime tarifário de serviço pelo custo. Mesmo as contribuições encaminhadas pelos diversos agentes setoriais não se afastaram daquele conceito, como no caso da contribuição feita pela Abradee na AP 005/2002, apenas mudando a forma de calcular o valor de referência a ser remunerado:

“Proposta ABRADEE para Base de Remuneração – Composição da Base de Remuneração das Empresas privatizadas: (+) ágio Econômico Mínimo = Valor Econômico Mínimo – (Patrimônio Líquido + Ajustes); (+) Ativo Imobilizado Líquido na Assinatura do Contrato; (+/-) Adições, Baixas, Resultado Não Operacional e Obrigações Especiais desde a assinatura; (-) Depreciação Regulatória desde assinatura; (+) Almojarifado e; (+/-) Capital de Giro atual (Obs. Tudo atualizado pelo IGPM até o ano em revisão).”

Na sua conclusão, a Abradee afirma que:

(i) O arcabouço legal vigente define a política tarifária que norteou todo o processo de privatização para o setor de energia elétrica no País, determinado pelo regime de serviço pelo preço, que, no caso de concessão privatizada, está baseada no preço mínimo de leilão;

(ii) A definição de base de remuneração proposta pela ANEEL, na forma da Audiência Pública 005/2002, funda-se em legislação revogada e modifica a atual política tarifária.

O que se deduz é que a entidade, embora mencione a alteração na política tarifária, não questiona a metodologia de “reposicionamento tarifário” da ANEEL, mas sim a forma de definição da base de remuneração baseada no Valor Econômico Mínimo – VEM, que assim respeitaria a metodologia de avaliação das distribuidoras privatizadas. Não há crítica relevante contrária ao “reposicionamento tarifário”.

Com relação ao cálculo da Base de Remuneração Regulatória - BRR, a partir da metodologia e critérios gerais explicitados na Resolução n°. 493, de 03 de setembro de 2002, e considerando que os valores homologados para a BRR ficaram provisórios em vários momentos do primeiro ciclo, ficou evidente que não houve tempo suficiente para a padronização dos conceitos utilizados na valoração dos investimentos.

A ANEEL, no caso da BRR, não definiu um banco de preços de referência que pudesse ser aplicado a todas as concessionárias; assim, na maioria das reavaliações de ativos por meio da metodologia do Valor Novo de Reposição – VNR a agência calcula quanto custaria repor o ativo em serviço numa determinada data, utilizando o banco de preços da concessionária. Neste ponto, cabe observar que, por não haver um banco de preços de referência, as concessionárias que foram eficientes nas suas compras, obtendo menores preços, foram “penalizadas” com uma BRR menor do que aquelas que não foram tão “eficientes”.

Na definição da BRR, de forma complementar, mas nem por isso menos importante, na definição dos investimentos vinculados aos itens Componente Menor (COM) - materiais acessórios dos equipamentos principais e Custo Adicional (CA) - custos do projeto, de gerenciamento, montagem e frete, ocorreu uma expressiva dispersão entre as concessionárias quanto à representatividade desses itens em relação aos equipamentos principais, em face da ausência de um banco de preços de referência.

A definição de qual deveria ser a participação relativa de COM e CA nos investimentos realizados levou a Agência Reguladora a tomar decisões, com base no seu poder discricionário, para reconhecimento desses itens na composição do VNR. A percepção, ao final do processo de reavaliação de várias concessionárias, é que esses dois componentes foram utilizados como itens de ajuste quando do cálculo do VNR.

No Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias a ANEEL evoluiu significativamente nas discussões dos conceitos que serviram de base para as revisões tarifárias, colocando-os novamente em audiência pública via a AP 008/2006 e, diferente do passado, já disponibilizou as planilhas de cálculo dos custos operacionais via a metodologia da Empresa de Referência - ER.

No caso específico da Base de Remuneração Regulatória – BRR, criou-se o conceito de “base blindada”, de modo a não haver alteração dos valores fixados no primeiro ciclo, mantendo-se a metodologia do VNR para as movimentações do período. Definiu-se que o laudo de avaliação integral dos ativos deve ser elaborado a cada período de dois ciclos tarifários (primeiro, terceiro, quinto, etc.).

As análises das contribuições da AP 008/2006 resultaram na Resolução Normativa n°. 234, de 31 de outubro de 2006, com conceitos gerais, metodologias e procedimentos para o atual ciclo tarifário.

A busca do aprimoramento da metodologia de revisão tarifária levou a ANEEL a colocá-la novamente em audiência pública via AP 052/2007, fato que resultou na publicação da Resolução Normativa n°. 338, de 25 de novembro de 2008, que contempla aprimoramentos metodológicos à REN n°. 234/2006.

A ANEEL implementou um conjunto de conceitos e metodologias que, no seu entendimento, são aderentes ao disposto:

(i) na Lei nº. 8.987/1995, que regulamentou os serviços de concessão e permissão da prestação de serviços públicos;

(ii) na Lei nº. 9.427/1996, que introduziu um novo regime tarifário e;

(iii) nas cláusulas contratuais que tratam da revisão tarifária periódica.

O modelo brasileiro exige a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro inicial constante do contrato de concessão e, na visão da agência reguladora, esse fato ocorre com a aplicação da “Metodologia do Reposicionamento Tarifário” no momento da revisão tarifária periódica. Essa metodologia estabelece, a cada ciclo tarifário, um novo patamar de equilíbrio econômico-financeiro com base numa determinada estrutura de mercado e de custos, repassando os ganhos de produtividade passados e as expectativas de ganhos futuros aos consumidores.

Na revisão tarifária periódica, embora ocorra basicamente uma revisão dos custos gerenciáveis da Parcela B do contrato de concessão, tem-se, de forma complementar, mas nem por isso menos importante, a fixação dos montantes de perdas de energia elétrica regulatórias que são reconhecidas quando do repasse dos custos da energia comprada na Parcela A.

Há que se reconhecer que, do ponto de vista da regulação econômica por incentivos, característica da regulação via “preço teto”, sempre haverá a necessidade de avaliação dos desempenhos das concessionárias, e esta é realmente uma forma eficaz de atuação regulatória para setores considerados como monopólios naturais, como é o caso da distribuição de energia elétrica.

No caso brasileiro dois pontos deveriam ser considerados quando da avaliação do equilíbrio econômico-financeiro contratual:

(i) a quantificação da condição inicial de equilíbrio quando da assinatura do contrato de concessão;

(ii) a preservação desse equilíbrio inicial ao longo do contrato.

A ANEEL, conforme já explicitado, ao adotar, no processo de revisão tarifária periódica, a “Metodologia de Reposicionamento Tarifário” estabeleceu um “novo equilíbrio econômico-financeiro” para a concessionária a cada ciclo de revisão tarifária, fato esse que, sem dúvida, pode garantir o equilíbrio do contrato de concessão em face das condições de custeio e de remuneração que são homologadas.

É possível afirmar que as metodologias da Empresa de Referência – ER, para

reconhecimento dos custos operacionais prudentes; do Valor Novo de Reposição – VNR, para valoração dos ativos em serviço como ponto de partida para a definição da Base de Remuneração Regulatória – BRR e da taxa de remuneração dos investimentos calculada com base no Custo Médio Ponderado de Capital – CMPC (WACC Regulatório); são as responsáveis pela introdução de um “novo conceito de equilíbrio econômico-financeiro” para o contrato de concessão, diferente daquele inicialmente estabelecido pela própria ANEEL.

Se, do ponto de vista econômico, existe coerência metodológica em todo o processo de revisão tarifária da ANEEL, do ponto de vista do consumidor, a significativa elevação das tarifas nas concessões menos desenvolvidas pode indicar que a Agência Reguladora incorreu em posicionamento diferente da intenção original do “Legislador”, quando regulamentou a política tarifária das concessões de serviços públicos (Lei n°. 8987/1995).

É evidente que a lei e o contrato não oferecem, mas deveriam, os elementos necessários e suficientes para o estabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro, mas, por outro lado, estabelecem marcos legais que deveriam ser observados, e, neste caso, se insere a preservação das tarifas iniciais; portanto, cabem às agências reguladoras estabelecerem as metodologias que atendam estes dispositivos legais.

Em relação ao cálculo do Fator “X”, embora não seja objeto da presente dissertação apresentar uma proposta a respeito do mesmo, ele é abordado de forma conceitual no Capítulo 6, onde se procura identificar as condições que deveriam ser observadas.

A seguir são apresentados os principais pontos da metodologia de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

3.2 – Custos Operacionais

A necessidade de sinalizar para as concessionárias que há um limite de repasse de custos operacionais às tarifas dos consumidores é uma característica do modelo de serviço pelo custo, mas é uma ferramenta, como já foi abordado anteriormente, de que se vale o modelo de tarifa pelo preço para estabelecer o limite de preço máximo (preço teto).

Dentre as metodologias implementadas pela ANEEL está a denominada “Empresa de Referência - ER”, que foi utilizada no estabelecimento dos custos operacionais. A ER simula as condições que enfrentaria um “novo operador” da concessão existente para execução dos

processos e atividades de operação e manutenção, de gestão comercial e de direção julgados prudentes.

Os custos reconhecidos devem garantir a implementação dos níveis de qualidade técnica e comercial previstos no contrato de concessão, além de garantir que os ativos em serviço mantenham a sua capacidade operativa durante toda a vida útil, garantido a sua integridade física quando do término da concessão.

A ER procura simular padrões de execução das atividades. Contudo, tanto os contratos de concessão das distribuidoras quanto às normas legais da ANEEL podem estabelecer indicadores diferenciados por concessionária; com isso, é possível que certos custos operacionais não estejam adequadamente contemplados.

A concepção da metodologia da ER para definição dos custos operacionais prudentes para os primeiros ciclos de revisão tarifária acabou sendo necessária em face da assimetria de informações existente entre a ANEEL e as concessionárias. Os relatórios padronizados da própria Agência, que monitoram a evolução dos custos operacionais e que serviram como base de dados e informações não identificam, de forma clara e objetiva, os processos e atividades operacionais da concessionária.

A Figura 1 a seguir indica, de uma forma resumida, as atividades e os processos considerados pela ANEEL quando da fixação dos custos operacionais.

Os custos operacionais assim definidos constituem o núcleo central da ER e a ele são agregados os custos específicos de cada concessionária, tendo em vista as condições particulares da área de concessão não contempladas na metodologia.

Há que se destacar que, no segundo ciclo de revisão tarifária, sempre que possível, os custos específicos foram considerados na metodologia da ER, ocasião em que havia a definição de padrões regulatórios para execução dessas atividades.

Na visão da ANEEL, desde o primeiro ciclo de revisões tarifárias, a metodologia tem sido considerada como sendo “não invasiva”, na medida em que são estabelecidos padrões de desempenho para o operador da concessão sem levar em conta as práticas da concessionária real. Conforme explicitado na Nota Técnica N°. 343/2008-SRE/ANEEL, item 66, a premissa adotada é a de estabelecer uma referência de mercado para os custos operacionais.

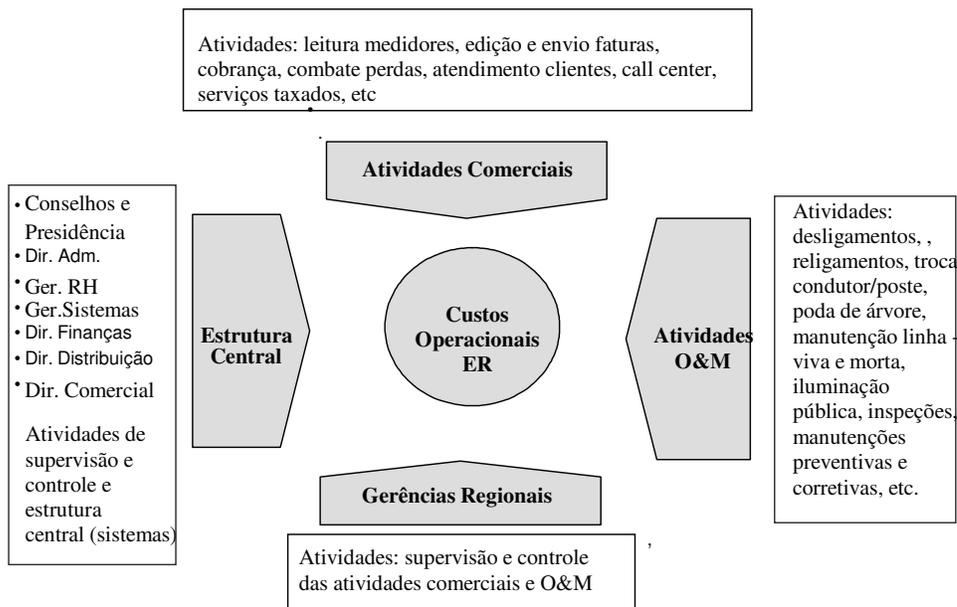


Figura 3.1 – Empresa de Referência - ER

Por outro lado, a Agência não abandonou a intenção de acompanhar a evolução dos custos operacionais das concessionárias. A Nota Técnica N°. 050/2007-SRE/ANEEL menciona a necessidade da análise histórica dos custos intra-empresa, segundo os critérios de consistência e prudência, observando os níveis de qualidade obtidos e a análise comparativa dos custos (inter-empresas) em função do desempenho das empresas.

Primeiro a Agência analisa a coerência e razoabilidade dos custos incorridos, levando em conta as características básicas da concessionária, para em seguida comparar a concessionária com outras de melhor desempenho.

Na AP 008/2006, por meio da Nota Técnica N°. 166/2006-SRE/ANEEL, o regulador manifestou a sua opção pela regulação por incentivos, conforme se observa:

“23. Um dos tipos de regulação com alto poder de incentivo é o chamado de regulação por *price cap*. (...) o regulador fixa preços teto para todos os produtos ou para uma cesta de produtos e a empresa tem liberdade para praticar um preço menor ou igual ao estipulado. Uma cláusula de atualização ajusta esse teto durante o período regulatório. (...)”.

A questão é que, com a análise da evolução dos valores realizados da concessionária e a realização de comparações entre concessionárias, fica cada vez mais evidente que os custos operacionais reconhecidos tenderão a se aproximar de uma regulação onde prevalecerão os custos reais. A consequência, no médio prazo, é que as concessionárias mais eficientes se questionarão quanto à conveniência de continuarem buscando ganhos na gestão de suas atividades, já que eles poderão afetá-las de forma negativa.

Se, em um primeiro momento os ganhos da gestão operacional são evidentes, quando se passa de uma gestão estatal para uma gestão privada, não se pode afirmar que eles continuarão uma vez que a atual regulação captura essa eficiência a cada ciclo de revisão tarifária.

A opção por uma metodologia de caráter normativo que busca estabelecer parâmetros de eficiência para os processos de operação, de manutenção e de administração baseada em custos reais é uma característica do regime tarifário do serviço pelo custo, que só reconhece os custos realizados considerados prudentes.

De qualquer modo, as afirmações do regulador na AP 008/2006 são importantes para desenvolvimento das argumentações desta dissertação quanto ao momento em que é fixado o preço teto e a forma de atualização desse preço ao longo do contrato de concessão.

3.3 – Estrutura Ótima de Capital

A ANEEL, na definição da estrutura ótima de capital por meio da Nota Técnica N°. 165/2006-SRE/ANEEL, de 19/05/06, identificou os fundamentos teóricos para estabelecimento dessa estrutura e os aspectos institucionais específicos a serem considerados. Tomando como referência os países que adotam uma regulação econômica de preços máximos, definiu que a abrangência de sua avaliação ficaria restrita à coerência metodológica dessas regulações.

Segundo a Agência, na definição dessa estrutura não basta observar os custos e benefícios decorrentes da utilização do espaço de alavancagem (busca do nível ótimo de endividamento) da empresa, mas também outros aspectos, tais como:

(i) O risco do negócio caso a empresa não utilize capital de terceiros, risco esse que é variável entre setores ou entre empresas de um mesmo setor, além de variar ao longo do tempo face à demanda e a evolução dos preços;

(ii) A situação tributária da empresa face à posição do benefício fiscal decorrente de

prejuízos anteriores e/ou créditos tributários;

(iii) O benefício tributário decorrente das deduções de juros de capital próprio específico da legislação tributária brasileira;

(iv) A estrutura dos ativos da empresa, que quanto menos adequada a garantir empréstimos induz a um menor volume de endividamento;

(v) As condições de mercado para endividamento da empresa;

(vi) O comportamento mais ou menos agressivo dos administradores;

(vii) As recomendações das agências de risco;

(viii) A flexibilidade financeira e a capacidade de tomar empréstimos e;

(ix) As condições macroeconômicas.

Diante dessas variáveis, foi feita a análise histórica da relação entre o capital de terceiros (D) e o capital total (V) de empresas de países com o mesmo regime regulatório, como Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha e, assim, foi definida a estrutura ótima de capital para as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil.

A partir desta referência e considerando o benefício fiscal dado aos juros sobre a dívida e o capital próprio e o fato das empresas brasileiras possuírem menos incentivos para se endividarem do que as empresas dos outros países, a ANEEL optou por estabelecer uma faixa regulatória para a participação do capital de terceiros (D) conforme a identificado na Tabela 1.

Tabela 3.1 – Relação D/V – faixas por países e grupos

	Média 3 anos	Desvio Padrão 3 anos	Limite Inferior	Limite Superior
Argentina	35,29%	10,33%	30,13%	40,46%
Chile	45,83%	18,90%	36,38%	55,28%
Grupo 1			33,25%	47,87%
Austrália	62,43%	3,01%	60,93%	63,94%
Grã-Bretanha	41,19%	20,09%	31,15%	51,24%
Grupo 2			46,04%	57,59%
Brasil (Grupo 3)	60,66%	18,89%	51,22%	70,11%
Grupo 1 e 2			33,25%	57,59%
Faixa Regulatória			51,22%	57,59%

Fonte: Nota Técnica N°. 165/2006-SRE/ANEEL, de 19/05/06.

A faixa regulatória de 51,22% a 57,59%, conforme indicado na Tabela, 1 fez com que a

ANEEL considerasse como razoável no Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias uma faixa entre 50% e 55% para a participação da dívida. A opção final foi por uma meta pontual de 50% de Capital Próprio e de 50% Capital de Terceiros.

No Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias, como decorrência das alterações no ambiente institucional, envolvendo o PIS/COFINS e as taxas de juros da economia, essa participação passou para 42,84% de Capital Próprio e 57,16% de Capital de Terceiros. De qualquer forma, foi observada a faixa regulatória estabelecida originalmente.

É evidente que, em face das alterações do ambiente institucional e da própria evolução da taxa de juros da economia brasileira, há sempre a necessidade de revisão da estrutura ótima definida por essa metodologia.

3.4 – Taxa de Remuneração do Capital

A ANEEL é taxativa ao afirmar, por meio da Nota Técnica N°. 164/2006-SRE/ANEEL, de 19/05/06, item 11, de que os cálculos da taxa de retorno são inerentes aos regimes de “price-cap”, onde a atuação do órgão regulador na definição da taxa de retorno deve observar regras claras e transparentes. A opção por métodos padronizados, por meio de fórmulas matemáticas, caso da metodologia adotada, com variáveis claramente definidas permite maior previsibilidade quanto aos elementos determinantes da taxa de retorno e garante transparência ao processo.

Essa posição da Agência de ser cada vez mais transparente nos métodos de avaliação é que consolida a metodologia de revisão tarifária. Por isso, não há como negar que os avanços são significativos.

A combinação das metodologias do “*Weighted Average Cost of Capital - WACC*” e do “*Capital Assets Pricing Model - CAPM*”, conforme a ANEEL afirma, é a mais difundida no mundo. Assim o CAPM é bastante utilizado por órgãos reguladores de países como Inglaterra, Austrália e Argentina, por exemplo, na determinação da remuneração do capital das empresas reguladas dentro do regime de “price-cap” (ver Nota Técnica N°. 165/2006-SRE/ANEEL).

A ANEEL manteve a metodologia utilizada no Primeiro e Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias e, basicamente, apenas fez a atualização das séries históricas utilizadas.

Na determinação do Custo do Capital Próprio a partir da metodologia do CAPM, a ANEEL explicitou que considera como base de sua argumentação as seguintes premissas:

- (i) os ativos de distribuição de energia elétrica representam alternativas de investimentos;

- (ii) os ativos disponíveis proporcionam retorno proporcional ao risco que representam e;
- iii) o ativo “livre de risco” serve de referência para mensurar o prêmio de risco exigido para investir em outros ativos, como, por exemplo, os riscos associados às condições macroeconômicas de países em desenvolvimento.

O modelo de cálculo do custo do capital próprio por meio do CAPM é definido pela ANEEL conforme a equação 3.1 a seguir:

$$r_{CAPM} = r_f + \beta_d (r_m - r_f) + r_r \quad (3.1)$$

Foi tomado como padrão de referência o CAPM aplicado ao mercado de capitais da economia dos Estados Unidos da América – EUA, onde existe bastante liquidez e títulos com os mais diversos prazos de vencimento, todos sem risco, para fins de análise. A esse padrão foram adicionados os riscos específicos do Brasil, que são: (i) prêmio de risco país; (ii) prêmio de risco cambial e; (iii) prêmio de risco regulatório adicional. Assim, todos os dados estão referenciados ao mercado dos EUA, exceto os relativos à taxa de Outros Prêmios de Risco, que inclui os prêmios de risco país, risco cambial e risco regulatório.

A Taxa Livre de Risco foi definida a partir do rendimento do bônus do governo dos EUA com vencimento de 10 anos (UST10), que tem um prazo médio no qual o detentor do título recebe o pagamento total do mesmo de aproximadamente 8 anos. Foi apurada a taxa de juros média desses títulos no período de março/1995 a junho/2006 (referência).

O Prêmio de Risco de Mercado corresponde à diferença entre a taxa livre de risco e o retorno médio da série histórica dos retornos diários do S&P500 – índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na Bolsa de Nova Iorque.

O Beta Desalavancado reflete:

- (i) o risco do negócio – risco decorrente do grau de incerteza em relação ao retorno esperado dos ativos e;

(ii) o risco financeiro – risco decorrente do grau de alavancagem, isto é, do uso do capital de terceiros no financiamento do projeto.

No cálculo do Beta, a ANEEL definiu as seguintes etapas:

(i) identificação do Beta alavancado de uma amostra, predominantemente de empresas de distribuição de energia elétrica dos EUA;

(ii) desalavancagem dos Betas obtidos considerando a alavancagem específica de cada empresa e a alíquota de 34% de imposto de renda dos EUA, obtendo o Beta associado ao risco do negócio;

(iii) cálculo da média ponderada dos Betas em função da participação dos ativos das empresas em relação ao total de ativos da amostra, resultando no Beta desalavancado do setor;

(iv) realavancagem do Beta desalavancado utilizando-se a estrutura de capital regulatória definida e a alíquota de 34% de impostos (25% de imposto de renda e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido).

Na equação 3.1, o elemento r_r (Outros Prêmios de Risco) procura adequar as condições existentes no mercado dos EUA àquelas existentes no mercado de distribuição de energia elétrica no Brasil e inclui:

(i) o prêmio de risco país;

(ii) o prêmio de risco cambial e;

(iii) o prêmio de risco do regime regulatório.

O Prêmio de Risco Brasil (r_B) é dado pela equação 3.2.

$$r_B = r_S - r_C^B \quad (3.2)$$

Esse prêmio considera a precificação da integração entre os mercados financeiros considerados (EUA e Brasil), em face dos custos de transação, de controle de capitais, das leis de tributação e dos riscos relativos aos futuros controles cambiais. Ele corresponde à diferença entre o risco soberano (r_S), série histórica diária do Índice Emerging Markets Bonds Index relativo ao Brasil (EMBI+Brazil), calculado pela JP Morgan de abril de 1994 a junho de 2006, e o prêmio de risco de crédito Brasil (r_C^B), calculado com base nas empresas com mesma classificação de risco que o Brasil, com séries de títulos de longo prazo com liquidez desde 1994.

O Prêmio de Risco Cambial é relevante com a adoção do câmbio livre a partir de 1999 no Brasil. Esse prêmio foi calculado a partir dos dados mensais do mercado futuro de câmbio da Bolsa de Mercadorias e Futuros (BMF) de julho de 1999 a junho de 2006.

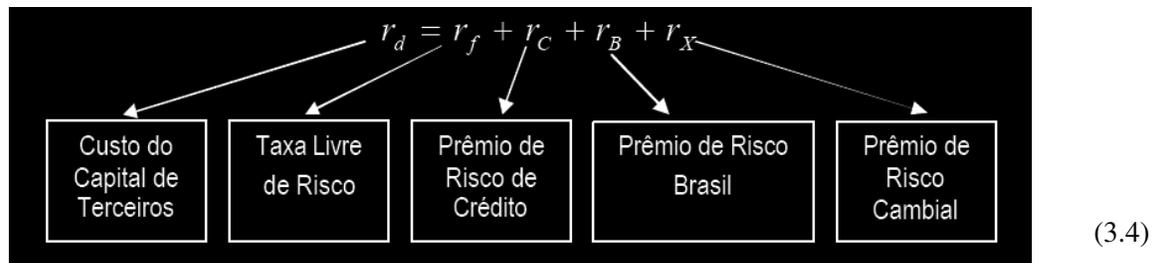
O Risco do Regime Regulatório decorre do fato de que o regime de regulação por “preços máximos” apresenta maiores riscos que o regime de regulação por taxa de retorno adotado na regulação dos EUA, que serviu de base para o desenvolvimento da metodologia da ANEEL.

O risco associado ao regime regulatório brasileiro toma como base a diferença entre os Betas Desalavancados das empresas americanas que estão sujeitas a regulação por taxa de retorno e o das empresas inglesas que estão submetidas a uma regulação por preços máximos.

Após a definição da taxa livre de risco, os prêmios de risco do negócio e financeiro, do país, cambial e regulatório, o cálculo do custo do capital próprio nominal passa a ser definido pela equação 3.3.

$$r_p = r_f + \beta [\bar{r}_M - r_f] + r_R + r_B + r_X \quad (3.3)$$

No cálculo do custo de capital de terceiros a abordagem é similar à do capital próprio, isto é, definida a taxa livre de risco, são acrescidos os prêmios de riscos adicionais para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição, conforme abordado anteriormente, exceto o prêmio de Risco de Crédito, conforme indicado na equação 3.4.



O prêmio de Risco de Crédito é o *spread* acima da taxa livre de risco que pagam as empresas com o mesmo risco que as distribuidoras de energia elétrica brasileiras. No caso, adota-se a média dos prêmios de risco de crédito de empresas do EUA que possuem a mesma classificação de risco das distribuidoras de energia elétrica brasileiras que tenham emitidos títulos de longo prazo desde 1994 e que tenham liquidez.

O custo médio ponderado de capital, considerando a estrutura ótima de capital, é definido pela equação 3.5.

$$r_{wacc} = \frac{P}{P+D} r_p + \frac{D}{P+D} r_d (1-T) \quad (3.5)$$

Como as tarifas são atualizadas por índices como o do IGPM, há a necessidade de

descontar a taxa de inflação (π) média anual dos EUA para se apurar a taxa do WACC Regulatório, conforme indicado na equação 3.6.

$$r_{WACC}^r = \frac{1 + r_{WACC}}{1 + \pi} \quad (3.6)$$

A metodologia utilizada pela ANEEL, mesmo que possa ser questionada em relação a alguns riscos, em especial ao risco regulatório, é transparente e passível de monitoramento por parte dos agentes envolvidos, garantindo aos investidores do negócio de distribuição de energia elétrica a previsibilidade da remuneração a ser obtida. A evolução dos componentes utilizados no cálculo da Taxa de Remuneração (WACC Regulatório) está identificada no Anexo 1.

3.5 – Base de Remuneração Regulatória

A definição da Base de Remuneração Regulatória - BRR é o ponto mais importante do processo de revisão tarifária, já que todo o equilíbrio econômico-financeiro desse processo é obtido a partir da definição da remuneração regulatória que corresponde ao valor obtido a partir da aplicação da taxa correspondente ao WACC Regulatório sobre a BRR.

Para cálculo da BRR foi considerada a metodologia que considera a reposição dos ativos via o conceito de “Valor Novo de Reposição – VNR”, que é o custo de reposição de um ativo com base no seu preço de mercado.

Na definição da BRR a ANEEL considera o ativo imobilizado em serviço, reavaliado e depreciado na mesma proporção dos saldos contábeis, mais o ativo diferido e menos as obrigações especiais.

São considerados os seguintes grupos de contas de ativos no cálculo da BRR: (i) intangíveis; (ii) terrenos; (iii) reservatórios, barragens e adutoras; (iv) edificações, obras civis e benfeitorias; (v) máquinas e equipamentos; (vi) veículos e; (vii) móveis e utensílios.

Para determinação da BRR são excluídos do ativo imobilizado em serviço os bens e instalações referentes aos *softwares*, *hardwares*, terrenos administrativos, edificações, obras civis e benfeitorias administrativas, veículos e móveis e utensílios. A remuneração, amortização e depreciação desses bens, na realidade, são consideradas por meio da metodologia da Empresa de Referência – ER, quando do reconhecimento dos custos operacionais.

A BRR definida no momento da Primeira Revisão Tarifária Periódica é considerada como

“blindada”; assim, o seu valor homologado não sofre alteração até a Segunda Revisão Tarifária Periódica, exceto pelas deduções decorrentes de baixas dos ativos em serviço.

As demais movimentações contábeis - adições e baixas - são avaliadas conforme metodologia descrita na Resolução Normativa nº. 234/2006 e consideradas na definição da BRR da Segunda Revisão Tarifária Periódica

Os procedimentos para uma completa reavaliação dos ativos imobilizados em serviço, a partir da metodologia do VNR, descrita na REN nº. 234/2006, ocorrerão em períodos alternados de revisões tarifárias periódicas. Assim, na Terceira Revisão Tarifária Periódica a base de ativos em serviço será integralmente reavaliada, inclusive com a introdução de novos parâmetros regulatórios.

A definição da BRR tem sido objeto de questionamentos por parte dos agentes envolvidos. No entanto, esses questionamentos variam conforme os resultados alcançados no processo de revisão tarifária, conforme observado nas manifestações constantes das audiências e/ou consultas públicas das revisões tarifárias.

O único questionamento jurídico existente em relação à BRR refere-se à ação judicial da Abradee contra a ANEEL (Processo: 2002.34.00.039564-0, da 3ª. Vara Federal, Distrito Federal – DF, disponível para consulta no endereço eletrônico: <http://processual-df.trf1.gov.br>), representando várias concessionárias de distribuição privatizadas, que defende a tese de que o Valor Econômico Mínimo – VEM das concessionárias, calculado em função da metodologia do fluxo de caixa descontado prevista no Edital de Privatização que observou as tarifas vigentes, é que deveria prevalecer como referência para cálculo da remuneração.

A ANEEL, tendo em vista a necessidade de gerenciamento e controle da BRR, definiu que deve ser mantido um controle contábil suplementar, paralelo aos registros contábeis dos ativos imobilizados em serviço. Esse controle é necessário já que a BRR está refletida na tarifa paga pelo consumidor final e como os novos valores dos ativos são reconhecidos pela ANEEL eles poderão ser passíveis de uma provável indenização ao final do contrato de concessão.

Em resumo, os critérios adotados pela ANEEL para definição dos custos operacionais prudentes, da base de remuneração regulatória e da taxa de remuneração são aderentes às práticas regulatórias do regime de “*price-cap*” existentes em outros países. No entanto, essa prática regulatória contribuiu para estabelecer um “novo equilíbrio econômico-financeiro” em contrapartida ao “equilíbrio inicial” existente na data de assinatura do contrato de concessão e

esse é um importante ponto de reflexão para entendimento da proposta constante desta dissertação.

No capítulo seguinte é feita uma descrição da evolução do posicionamento adotado pela ANEEL nos ciclos tarifários na visão do autor.

Capítulo 4

Os ciclos de Revisão Tarifária Periódica

Neste capítulo são identificadas algumas percepções envolvendo a aplicação das metodologias utilizadas pela ANEEL nos dois primeiros ciclos de revisões, que permitem mostrar a evolução ocorrida no processo de revisão tarifária periódica, ao mesmo tempo em que são identificadas algumas tendências para o próximo ciclo de revisões tarifárias.

4.1 – Primeiro Ciclo

Em relação a esse ciclo é importante destacar que, desde a privatização das concessionárias de distribuição no Governo FHC, muito pouco foi feito para discussão de como deveria ocorrer a revisão tarifária periódica prevista no contrato de concessão.

A mudança do regime tarifário do custo do serviço prestado para o regime de serviço pelo preço, tomando como ponto de partida as tarifas existentes na data de assinatura do contrato de concessão, com certeza exigiria uma nova metodologia de revisão tarifária e, portanto, ela deveria ser discutida previamente com a sociedade.

Poder-se-ia afirmar que houve uma interação com a sociedade, uma vez que ocorreu a AP 007/2000, propondo uma metodologia de revisão tarifária; contudo, diante da carência de dados e/ou informações que explicitassem os efeitos dessa metodologia sobre as tarifas de energia elétrica, não há como garantir que aquele objetivo foi alcançado.

Para iniciar o primeiro ciclo de revisões tarifárias, a ANEEL solicitou das concessionárias de distribuição, por meio de ofícios, um conjunto de dados visando o processo de revisão tarifária, sem que, muitas vezes, tal intenção fosse explicitada.

O esforço empreendido pela Agência para desenvolver uma metodologia de revisão tarifária foi inegável. No entanto, algumas metodologias, como a da Empresa de Referência – ER, para homologação dos custos operacionais, foram apresentadas às primeiras concessionárias

faltando poucos dias para conclusão das suas revisões tarifárias, sem a disponibilização dos algoritmos que levaram ao reconhecimento dos valores envolvidos.

No caso da metodologia da ER, devido à falta de transparência em relação aos cálculos envolvidos, só restou às concessionárias a elaboração de pleitos sucessivos, com riqueza de detalhes que só elas conheciam, para elevação dos custos considerados inicialmente. Por causa da amplitude dos dados e das informações envolvidas e pela ausência de algoritmos claros e objetivos, não era possível a reprodução dos valores homologados pela ANEEL.

Em relação à metodologia que definiu a Base de Remuneração Regulatória – BRR, a inexistência de um banco de preços de referência que pudesse padronizar a aplicação da metodologia do Valor Novo de Reposição – VNR na precificação dos ativos, acabou por gerar inúmeras decisões onde a ANEEL utilizou o seu poder discricionário para validar a metodologia definida na Resolução N°. 493/2002. Essa percepção é passível de ser verificada mediante a leitura das notas técnicas e manifestações constantes das audiências públicas que tratam das revisões tarifárias disponíveis no “*site*” da ANEEL.

Pode-se afirmar que esse ciclo, embora reconhecendo a publicidade das decisões tomadas pela Agência, foi marcado pela falta de condições para reprodução dos valores homologados pela ANEEL quando da definição do novo nível tarifário. Esse fato levou as concessionárias a fazerem questionamentos, que mantiveram suas revisões tarifárias em caráter provisório por vários anos.

Nesse ciclo ficou evidenciada a necessidade de aprimoramento da metodologia. Segundo Peano (2004), embora o processo de reposicionamento tarifário tenha representado uma melhora geral na receita requerida para cobrir os custos com a Parcela B, não era possível concluir se o novo equilíbrio econômico-financeiro era suficiente para remunerar os custos eficientes.

Sem fazer uma avaliação mais detalhada do efeito da metodologia no desempenho das concessionárias a partir do primeiro ciclo de revisões tarifárias, é fácil perceber que várias delas foram favorecidas. Tanto é verdadeira essa afirmação que a ANEEL estabeleceu como “teto para o reposicionamento tarifário” a variação correspondente ao cálculo do Índice de Reajuste Tarifário Anual – IRT. A diferença a maior entre o IRT e o reposicionamento tarifário, o denominado “delta da Parcela B” das notas técnicas da ANEEL, seria considerado como repasse adicional na Parcela B nos reajustes tarifários subsequentes.

É inequívoco que as concessionárias que tiveram um reposicionamento tarifário maior que

o provável reajuste tarifário anual foram beneficiadas pela metodologia implementada. Este fato deu início ao processo de “assimetria tarifária” entre as tarifas das concessões, que até então apresentavam tarifas muito próximas umas das outras.

4.2 – Segundo Ciclo

Ao contrário do primeiro, o segundo ciclo foi caracterizado por uma ampla discussão da metodologia de revisão tarifária, baseada inicialmente na Audiência Pública - AP 008/2006, que tornou mais transparente as discussões das regras, com ampla manifestação dos agentes envolvidos.

Dessa AP resultou a Resolução Normativa nº. 234/2006, que estabeleceu as regras para o segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica. No momento seguinte, com intuito de revisar a metodologia da Resolução Normativa nº. 234/2006, foi feita uma nova audiência pública, a AP 052/2007, que resultou na Resolução Normativa nº. 338/2008, que complementou a metodologia desse ciclo de revisões tarifárias.

A ANEEL evoluiu muito na discussão da metodologia, elaborou um conjunto de notas técnicas esclarecedoras da sua posição como agência reguladora, demonstrando o porquê do seu posicionamento quanto aos pontos que envolvem o cálculo do nível das tarifas de energia elétrica no segmento de distribuição de energia elétrica.

As notas técnicas finais desse ciclo abordaram os seguintes temas: a) Custos Operacionais Eficientes; b) Estrutura Ótima de Capital; c) Taxa de Remuneração do Capital; d) Base de Remuneração Regulatória; e) Outras Receitas; f) Fator X; g) Investimento x Qualidade; h) Perdas de Energia e i) Parcela A.

A ANEEL demonstrou, por meio das notas técnicas, como pretendia conduzir o processo de revisão tarifária periódica e, eventualmente, sinalizar como seria o próximo ciclo.

Nas seções seguintes procura-se tecer algumas considerações acerca dos componentes que fazem parte da composição da “receita requerida” para o segundo ciclo de revisões tarifárias na visão da Agência.

4.2.1 - Custos Operacionais Eficientes

Com relação aos custos operacionais, não há mudança significativa em relação à estrutura metodológica da Empresa de Referência – ER de um ciclo para outro, mas, com certeza, vários aprimoramentos foram feitos. Os aprimoramentos em relação à ER dizem respeito a: (i)

reavaliação do custo de pessoal, materiais, serviços e outros; (ii) forma de obtenção e tratamento (regulatório) dos dados relativos aos ativos e clientes; (iii) determinação e dimensionamento da estrutura central; (iv) revisão dos parâmetros para cálculo dos processos de operação e manutenção; (v) revisão dos parâmetros de gestão comercial e; (vi) revisão dos custos adicionais da ER (custos específicos não contemplados).

Assim é que, independente dos resultados obtidos por cada concessionária, fica claro que o regulador está cada vez mais atento à evolução dos custos operacionais das concessionárias, como pode ser observado pela leitura do Anexo I da Nota Técnica nº. 050/2007-SRE/ANEEL, de 06/03/07, referente à revisão tarifária da COELCE, concessionária de distribuição de energia elétrica do Estado do Ceará.

Na primeira revisão tarifária de uma concessionária do segundo ciclo ficou claro a disposição da ANEEL em avaliar os custos realizados versus os custos fixados via metodologia da ER, conforme se pode observar no processo de análise apresentado na Figura 4.1.

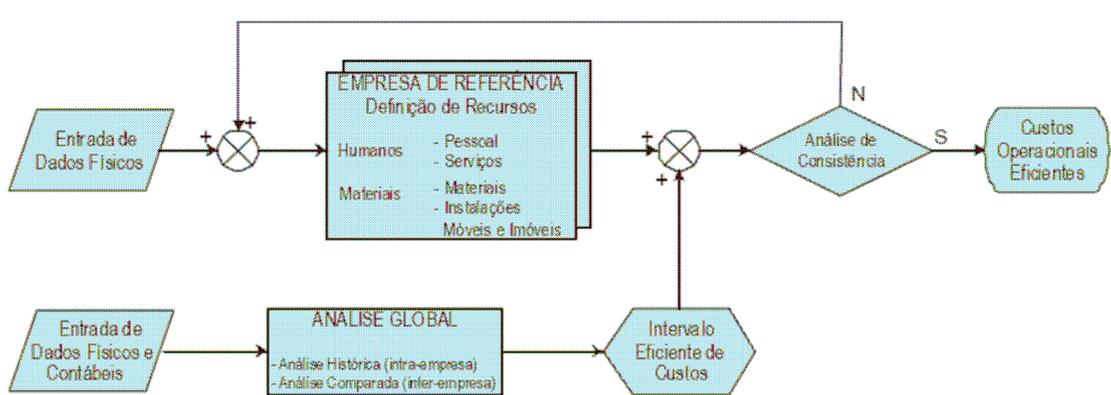


Figura 4.1 – Processo de Análise dos Custos Operacionais

Duas formas de análise foram introduzidas na metodologia de avaliação dos custos operacionais:

(i) A análise histórica dos custos, levando em conta os critérios de consistência e prudência, mas considerando, também, os níveis de qualidade obtidos na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica e aqueles estabelecidos nos contratos de concessão;

(ii) A análise comparada de custos operacionais das empresas a partir da avaliação do desempenho, vinculada, certamente, à eficiência operacional no cumprimento dos níveis de qualidade no atendimento aos consumidores estabelecidos nos contratos de concessão.

Afirmar que a Agência alcançou esses objetivos seria o ideal do ponto de vista da regulação econômica, mas, com certeza, pode-se esperar que eles serão os objetivos a serem perseguidos na fixação dos custos operacionais das concessionárias de distribuição de energia elétrica no próximo ciclo de revisões tarifárias, utilizando-se, talvez, de conceitos de “*benchmarking*”.

4.2.2 - Estrutura Ótima de Capital

Na definição da Estrutura Ótima de Capital – EOC, a ANEEL manteve a metodologia do primeiro ciclo de revisão tarifária e fez uma atualização da série histórica dos dados que serviram de base para o cálculo dessa estrutura.

É importante destacar a coerência metodológica da ANEEL. Como no primeiro ciclo ocorreram questionamentos em relação à meta pontual da estrutura ótima de capital, foi mantida a metodologia adotada no primeiro ciclo de revisões tarifárias e definido um intervalo de confiança para a nova estrutura, utilizando os dados obtidos de um conjunto de países que utilizam o regime de regulação do tipo “*price-cap*”.

4.2.3 - Taxa de Remuneração do Capital

Na definição da Taxa de Remuneração do Capital, a ANEEL manteve a metodologia do “WACC Regulatório”, em que pesem os questionamentos surgidos por meio da AP 008/2006 envolvendo:

(i) Prêmio de Risco Brasil – exclusão, do Prêmio de Risco de Crédito Brasil, do Prêmio de Risco Soberano, já que num eventual *default* do País as atividades reguladas seriam afetadas;

(ii) Prêmio de Risco Cambial – inclusão, como prêmio de risco no modelo CAPM, estando o mesmo já considerado no Prêmio de Risco País, gerando, assim, uma dupla contagem;

(iii) Prêmio de Risco Regulatório – exclusão, pela ANEEL, desse risco do cálculo do custo de capital e;

(iv) Prêmio de Risco de Intervenção Regulatória - riscos decorrentes de ações imprevisíveis do governo e do regulador, das assimetrias regulatórias e do impacto do processo de revisão tarifária.

O fato de um conjunto de superintendências da ANEEL ter emitido a Nota Técnica nº.

262/2006-SRE/SFF/SRD/SFE/SRC/ANEEL, de 19 de outubro de 2006, para manutenção dos conceitos regulatórios firmados por meio da Nota Técnica nº. 164/2006-SRE/ANEEL, demonstra a solidez da metodologia. Com essa conduta o Regulador sinalizou que os resultados são consistentes e que esta será a metodologia para definição da taxa de retorno para os próximos ciclos. Em resumo, a ANEEL manteve a coerência metodológica. Os resultados da atualização das séries históricas que impactaram o WACC Regulatório estão identificados no Anexo 1.

Deve ser destacado que, para o segundo ciclo de revisões tarifárias, a taxa de remuneração dos investimentos, ao contrário do primeiro ciclo, já é mais atraente que a remuneração paga pelo Governo Federal pelos seus títulos.

4.2.4 - Base de Remuneração Regulatória

A Base de Remuneração Regulatória – BRR, que foi definida para o primeiro ciclo de revisões tarifárias a partir da metodologia e critérios estabelecidos pela Resolução nº. 493, de 03/09/02, e dos esclarecimentos feitos por meio da Nota Técnica nº. 183/2003-SFF/SRE/ANEEL, de 30/07/03, não sofreu grandes alterações no segundo ciclo.

Nesse ciclo, por meio na Nota Técnica nº. 183/2006-SFF/SRE/ANEEL, houve a indicação de aprimoramentos na metodologia e nos critérios de definição da BRR, que foram homologados pela REN nº. 234/2006 e ratificados pela REN nº. 338/2008.

A principal alteração nesse ciclo foi a não consideração da depreciação dos ativos vinculados às obrigações sociais no cálculo da depreciação regulatória. A consequência é que, ao longo do tempo, haverá a amortização das obrigações, segundo o comando legal da ANEEL, via uma taxa média regulatória.

Dentre os aprimoramentos previstos, alguns já implementados no segundo ciclo, estão: (i) o estabelecimento de critérios para inclusão de ativos na BRR; (ii) a determinação do índice de aproveitamento dos ativos; (iii) a adoção de procedimentos para execução da avaliação dos ativos; (iv) a constituição do banco de Preços Referenciados da ANEEL; (v) a fixação de valores regulatórios para os Juros de Obras em Andamento – JOA; (vi) o estabelecimento de metodologia para cálculo da taxa de depreciação e; (vii) a forma de consideração das Obrigações Especiais – não inclusão dos ativos vinculados às obrigações na definição da quota de depreciação.

Um dos pontos mais importantes do processo de definição da BRR, que não foi implementado pela ANEEL no segundo ciclo, diz respeito à constituição do banco de preços de referência. Na atual metodologia, com a utilização do banco de preços das concessionárias, as

que forem mais eficientes em suas aquisições de bens e serviços serão aquelas mais prejudicadas no processo de avaliação dos seus ativos, pois toda a sua eficiência empresarial é repassada aos consumidores, sem que haja qualquer incentivo regulatório para as concessionárias.

4.2.5 - Outras Receitas

A Nota Técnica nº. 167/2006-SRE/ANEEL reconhece que a alocação da totalidade das Outras Receitas, como ocorrido no primeiro ciclo de revisões tarifárias, para a modicidade tarifária não incentiva as concessionárias a buscarem novas receitas.

No segundo ciclo foi estabelecido, na REN nº. 234/2006, uma receita de compartilhamento equivalente a 90% do total apurado como Outras Receitas, exclusive aquelas oriundas de atividade extra-concessão, serviços cobráveis ou taxados, serviços de consultoria e aluguéis de imóveis.

Esse item deve sofrer uma evolução, na medida em que as concessionárias busquem fórmulas alternativas de obtenção de novas receitas.

4.2.6 - Fator X

O contrato de concessão prevê na cláusula relativa às Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, na Subcláusula Oitava, que a ANEEL estabelecerá os valores do fator X, que deverão ser subtraídos ou acrescidos na variação do IVI (índice de variação da inflação).

No segundo ciclo a evolução da metodologia de cálculo do Fator X foi grande. A REN nº. 234/2006, complementada pela REN nº. 338/2008, homologou a metodologia para cálculo do Fator Xe, que havia sido originalmente definido por meio da Resolução nº. 055/2004.

As principais alterações no cálculo dizem respeito ao aprimoramento do método de fluxo de caixa descontado prospectivo (“*forward looking*”), que considera um determinado crescimento de mercado e a previsão de investimentos da concessionária conforme as equações 4.1, 4.2 e 4.3.

O reconhecimento dos investimentos propostos pela concessionária, sem grandes contestações, uma vez que caso eles não se realizem serão devolvidos aos consumidores por meio do recálculo do Fator Xe no ciclo seguinte, foi, sem dúvida, uma das principais alterações da metodologia.

$$\sum_{i=1}^N \frac{RO_i \cdot (1 - X_e)^{(i-1)}}{(1 + r_{WACC})^i} = \sum_{i=1}^N \frac{RBC_i + D_i + O\&M_i}{(1 + r_{WACC})^i} \quad (4.1)$$

$$RBC_i = \frac{A_{i-1} * r_{WACC}}{(1-T)} \quad (4.2)$$

$$RO_i = P_0 * Q_i \quad (4.3)$$

onde:

RO_i – Receitas operacionais da concessionária no ano i (igual ao valor da Parcela B)

RBC_i – Remuneração bruta de capital no ano i

Di – Quota de depreciação regulatória

O&M – Custos de operação e manutenção da concessionária no ano i

A_{i-1} – Valor dos ativos da concessionária (base de remuneração líquida)

P₀ – Tarifa média em R\$/MWh no ano-teste

Q_i – Volume total de energia em MWh no ano i

rwacc – Custo médio ponderado de capital - WACC depois de impostos

O componente Xe obtido é aquele que iguala a taxa interna de retorno do fluxo de caixa regulatório da concessionária ao WACC Regulatório do ciclo tarifário. Caso os investimentos não se realizem, haverá o recálculo Xe no próximo ciclo de revisões tarifárias e, neste recálculo, haverá apenas a consideração dos investimentos realizados face aos previstos.

Os investimentos não realizados serão reduzidos da Parcela B no ciclo tarifário seguinte, com a remuneração pelo custo de oportunidade do capital do período representado pelo “WACC Regulatório”, conforme indicado nas equações 4.4 e 4.5.

$$VPB' = VPB * (1 - m * \Delta X) \quad (4.4)$$

$$m = \frac{\sum_{i=0}^n [(1 + r_{WACC})^{n-i} \cdot i]}{n} \quad (4.5)$$

onde:

VPB – Total da Parcela B calculada no 3º ciclo;

VPB' – Valor final da Parcela B no 3º ciclo;

m – Multiplicador que considera o custo médio ponderado de capital de 9,95%, gerando um valor de m =1,13 para 3 anos, m=1,76 para 4 anos e m=2,43 para 5 anos;

n – Número de anos do período tarifário da concessionária (3,4 ou 5 anos) e;

r_{wacc} – Custo médio ponderado de capital.

É oportuno observar que, de forma contrária ao disposto no contrato de concessão, que prevê a existência de “X” positivo ou negativo, a ANEEL estabeleceu que, em ocorrendo um valor de “Xe” negativo, o mesmo será considerado igual a zero. Isto significa que há um teto no limite de financiamento dos investimentos por meio da tarifa cobrada dos consumidores.

Com relação ao componente X_a , que trata da atualização monetária mediante a aplicação do IPCA para a mão de obra e do IGPM para materiais e serviços, o mesmo foi mantido, mas sua aplicação se dará apenas sobre o total dos custos operacionais constantes da Parcela B da concessionária, conforme expresso na equação 4.6.

$$X_a = IGPM - \left\{ \left[\frac{CO}{PB} \times IACO \right] + \left[\frac{RC}{PB} \times IGPM \right] \right\} \quad (4.6)$$

onde:

IGPM - Número índice obtido pela divisão dos índices IGPM da FGV - mês anterior à data de reajuste pelo do mês anterior à Data de Referência Anterior;

CO - Custos operacionais da concessionária;

RC - Soma da remuneração do capital e da quota de depreciação;

PB - Parcela B da concessionária definida no momento da revisão tarifária e;

IACO - Índice de Ajuste dos Custos Operacionais.

Em relação ao componente X_c , o mesmo foi suprimido no segundo ciclo de revisões tarifárias enquanto a ANEEL busca uma alternativa regulatória para considerar um indicador que retrate o grau de satisfação dos consumidores em relação às concessionárias de distribuição de energia elétrica.

4.2.7 - Investimento x Qualidade

A verificação da relação existente entre a qualidade do serviço e do produto e os investimentos, bem os seus efeitos no custo da tarifa de energia elétrica, possui na REN nº. 234/2006 as diretrizes para o acompanhamento da Qualidade do Serviço em função do acompanhamento dos Indicadores de Continuidade Coletivos – DEC (duração) e FEC (frequência).

Os indicadores definidos com base nos atributos representativos das redes de distribuição e na qualidade do produto ainda não possuem uma relação claramente identificada com os custos

operacionais definidos no momento da revisão tarifária por meio da metodologia da Empresa de Referência - ER.

Existem trabalhos de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D do setor elétrico, financiados com recursos tarifários, que abordam esse tema e que poderiam contribuir para uma melhor vinculação entre os atributos da qualidade e os custos operacionais definidos por meio da ER. Um destes projetos de pesquisa que pode ser citado é o projeto denominado A Metodologia da Empresa de Referência como Ferramenta de Gestão dos Custos Operacionais, da Companhia Paulista de Força e Luz, que identifica algumas possibilidades de vinculação entre a qualidade do serviço, os custos operacionais e os investimentos. O assunto, de qualquer forma, carece de um melhor detalhamento quanto à forma de implementação e o reconhecimento dos custos na ER.

4.2.8 - Perdas de Energia

É inegável a evolução metodológica ocorrida do primeiro para o segundo ciclo tarifário com relação ao tratamento das perdas de energia. Este fato pode ser confirmado pela comparação das notas técnicas que deram suporte às decisões da ANEEL. As denominadas “perdas regulatórias” tiveram na REN n°. 234/2006, complementada pela REN n°. 338/2008, o estabelecimento de um tratamento regulatório mais assertivo e, do ponto de vista regulatório, estão classificadas em:

(i) Perdas Técnicas – correspondem ao montante de energia elétrica dissipado no sistema de distribuição em função de leis da física que se aplicam aos processos de transporte, transformação e medição de energia elétrica;

(ii) Perdas Não Técnicas – corresponde à diferença entre as perdas totais apuradas e as perdas técnicas calculadas, o que corresponderia às perdas decorrentes de furtos de energia, erros de medição, erros de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, falhas nos equipamentos de medição, etc.

Em relação às perdas técnicas, a ANEEL estabeleceu um conjunto de premissas para o dimensionamento, onde se destacam, dentre outras:

(i) a apuração das perdas no sistema de distribuição, inclusive, das demais instalações de transmissão;

(ii) a avaliação das perdas na alta tensão (igual ou superior a 69 kV), em função do balanço de energia e pelos resultados dos fluxos de potência;

(iii) a avaliação das perdas no restante do sistema (abaixo de 69 kV), transformadores e

redes de distribuição, com base em agrupamentos de redes e transformadores;

(iv) a consideração das perdas elétricas produzidas por efeito corona em conexão, sistemas supervisórios, reles, capacitores, transformadores, fuga de corrente em isoladores e pára-raios, etc., com base em informações da concessionária, para avaliação.

A avaliação das perdas segundo a ANEEL será anual e considerará o período tarifário de cada concessionária. Os valores das perdas totais deverão ser desagregados para cada nível de tensão e relação de transformação, com base na circulação de energia em cada segmento de distribuição.

No caso das perdas não técnicas, o maior percentual está associado ao furto de energia, e, segundo a ANEEL, a concessionária dispõe de ferramentas e possibilidades de gerenciamento desse tipo de perda de energia.

Como o problema ocorre de forma bastante distinta entre as concessionárias, a ANEEL passou a dar um tratamento específico, com base na realidade de cada concessão, sendo, então, considerados, dentre outros possíveis fatores, os seguintes pontos:

- (i) os atuais níveis de perdas e inadimplência, além do histórico dos últimos anos;
- (ii) estudo envolvendo o diagnóstico da atual situação das perdas, as ações desenvolvidas, o desempenho da concessionária na redução das perdas e a proposta para o nível a ser alcançado na próxima revisão;
- (iii) indicadores para comparação entre concessionárias;
- (iv) melhores práticas de combate às perdas de energia;
- (v) investimentos realizados e despesas anuais para combate às perdas, por projeto;
- (vi) unidades consumidoras sem medição e;
- (vii) ações de eficiência energética em comunidades de baixa renda.

Com base nessas considerações, a ANEEL estabeleceu as trajetórias regulatórias das perdas não técnicas (redução das perdas de energia), a partir do reconhecimento de um padrão de referência.

Na Nota Técnica n°. 290/2008-SRE/ANEEL, a Agência explicitou a metodologia para definição das perdas não técnicas, que resultou na definição de um índice que torna comparáveis as concessionárias e que considerou as seguintes variáveis sócio-econômicas:

- (i) desigualdade social;
- (ii) violência;

- (iii) cobertura de abastecimento de água;
- (iv) percentual de pessoas que vivem em domicílios subnormais.

A ANEEL reconhece que esta comparação não captura todos os aspectos que envolvem a determinação da perda não técnica numa dada concessionária. No entanto, os resultados obtidos mostraram-se coerentes com a atual realidade; portanto, não há porque se esperar grandes alterações.

O segundo ciclo de revisões tarifárias foi caracterizado pelo fato de prevalecer o “reposicionamento tarifário” negativo. Isto, de certa forma, já era esperado, pois no primeiro ciclo as tarifas das concessionárias foram revisadas de tal forma que as concessionárias das áreas de concessão com menor desenvolvimento sócio-econômico passaram a ter o mesmo nível de remuneração das concessionárias situadas em áreas de maior desenvolvimento.

A elevação das tarifas de forma diferenciada no primeiro ciclo representou o início da assimetria tarifária, enquanto a redução das tarifas no segundo ciclo acentuou as diferenças entre as tarifas das concessionárias, uma vez que a metodologia da ANEEL propiciou maiores reduções dos níveis tarifários daquelas concessionárias situadas nas áreas de maior desenvolvimento sócio-econômico.

No próximo capítulo são feitas abordagens de natureza econômica e jurídica, com o intuito de propor melhorias no processo de revisão tarifária periódica.

Capítulo 5

Avaliação da Metodologia de Revisão Tarifária

Neste capítulo são identificadas as percepções de ordem econômica e jurídica em relação ao processo de revisão tarifária periódica, com a intenção de identificar uma proposta que possa auxiliar na redução da assimetria tarifária, diferença entre tarifas, provocada pela aplicação da metodologia de “reposicionamento tarifário” nos dois ciclos tarifários.

5.1 - Contextualização

As abordagens apresentadas na presente dissertação são complementares e desenvolvidas a partir do desafio de tentar sugerir alternativas mais justas para consumidores e investidores.

A primeira tem um enfoque econômico e procura demonstrar que existe uma condição inicial de equilíbrio contratual gerada pela aplicação das tarifas iniciais ao mercado de referência e que o estabelecimento de um novo equilíbrio por meio da “metodologia de reposicionamento tarifário” da ANEEL deixa de observar o equilíbrio inicial.

As outras abordagens, mais de natureza jurídica, procuram identificar pontos que deveriam estar presentes, ou serem observados por ocasião da discussão da revisão tarifária periódica.

Estabelecida à necessidade da revisão tarifária, o principal ponto a ser observado, do ponto de vista jurídico, diz respeito ao disposto no Art.9 da Lei n°. 8.987/1995, que define: “A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato”. O fato das tarifas serem recalculadas e não preservadas é um dos pontos a ser observado na elaboração da proposta de melhoria do atual processo de revisão tarifária.

Como a discussão das tarifas é um processo complexo, envolvendo, dentre outras considerações, a própria política tarifária do governo, o enfoque tarifário será isolado e a abordagem se concentrará na preservação da Parcela B (custos gerenciáveis) presente na estrutura

tarifária inicial e no dimensionamento da Parcela B necessária ao atendimento da expansão de mercado.

5.2 – Enfoque Econômico

É sempre importante lembrar que o modelo tarifário anterior, com tarifas equalizadas e com remuneração mínima garantida, ao se esgotar deixou como legado à sociedade brasileira uma dívida referente à Conta de Resultados a Compensar – CRC, conforme Portaria DNAEE n°. 201/1994, de 11.740.741368,0750 UFIR, equivalente hoje, se considerados os juros, a mais de 25% da atual dívida do governo federal.

Entender que essa dívida proporcionou a necessária indenização da remuneração não auferida dos agentes de distribuição e de geração de energia elétrica, dos investimentos realizados até uma determinada data, demonstrou que a intenção do governo federal era cumprir com a legislação vigente e procurar uma alternativa para a regulação dos serviços públicos conforme possibilidade prevista na Constituição de 1988.

No passado, quando o Governo Federal optou por um modelo de regulação econômica de equalização tarifária no País, essa opção foi decorrente da percepção das conhecidas desigualdades regionais e das dificuldades de se propiciar um desenvolvimento sócio-econômico que garantisse a justa remuneração das concessionárias de distribuição em todas as regiões do Brasil.

No modelo de tarifa equalizada, as concessionárias das regiões mais desenvolvidas economicamente gerariam recursos para garantir a remuneração das concessionárias das regiões menos desenvolvidas. Esse fato é importante, uma vez que qualquer proposta tarifária que viesse a ser implementada deveria ter uma alternativa para superar as desigualdades regionais. É oportuno observar que essa diferença no desenvolvimento econômico regional ainda é uma realidade nos dias de hoje.

Um dos principais problemas do modelo tarifário anterior, abstando-se dos demais problemas econômicos do País, surgiu quando o Governo Federal passou a utilizar as tarifas de energia elétrica como instrumento de controle inflacionário, ao mesmo tempo em que não implementava mecanismos de estímulo à eficiência das concessionárias.

O mecanismo de transferência de recursos entre concessionárias com o tempo passou a ser questionado. Além disso, o processo de controle de preços impôs severas perdas aos agentes e este fato acabou por gerar uma inadimplência generalizada, que culminou com a intervenção do

governo federal e a extinção do modelo tarifário de serviço pelo custo.

Com a extinção da remuneração garantida e a promulgação da Lei de Concessões, que regulamentou a aplicação do Art. 175 da Constituição Federal, a legislação propiciou as condições gerais para transferência de um serviço público para a administração privada via processo de licitação dos serviços, onde a tarifa a ser praticada corresponderia à menor tarifa ofertada na licitação.

Considerando essa condição legal, pode-se afirmar que a expectativa inicial era de que qualquer metodologia de regulação econômica a ser considerada no futuro não deveria impor ônus adicionais aos consumidores; este fato pode ser identificado na cláusula do contrato de concessão que diz que a tarifa em vigor na data de licitação, ou de assinatura do contrato, garante o equilíbrio econômico-financeiro. Assim, existe uma condição inicial que garante que as distribuidoras das áreas de concessão economicamente menos desenvolvidas também estão em equilíbrio.

A decisão de entrar ou sair do “negócio de distribuição de energia elétrica” passou a ser uma decisão exclusiva do investidor, seja ele estatal ou privado, pois como as tarifas iniciais garantem o equilíbrio, a remuneração do investidor seria função da gestão do negócio.

O que se pretende demonstrar é que as tarifas que garantiam o equilíbrio econômico-financeiro na data da assinatura do contrato de concessão e necessárias ao atendimento de um dado mercado de referência (volume de energia e número de consumidores) deveriam ser “preservadas”. Os custos adicionais decorrentes da natural expansão de mercado deveriam ser avaliados, levando-se em conta os ganhos de eficiência e de produtividade da concessionária antes de serem considerados nas tarifas.

As tarifas reconhecidas como de equilíbrio, que devem ser preservadas, correspondem àquelas identificadas no contrato de concessão constante do edital de privatização para as concessionárias onde ocorreu a transferência de controle acionário; já no caso das demais concessionárias, de controle privado ou estatal, que tiveram as suas concessões prorrogadas, correspondem às tarifas praticadas na data de assinatura do contrato de concessão.

Com base na premissa de que existia uma tarifa de equilíbrio e que ela deveria ser preservada, é possível identificar qual o montante de recursos gerenciáveis que o detentor da concessão teria para conduzir o “negócio” de distribuição de energia elétrica até o final da concessão, sendo esse o primeiro ponto da abordagem econômica.

Para melhor entendimento, numa situação limite, caso não houvesse alteração de custos e de mercado, o montante de recursos inicialmente identificado como de equilíbrio deveria prevalecer até o final do prazo contratual. O conceito de equilíbrio se traduz num conceito econômico originado das tarifas praticadas na data de assinatura do contrato de concessão.

Para identificar esse primeiro ponto, é necessário admitir um caso hipotético onde as tarifas constantes do processo de licitação, caso de concessionárias privatizadas, ou mesmo aquelas constantes de contratos prorrogados sejam, por exemplo, de R\$ 1,00/MWh para o Consumidor A e de R\$ 3,00/MWh para o Consumidor B e que ambos tenham um consumo anual de 100 MWh, sendo estas as condições que geram a condição de equilíbrio traduzida numa Receita Anual de Equilíbrio de R\$ 400,00, conforme indicado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Receita Anual de Equilíbrio

Descrição	Consumidor A	Consumidor B	Total
1. Tarifa - R\$ / MWh	1,00	3,00	2,00
2. Mercado - MWh	100	100	200
3. Receita Anual - R\$	100,00	300,00	400,00
4. Parcela A - R\$	60,00	180,00	240,00
5. Parcela B - R\$	40,00	120,00	160,00

Como a condição de equilíbrio é dada pela Parcela B e admitindo que não haja expansão do mercado e nem elevação de custos, é possível afirmar que as tarifas praticadas no ano “n” (início da concessão) seriam as mesmas no ano “n+30” (final da concessão). O volume de recursos colocados à disposição do operador da concessão via Parcela B é de R\$ 160,00, o mesmo do início até o final da concessão.

A composição da Parcela B não precisa ser a mesma. Assim, o valor de R\$ 160,00 no ano “n” poderia ser de R\$ 120,00 para cobertura dos custos operacionais e de R\$ 40,00 para remuneração dos investimentos; já no ano “n+30”, a mesma Parcela B seria composta de R\$ 80,00 para cobertura dos custos operacionais e de R\$ 80,00 para remuneração dos investimentos. O fato de ter ocorrido uma substancial mudança na forma de gerir o “negócio de distribuição”, conforme observado na Parcela B, não implica em mudança de tarifas, já que elas são as mesmas da proposta vencedora da licitação.

A forma como a Parcela B correspondente ao equilíbrio inicial é administrada não pode impactar as tarifas. Este é o segundo ponto da abordagem econômica. Existe um montante de recursos gerenciáveis, identificado no equilíbrio inicial, que pode ser gerenciado pelo detentor da concessão do jeito que quiser – aumentar ou reduzir despesas, aumentar a distribuição de dividendos, etc.

O valor da Parcela B, de R\$ 160,00, obtido a partir do mercado total de 200 MWh, deve ter o seu valor monetário preservado ao longo do contrato de concessão, com atualização pelo índice de correção de preços do contrato. O que se quer concluir é que existe um montante mínimo de Parcela B necessário ao atendimento do mercado (consumo de energia e número de consumidores), que deve ser mantido e atualizado monetariamente até o final do contrato de concessão.

Admitindo-se, agora, a expansão do mercado, que passa de 200 MWh para 600 MWh, bem como a manutenção das tarifas iniciais, chega-se à seguinte receita total, antes da análise da Parcela B, conforme apresentado na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Receita Total

Descrição	Consumidor A	Consumidor B	Total
1. Tarifa - R\$ / MWh	1,00	3,00	2,00
2. Mercado - MWh	300	300	600
3. Receita Anual - R\$	300,00	900,00	1.200,00
4.Parcela A - R\$	180,00	540,00	720,00
5. Parcela B - R\$	120,00	360,00	480,00

Como pode ser observado nesta tabela, o valor da Parcela B passou de R\$ 160,00 para R\$ 480,00. Existe, portanto, um crescimento de R\$ 320,00 nessa parcela decorrente tão somente do crescimento de mercado. Neste caso, deve ser avaliada a produtividade obtida pela concessionária com esse crescimento de mercado para compartilhamento com o consumidor.

O terceiro ponto da abordagem econômica diz respeito ao fato de como deve ser considerado o compartilhamento dos ganhos de produtividade do “negócio de distribuição” entre a distribuidora e o consumidor, respeitando-se a receita mínima inicial. No caso em que houver a imposição de custos advindos de programas impostos pelo Governo, estes devem ser

considerados se não estiverem explicitados quando da assinatura do contrato de concessão.

Os valores dos custos médios que retratam o equilíbrio inicial no presente exemplo seriam de R\$ 1,20/MWh para a Parcela A e de R\$ 0,80/MWh para a Parcela B.

A manutenção do custo médio da Parcela B em R\$ 0,80/MWh, que retrata uma condição inicial de equilíbrio, significa que não há ganhos de produtividade, ou mesmo elevação de custos. Então é possível afirmar que, para o mercado de 200 MWh, o custo médio deve ser mantido em R\$ 0,80/MWh. Contudo, para o atendimento do restante do mercado, de 400 MWh, há que se avaliar qual deveria ser o custo médio a ser atribuído.

A definição de um novo custo médio, menor ou maior, para essa parcela de mercado que excede o mercado original da data de assinatura do contrato de concessão é algo mais do que razoável. De um lado pode haver redução de custos por conta dos ganhos de produtividade e de eficiência da concessionária e, de outro, a elevação de custos por conta da implementação de programas de governo e/ou exigências legais.

O custo médio que refletiria a expansão de mercado deveria ser definido a cada ciclo de revisão tarifária, com base nos valor realizado da própria concessionária, ou com base num custo de referência claramente definido pela agência reguladora.

Admitindo-se, no exemplo, uma redução de 60% nos custos médios iniciais da Parcela B, ter-se-ia R\$ 0,32/MWh; este seria o valor a ser considerado no atendimento do acréscimo de mercado de 400 MWh.

Descrição	Custo Médio Inicial	Custo Médio Revisado
Parcela A - R\$ / MWh	1,20	1,20
Parcela B - R\$ / Mwh	0,80	0,32

Como decorrência, o montante de Parcela B para atendimento da expansão de mercado de 400 MWh seria de R\$ 128,00. O exemplo apresentado reflete um crescimento de mercado onde a produtividade e a eficiência da concessionária deve ser repassada aos consumidores.

Numa situação contrária, onde houvesse uma redução no mercado, não haveria porque se falar em elevação de tarifas para garantia da condição de equilíbrio inicial. Na regulação econômica de tarifa pelo preço, onde não há remuneração garantida, não caberia ao consumidor, que não tem alternativas quanto às condições de suprimento de energia elétrica, o risco de mercado do “negócio de distribuição” de energia elétrica.

O que se assume é que existe uma condição inicial de equilíbrio dada exclusivamente em

função das tarifas que deveriam ser mantidas via preservação da Parcela B existente no equilíbrio inicial.

Fazendo uma analogia desse exemplo, a preços constantes, com a metodologia da revisão tarifária periódica da ANEEL para cálculo da Parcela B, é possível a identificação das seguintes etapas:

(i) identificação da Parcela B oriunda da condição inicial de equilíbrio existente na data de assinatura do contrato de concessão, atualizada monetariamente até a data da revisão tarifária (R\$ 160,00 mais a variação do IGPM do período caso houvesse inflação), resultando em R\$ 160,00;

(ii) identificação da Parcela B que incorpora os ganhos de produtividade e de eficiência no atendimento da expansão do mercado de todo o período tarifário, no caso com uma redução de 60% nos custos médios (R\$ 0,32/MWh x 400 MWh = R\$ 128,00), resultando em R\$ 128,00 e;

(iii) a Parcela B seria igual ao valor da Parcela B de equilíbrio inicial, de R\$ 160,00, mais o valor da Parcela B necessário ao atendimento da expansão de mercado, de R\$ 128,00.

O valor assim obtido seria aquele que respeitaria a condição inicial do equilíbrio contratual e que, ao mesmo tempo, repassaria ao consumidor os ganhos de produtividade do negócio.

O resultado obtido, identificado na Tabela 5.3, retrataria a receita total de equilíbrio a ser observada no momento da revisão tarifária.

Tabela 5.3 – Receita Total de Equilíbrio

Descrição	Na Data de Assinatura do Contrato	Na Data da Revisão Tarifária	Total
1. Tarifa - R\$ / MWh	2,00	1,52	1,68
2. Mercado - MWh	200	400	600
3. Receita Anual - R\$	400,00	608,00	1.008,00
4.Parcela A - R\$	240,00	480,00	720,00
5. Parcela B - R\$	160,00	128,00	288,00
6. Custo Médio - R\$ / MWh			1,68

No exemplo, ficam faltando as considerações envolvendo o fator "X" previsto no contrato de concessão, definido como igual a "zero" para o primeiro ciclo tarifário e calculado a partir da primeira revisão tarifária periódica. Embora a forma de calcular o Fator X não seja objeto da

presente dissertação, fica evidenciado que deveria haver uma comparação com a condição inicial de equilíbrio contratual para uma correta quantificação.

O Fator X deveria ser apurado mediante a comparação, na mesma base de preços, do valor da Parcela B do equilíbrio inicial e o valor efetivamente realizado dessa parcela a cada ano. Com isso, é inegável que ele deveria ser calculado tão somente em relação aos dados realizados; deste modo, ele deveria ser retrospectivo e não prospectivo conforme estabelece a metodologia atual da ANEEL.

O cálculo do Fator X da forma como descrito conciliaria a posição legal desta dissertação – existência de um equilíbrio inicial – com o disposto na legislação que prevê o repasse dos ganhos de produtividade ao consumidor.

5.3 – Outros Enfoques

Existe a necessidade de se avaliar possíveis considerações de ordem jurídica que poderiam levar a uma interpretação do processo de revisão de tarifária de forma diferente da “metodologia de reposicionamento tarifário” da ANEEL.

Em relação à metodologia aplicada nos dois ciclos de revisões tarifárias, é esclarecedor o parecer da Procuradoria Federal da ANEEL, Parecer 735/2008-PF/ANEEL, referente à legalidade da metodologia do Fator “X”, conforme disposto na Nota Técnica n° 352/2008-SRE/ANEEL, aplicável ao segundo ciclo de revisões tarifárias. Algumas das principais conclusões dão um melhor entendimento ao processo de revisão tarifária:

“41. Conclui-se, portanto, que a metodologia para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão é fruto da discricionariedade técnica da Agência Reguladora e do Poder Concedente por ela representado. (...)”

43. Neste sentido, é importante destacar que o contrato de concessão tem fórmulas paramétricas de reposicionamento tarifário. Contudo, no que tange a fixação do nível de apropriação de ganhos de escala e eficiência, o próprio contrato de concessão deixou a margem de discricionariedade à ANEEL para fixar, segundo os critérios técnicos e metodologia a serem fixados pela própria Agência, nos exatos termos das lições de Marcos Jurena acima transcritas. (...)”

Cabe observar que a “discricionariedade técnica” de uma agência reguladora está sempre presente na regulação. A própria assimetria de informações entre o regulador e regulado requer esse posicionamento que deve ser utilizado respeitando-se a legislação no cumprimento das suas

próprias atribuições legais. O fato é que pode haver uma posição legal diferente daquela apresentada pela ANEEL para o processo de revisão tarifária periódica, na medida em que existem percepções e interpretações diferentes para esse tema.

Em dezembro de 2000, a Abradee, considerando o contrato de concessão firmado pelas suas afiliadas e as discussões envolvendo o repasse de custos e o início do processo de consulta pública referente ao processo de revisão tarifária, formulou consulta ao jurista Celso Antônio Bandeira de Mello, sobre vários pontos do contrato de concessão.

A consulta formulada da Abradee em relação ao processo de revisão tarifária foi a seguinte:

“I - A que limites está sujeita a discricionariedade da ANEEL para uma possível redução de tarifas, efetuable nas "revisões ordinárias" quadrienais previstas nos contratos de concessão?”

Em resposta à consulta da Abradee, Mello (2000) apresentou, dentre outras, uma consideração específica em relação à revisão ordinária:

“38. Isto tudo posto e considerado, às indagações da Consulta respondo:

I - A discricionariedade da ANEEL na "revisão ordinária" quadrienal, no que concerne à eventual redução de tarifas, está balizada, desde logo, pela impossibilidade de reduzir a margem remuneratória que à época do travamento do contrato adviria para a concessionária, conforme os termos da equação econômico-financeira então estabelecida (itens 21 a 23 do parecer). Além disto, a margem de discricionariedade da ANEEL não lhe permitiria converter em redução tarifária a integralidade dos ganhos de eficiência ou outros proveitos que a concessionária haja conseguido auferir como fruto do aprimoramento da gestão empresarial, pois terá de partilhá-los com ela, sem o que não haveria os estímulos que a cláusula pretende fomentar (itens 24 e 25). Igualmente, não seria de admitir redução tarifária que tornasse o empreendimento inviável, ou, do ponto de vista econômico, completamente desinteressante para o empreendedor. Por fim, também não pode haver redução que desconsidere os patamares tarifários praticados interna e internacionalmente (item 26); (...).”

O que se percebe da opinião do renomado jurista é que a redução das tarifas estaria balizada pela impossibilidade de se reduzir a “margem remuneratória” apurada na época da assinatura do contrato de concessão. Ele identifica que há uma condição inicial de remuneração para a concessionária (“margem remuneratória”) e que esta deveria ser observada quando do cálculo das tarifas nas revisões tarifárias.

A metodologia da ANEEL para o reposicionamento tarifário, ao estabelecer um “novo

equilíbrio econômico-financeiro”, não observa nem o conceito de “margem remuneratória” do parecer jurídico e nem o de “equilíbrio inicial” identificado nesta dissertação.

O fato do processo de revisão tarifária previsto no contrato de concessão não conter conceitos claros e objetivos que auxiliem na sua implementação faz com que outras interpretações possam ser desenvolvidas.

As conclusões constantes do Parecer 735/2008-PF/ANEEL também remetem aos conceitos e ensinamentos daqueles que defendem o direito e como tal também devem ser avaliados em qualquer discussão que se tenha a respeito do tema “revisão tarifária”.

Em relação a esses conceitos, são oportunos os identificados no livro “A Teoria Geral das Concessões de Serviço Público” (Filho, 2003). São descritos, a seguir, alguns deles:

(i) Critérios e procedimentos de reajuste e revisão – para o jurista o reajuste deve ter um procedimento automático e simples, enquanto a revisão exige a comprovação dos eventos que provocaram modificações imprevisíveis nos custos e encargos e nas vantagens do concessionário;

(ii) O modelo da tarifa pelo custo do serviço – definindo o modelo, diz que ele deve assegurar ao particular uma remuneração que permita a amortização dos investimentos, a compensação dos seus custos e a obtenção de um retorno satisfatório, além disso, a variação do valor tarifário real dependerá da quebra da equação econômico-financeira;

(iii) A configuração da equação econômico-financeira dinâmica – ao se referir à adoção da tarifa pelo preço, afirma que a equação econômico-financeira passa a ser dinâmica, de modo a comportar variações constantes de encargos e vantagens, sendo que a previsão inicial, formulada por ocasião da proposta, envolve uma estimativa genérica que deverá presidir a relação jurídica em seu todo. O resultado final deve acompanhar as previsões sem imposição de uma compatibilidade exata e precisa ao longo de cada exato momento da concessão;

(iv) Manutenção do equilíbrio econômico-financeiro – conceitua que a equação econômico-financeira é intangível, na acepção de que, uma vez aperfeiçoada, não pode ser infringida. O equilíbrio consiste na impossibilidade de alterar apenas um ângulo da equação, não sendo possível alterar, quantitativa ou qualitativamente, apenas o âmbito dos encargos (referindo-se ele aos custos envolvidos) ou tão somente o ângulo das retribuições (referindo-se às remunerações). A intangibilidade da equação veda qualquer modificação na relação de natureza econômica entre encargos e vantagens;

(v) A Quebra do Equilíbrio Econômico-financeiro – afirma que a quebra do equilíbrio é um

fenômeno essencialmente econômico e que consiste na alteração do resultado econômico extraível da contratação administrativa e implica em afirmar que a quebra do equilíbrio consiste em uma variação entre as projeções originalmente elaboradas pelas partes e a realidade verificada durante a execução do contrato.

Os conceitos jurídicos apresentados levam a uma reflexão de que haveria uma condição de equilíbrio inicial – previsões iniciais do contrato – e que, mesmo reconhecendo o caráter dinâmico da equação econômico-financeira na garantia do equilíbrio do contrato de concessão, deveriam ser observadas ao longo da sua execução. As previsões iniciais do contrato, no caso do setor de distribuição de energia elétrica, poderiam ser as condições de mercado e de tarifas iniciais observadas no primeiro ano do contrato.

Outra reflexão sobre o tema é dada por Said (2007), ex-Diretor Geral da ANEEL, que participou das discussões que resultaram no modelo de privatização do setor elétrico brasileiro. Na sua argumentação, ele defende a tese de que o processo de revisão tarifária deveria ocorrer num contexto legal diverso daquele implementado pela ANEEL.

Na visão dele, os critérios estabelecidos pela ANEEL para a revisão das tarifas de energia desrespeitam aqueles estabelecidos para o regime tarifário do "serviço pelo preço", regulamentado pelas Leis nº. 8.987/1995, nº. 9.074/1995 e nº. 9.427/1996, para retornar aos critérios do regime tarifário de "serviço pelo custo". Até a edição da Lei nº. 8.987/1995, as tarifas para a distribuição de energia eram fixadas pelo regime do serviço pelo custo, pelo qual a União garantia à concessionária distribuidora a cobertura dos custos decorrentes da prestação do serviço, mais uma margem de lucro que variava de 10% a 12% do investimento remunerável, conforme determinava o Decreto nº. 41.019/1957, que regulamentou o Código de Águas.

Argumenta que, com a falência do regime do serviço pelo custo e a necessidade de atração de novos investimentos para o setor elétrico, sobreveio uma legislação que introduziu o regime do serviço pelo preço.

No regime de serviço pelo preço as tarifas de distribuição de energia seriam fixadas pelo preço da proposta vencedora da licitação, e preservadas pelas regras de reajuste e revisão previstas na lei e no contrato, mantendo-se assim o equilíbrio econômico-financeiro original.

Segundo essa visão legal, a ANEEL estabeleceu critérios para revisão das tarifas que desrespeitam o regime do serviço pelo preço, pois para ele é irrelevante o valor do investimento ou dos ativos empregados no serviço, pois no serviço pelo preço prepondera o valor original das

tarifas. Estas devem ser preservadas ao longo do contrato de concessão como forma de manter o equilíbrio econômico-financeiro.

Segundo Said, o desvio legal tende a beneficiar os investidores que nas privatizações pagaram menos por empresas com ativos menos produtivos, em detrimento daqueles que pagaram mais pelas empresas com ativos mais produtivos, o que contraria o espírito do regime do “serviço pelo preço”, que foi a espinha dorsal do processo de privatização e dos contratos de concessão dela resultantes.

A aplicação das citadas resoluções da ANEEL implica na quebra do equilíbrio econômico-financeiro inicial dos contratos de concessão, apenas para atender os anseios imediatos de uma regulação que supostamente viria em benefício dos consumidores. Esse desvio legal causará, a médio e longo prazo, sérios prejuízos tanto para o serviço público como para o País, e, por via de consequência, para o consumidor.

Segundo ele, as regras para a revisão tarifária estão previstas no contrato de concessão e, com certeza, devem ser interpretadas de modo diverso daquele utilizado pela ANEEL. O ponto de partida seria uma interpretação diferente daquela feita pela Agência das condições contratuais que possibilitam a instalação do processo de revisão tarifária; isto é, é necessário verificar se as alterações na estrutura de custos e de mercado, dos níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional e dos estímulos à eficiência e à modicidade tarifária efetivamente levam a necessidade de realização do processo de revisão tarifária.

Embora questionável esta posição de não realização de revisão tarifária periódica num setor considerado como monopólio natural, é oportuno observar as considerações pelo mesmo, a saber:

(i) Avaliação da estrutura de custos – necessidade de avaliação das alterações nos custos médios iniciais, para identificação do surgimento de novos custos, ou se ocorreram alterações nos custos médios iniciais, para mais ou para menos;

(ii) Avaliação da estrutura de mercado - fundamental na definição da receita tomada como ponto de partida e considerada como suficiente para manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, já que, na data de assinatura do contrato de concessão, como as tarifas de energia elétrica apresentavam diferentes margens de lucro por classe de consumo, uma variação desproporcional do consumo de energia de uma classe em relação à outra classe implica na alteração da estrutura de mercado, resultando em ganhos ou perdas que devem ser corrigidos na revisão tarifária;

(iii) Níveis das tarifas em empresas similares no contexto nacional e internacional – níveis avaliados de “forma subsidiária” na revisão tarifária periódica, servem apenas como referência para a manutenção da coerência em relação ao marco regulatório inicial;

(iv) Estímulo à eficiência e à modicidade das tarifas – pressupõe-se a apropriação pela concessionária dos seus ganhos de produtividade, através da aplicação de parte em benefício da modicidade das tarifas, já que uma vez atendida a condição inicial de equilíbrio a modicidade tarifária é uma consequência natural.

Nessa proposta há a necessidade de se avaliar se houve ou não alteração na estrutura de mercado ou de custos que justifiquem a necessidade de instalação do processo de revisão tarifária periódica; caso contrário, aplica-se o reajuste tarifário anual, limitando-se a revisão tarifária a apuração do Fator X.

Em resumo, nessa abordagem, para o regime tarifário do “serviço pelo preço”, cujo preço é fixado com base na proposta vencedora da licitação, não tem relevância os ativos existentes, mas sim a sua capacidade de atender o mercado consumidor com as tarifas iniciais estabelecidas e, com isso, garantir o equilíbrio econômico-financeiro contratual.

Ao se avaliar as posições apresentadas, existe a percepção de que, no regime tarifário brasileiro, as tarifas iniciais, em função da margem de comercialização em cada nível de tensão, geram uma remuneração inicial (lucro operacional) que, de algum modo, deveria ser observada, mas não garantida, ao longo do contrato de concessão.

Concluindo, pelos enfoques aqui apresentados, a redução ou elevação das tarifas pela ANEEL, via a “metodologia de reposicionamento tarifário”, deveria observar as condições iniciais da equação econômico-financeira. Em relação a este ponto, até mesmo o enfoque de equilíbrio dinâmico dado por Filho (2003) e que daria sustentação integral a forma de atuar da ANEEL, sinaliza que as previsões iniciais do contrato de concessão deveriam ser observadas, mas não de forma a ser exatamente igual às condições iniciais, ao longo do contrato.

Na continuação dessa dissertação são feitas considerações que auxiliarão na percepção da necessidade de aprimoramento da metodologia da ANEEL.

5.4 – Reposicionamento Tarifário

Com relação à metodologia estabelecida pela ANEEL para o processo de Revisão Tarifária Periódica, não há dúvida que, do ponto de vista econômico, ela se insere entre as melhores

práticas regulatórias. O que se questiona é a aplicação do conceito de “reposicionamento tarifário”, que gerou uma assimetria tarifária indesejável e se ele realmente estaria aderente às condições iniciais de equilíbrio do contrato de concessão.

Há que se reconhecer a evolução do processo em si, principalmente com relação à transparência e publicidade na aplicação da metodologia proposta no segundo ciclo de revisões tarifárias, ainda mais se comparado ao passado recente.

A legislação setorial estabelece que compete à ANEEL a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão. Assim, a Agência estabeleceu um conjunto de metodologias que, na visão dela, garantem esse equilíbrio e, ao mesmo tempo, são aderentes ao disposto no contrato de concessão.

A metodologia colocada em audiências públicas, conforme citado nas diversas etapas desta dissertação, sofreu um processo de evolução qualitativa. Contudo, em relação ao conceito de “reposicionamento tarifário”, não houve qualquer contestação por parte dos agentes envolvidos; ao contrário, as contribuições nas audiências públicas acabaram por validar este conceito.

O reposicionamento das tarifas no momento da revisão tarifária periódica, com base em um novo nível tarifário (reconhecimento de novos valores de Parcela A e de Parcela B), diferente daquele nível tarifário inicial refletido nas tarifas vigentes na data de assinatura do contrato de concessão, significa o estabelecimento de um “novo equilíbrio” econômico-financeiro para o mesmo.

Como o equilíbrio econômico-financeiro é dado pelo valor da Parcela B e como as tarifas eram equalizadas no regime tarifário anterior, é factível afirmar que as concessões situadas em áreas de menor desenvolvimento econômico, portanto com menor densidade de carga (mercado), teriam um menor valor de Parcela B na data de assinatura do contrato de concessão. Já as concessionárias situadas em áreas com melhor desenvolvimento sócio-econômico teriam um maior valor associado à Parcela B, situação que ainda seria favorecida pela expectativa de desenvolvimento regional.

A metodologia de reposicionamento tarifário criou um “novo equilíbrio” ao estabelecer conceitos de custos e de remunerações de Parcela B para as concessões das áreas menos desenvolvidas análogos aos das concessões de áreas mais desenvolvidas economicamente, com isso o resultado normal seria:

- (i) as concessões das áreas menos desenvolvidas economicamente teriam um acréscimo de

Parcela B sem um mercado de consumo de energia suficientemente forte para suportar o aumento, e este fato levaria a uma elevação das tarifas;

(ii) as concessões das áreas mais desenvolvidas economicamente teriam um acréscimo, ou mesmo um decréscimo de Parcela B, dependendo da maturidade dos seus ativos, com um mercado de consumo de energia suficiente para possibilitar uma menor elevação das tarifas ou até mesmo uma redução.

Esta percepção é confirmada quando se comparam as tarifas médias praticadas antes e após o primeiro ciclo de revisões tarifárias. As concessionárias situadas em áreas de concessão com menor desenvolvimento sócio econômico, ou com menor densidade de carga, foram as que obtiveram os maiores reajustes com base na “metodologia de reposicionamento tarifário”, conforme observado nas audiências públicas realizadas.

A metodologia da revisão tarifária periódica descrita corresponde àquela que deve ser utilizada até o fim do segundo ciclo de revisões tarifárias. Contudo, é factível esperar mudanças no processo para o terceiro ciclo, já que aumentam as pressões da sociedade organizada para que as tarifas sejam revistas para menos.

A despeito dessas pressões, existe a necessidade de consolidação das atuais cláusulas contratuais de natureza econômico-financeira, sob pena de ser gerado uma incerteza regulatória indesejável, situação que seria pior. A consolidação da legislação só ocorre com a manutenção das regras de revisão tarifária definidas pela ANEEL, mas nada impede que melhorias possam ser propostas.

O que se deseja propor é um ajuste na metodologia que possibilite a conciliação da condição inicial de equilíbrio econômico-financeiro estabelecida no ato de assinatura do contrato de concessão, para atendimento de um dado mercado, com o repasse aos consumidores dos ganhos de produtividade e de eficiência da concessionária obtidos com a expansão de mercado.

Como a metodologia de “reposicionamento tarifário” garante, em um dado ciclo tarifário, o equilíbrio econômico-financeiro seja qual for o mercado a ser atendido, ela elimina o risco de mercado da concessionária no momento da revisão tarifária e o transfere para o consumidor por meio do ajuste das tarifas. Assim, as concessionárias das áreas de menor desenvolvimento sócio-econômico foram beneficiadas pela metodologia de “reposicionamento tarifário”, enquanto os seus consumidores foram os maiores prejudicados com a elevação das tarifas.

O ajuste metodológico sugerido procura respeitar a condição inicial de equilíbrio, ao

assumir que as tarifas praticadas no regime tarifário anterior eram adequadas à estrutura de mercado do Brasil da época. Uma parcela do efeito da metodologia de “reposicionamento tarifário” poderia se tornar “risco da concessionária”, já que ela aceitou as condições iniciais de mercado e de tarifa. Já o atendimento da expansão do mercado, após a assinatura do contrato de concessão, ficaria sujeito às regras de repasse de custos que viessem a ser estabelecidas no processo de revisão tarifária pela ANEEL.

Para melhor entendimento de que houve, o estabelecimento de um novo equilíbrio econômico-financeiro para o contrato de concessão, e que essa nova condição de equilíbrio afetou de forma diferenciada as concessionárias, é apresentado, a seguir, um conjunto de tarifas médias e de custos médios da Parcela B de concessionárias que passaram pelo processo de revisão tarifária periódica em abril de 2003 e que permitem avaliar a alteração das condições iniciais de equilíbrio.

Como as tarifas e os custos médios da Tabela 5.4 estão na mesma base de preços e, até a data anterior à da revisão tarifária, só ocorreram os reajustes tarifários, conforme a fórmula paramétrica do contrato de concessão, é factível admitir que as mesmas foram preservadas até o primeiro ciclo de revisões tarifárias e, portanto, retratariam as relatividades existentes na data de assinatura dos contratos de concessão.

Considerando a CPFL Paulista como referência, apenas por ter ela o menor custo médio de Parcela B, seria obtida uma posição relativa existente naquele momento conforme indicado na Tabela 5.5.

O que se destaca é o fato de que, no caso das distribuidoras privatizadas (CPFL Paulista, CEMAT, Enersul e Coelba), já havia uma expressiva variação entre os valores médios praticados para a Parcela B e, neste caso, somente a análise dos reajustes anteriores à privatização e a composição da estrutura de mercado é que se poderiam explicar este fato.

Com a revisão tarifária de 2003 foram geradas novas relações entre as tarifas médias e os custos médios da Parcela B das distribuidoras, que retratam a condição de equilíbrio contratual conforme valores identificados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Tarifas Médias e Custos Médios da Parcela B - Abril/97 a Março/98 (*)

Concessionária	Receita Total	Parcela B	Mercado	Tarifa Média	Custos Médios da Parcela B
	R\$ mil	R\$ mil	MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
CPFL Paulista	1.669.206	881.467	18.228.079	91,57	48,36
CEMAT	321.507	171.094	2.467.392	130,30	69,34
CEMIG	3.389.868	1.863.183	35.624.918	95,15	52,30
ENERSUL	254.827	137.929	2.480.833	102,72	55,60
COELBA	923.628	543.682	8.580.285	107,65	63,36

Fonte: (*) Última consulta feita em 01/07/09 disponível no caminho:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/audi2003.htm

Tabela 5.5 – Relatividade entre Tarifas e Custos Médios antes da Revisão Tarifária de 2003

Concessionária	Tarifa Média	Custos Médios da Parcela B	Variação da Parcela B
CPFL Paulista	1,0000	1,0000	0,0%
CEMAT	1,4229	1,4339	43,4%
CEMIG	1,0391	1,0815	8,2%
ENERSUL	1,1217	1,1497	15,0%
COELBA	1,1755	1,3103	31,0%

De modo análogo ao raciocínio anterior, adotando-se a CPFL Paulista como referência para fins de comparação, obtém-se a posição relativa entre as concessionárias indicada na Tabela 5.7.

De imediato, chama a atenção o fato da tarifa média da CPFL Paulista não ser mais a menor, posição esta assumida pela CEMIG, que passou a ter uma tarifa 3,1% menor. Em se tratando de tarifa média, este fato pode ser atribuído, em uma primeira análise, ao repasse dos custos da Parcela A, já que em relação à Parcela B os custos médios da CEMIG, que antes eram 8,2% maiores na Tabela 5.4, agora são 17,3% maiores.

Tabela 5.6 – Tarifas Médias e Custos Médios da Parcela B - Abril/03 a Março/04 (*)

Concessionária	Receita Total	Parcela B	Mercado	Tarifa Média	Custos Médios da Parcela B
	R\$ mil	R\$ mil	MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
CPFL Paulista	3.579.604	1.250.141	19.119.749	187,22	65,38
CEMAT	813.144	414.951	3.470.960	234,27	119,55
CEMIG	6.186.866	2.600.820	34.223.123	180,78	76,00
ENERSUL	664.866	338.471	2.797.349	237,68	121,00
COELBA	2.021.043	1.116.467	9.015.291	224,18	123,84

(*) Última consulta feita em 01/07/09 disponível no caminho:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/audi2003.htm

Tabela 5.7 – Relatividade entre Tarifas e Custos Médios após Revisão Tarifária de 2003

Concessionária	Tarifa Média	Custos Médios da Parcela B	Variação da Parcela B
CPFL Paulista	1,0000	1,0000	0,0%
CEMAT	1,2552	1,8446	84,5%
CEMIG	0,9686	1,1726	17,3%
ENERSUL	1,2734	1,8670	86,7%
COELBA	1,2011	1,9109	91,1%

As novas relatividades nos custos médios da Parcela B com certeza indicam um impacto diferenciado nas tarifas das concessionárias, ocasionado pela metodologia, uma vez que o setor de energia elétrica não é caracterizado por grandes e repentinas alterações na estrutura de mercado. No curto espaço de tempo entre a data de assinatura do contrato de concessão e a data de revisão tarifária periódica ele pode ter sua importância reduzida quando da estruturação das tarifas.

Da análise da evolução dos custos médios da Parcela B se percebe que os valores atribuídos às concessionárias na revisão tarifária evoluíram significativamente em relação aos da CPFL

Paulista. No caso da CEMAT, a relatividade dos custos médios passou de uma posição de 43% para 84% maior, na Enersul de 15% para 87% maior e na Coelba de 31% para 91% maior.

Como o processo de revisão tarifária da ANEEL define um “novo nível tarifário” para a Parcela B, fica evidenciado que a relatividade tarifária existente entre as concessionárias na data de assinatura do contrato de concessão e aquela obtida após a revisão tarifária de 2003 é significativamente diferente, confirmando, assim, que houve o estabelecimento de uma nova condição de equilíbrio.

Em relação ao atendimento do comando legal do contrato de concessão que trata da observação dos níveis das tarifas em empresas similares no contexto nacional e internacional, mesmo que de forma subsidiária, se percebe que o mesmo não foi objeto de uma consideração objetiva em qualquer momento do processo de revisão tarifária.

A questão central é saber qual o nível razoável de variação entre as tarifas que atenderia o disposto no contrato de concessão e, neste caso, caberia à Agência explicitar a forma de observação desse dispositivo legal. Esta é uma condição contratual que se encontra sem uma abordagem conclusiva e, com certeza, poderia ser objeto de consideração para redução da assimetria tarifária.

A despeito do que foi identificado neste capítulo sobre a fixação de um “novo equilíbrio” e, conseqüentemente, de novas tarifas, não há como negar que existe coerência metodológica entre as posições adotadas pela ANEEL ao longo dos dois ciclos de revisões tarifárias, inclusive quanto ao reajuste tarifário anual. Essa coerência metodológica pode ser observada no aditivo contratual que as concessionárias assinaram logo após o primeiro ciclo de revisões tarifárias.

A cláusula contratual que tratava do reajuste tarifário anual das concessionárias antes do primeiro ciclo de revisões tarifárias tinha a seguinte redação:

“Sexta Subclausula – O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas, na “Data de Referência Anterior” do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido: (...)”.

A interpretação dessa cláusula é simples, as tarifas iniciais do contrato de concessão garantem o equilíbrio econômico-financeiro e, portanto, bastaria a atualização monetária das tarifas com base na fórmula paramétrica referente ao Índice de Reajuste Tarifário Anual - IRT.

Após a implementação da metodologia de “reposicionamento tarifário”, na primeira revisão tarifária periódica, essa mesma cláusula passou a ter no aditivo contratual a seguinte redação:

“Subclausula Sexta – As tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” serão reajustadas de modo a recuperar a Receita da CONCESSIONÁRIA decorrente da aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio, assim definido: (...)”.

A partir desse aditivo, o conceito de equilíbrio econômico-financeiro, motivado pelo “reposicionamento tarifário”, fica explicitado na obtenção de uma receita, não que a anterior redação não levasse a essa conclusão, mas, na atual, as tarifas aplicadas ao mercado de referência devem gerar a receita reajustada da concessionária. O que se observa é que o aditivo contratual que trata do reajuste tarifário passou a ser mais coerente com o conceito de “reposicionamento tarifário”.

Em resumo, a relatividade inicial das tarifas constante do “marco regulatório” foi alterada e a metodologia de “reposicionamento tarifário” da ANEEL definiu um novo equilíbrio econômico-financeiro, diferente daquela previsão inicial formulada por ocasião da assinatura do contrato de concessão. Estes fatos e a assimetria tarifária gerada permitem um questionamento acerca do cumprimento do disposto na Lei n.º. 8987/1995 que prevê a preservação das tarifas iniciais.

Na seqüência são feitas algumas ponderações acerca de como poderia ocorrer o processo de revisão tarifária periódica de modo a observar a condição inicial de equilíbrio e a necessidade de repasse aos consumidores finais dos ganhos de produtividade e de eficiência das concessionárias de energia elétrica.

Capítulo 6

Proposta para como poderia ocorrer a Revisão Tarifária Periódica

A análise apresentada no capítulo anterior considera a relatividade existente entre as tarifas médias de fornecimento das concessionárias com base na regulação econômica anterior, e aquela identificada após a definição da receita requerida ao final do primeiro ciclo tarifário. Ela mostra que houve significativa alteração da relação inicial existente entre as tarifas e este fato merece uma abordagem jurídica e/ou econômica em face da assimetria tarifária que foi gerada.

Do ponto de vista econômico, em relação aos custos médios da Parcela B é fácil perceber a significativa elevação dos custos de algumas concessionárias, com certeza elas foram beneficiadas pela aplicação da metodologia de “reposicionamento tarifário”. Para algumas dessas concessionárias, por estarem situadas em áreas de concessão de menor desenvolvimento sócio-econômico ou mesmo por terem uma estrutura de mercado com baixa densidade de carga, não haveria a garantia de obtenção da remuneração dos investimentos se não ocorresse uma significativa elevação das tarifas.

Em tese, não há porque falar em elevação das tarifas para compensar a incapacidade do mercado em gerar o volume de recursos necessários à garantia do equilíbrio econômico-financeiro, já que, uma vez reconhecido o equilíbrio inicial com base nas tarifas em vigor, o risco de mercado estaria implícito na própria legislação que trata da atividade de distribuição de energia elétrica. Atualmente, no Brasil, no “negócio de distribuição” de energia elétrica não é factível a concessionária de distribuição isolar o “serviço de redes” do suprimento de energia elétrica.

Para tentar identificar as diversas situações que poderiam ocorrer com algumas concessionárias que passaram pelo processo de revisão tarifária, ao se considerar a condição inicial de equilíbrio econômico-financeiro e a necessidade de repasse aos consumidores finais dos ganhos de produtividade e de eficiência das concessionárias, são apresentadas considerações acerca do processo de algumas delas.

Em relação às distribuidoras privatizadas que foram avaliadas em função do fluxo de caixa descontado, metodologia constante do Edital de Privatização utilizada no cálculo do denominado Valor Econômico Mínimo – VEM, base para valoração das ações que seriam alienadas no processo de privatização, uma das principais premissas utilizadas e que constava da “minuta de contrato de concessão” disponibilizada à época era de que as tarifas vigentes garantiam o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

O cálculo do VEM não guarda uma relação direta com a atual regulação econômica, no entanto, confirma a existência de uma tarifa de equilíbrio inicial aceita no processo de privatização e que ela foi considerada no cálculo do fluxo de caixa descontado. De forma complementar há o fato de que todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica, com controle acionário estatal ou privado, sem exceção, reconheceram que as tarifas iniciais garantiam o equilíbrio do contrato de concessão.

Não há porque se falar em concessionária mais ou menos favorecida do ponto de vista tarifário uma vez que as condições contratuais foram avaliadas e aceitas pelos agentes envolvidos quando da assinatura do contrato de concessão. A ressalva fica por conta do mercado associado a cada concessionária, onde aquelas com maior densidade de carga teriam condições de garantir melhores níveis de remuneração dos investimentos.

Para avaliação dos resultados obtidos com a implementação dos ajustes propostos para a metodologia de “reposicionamento tarifário” da ANEEL foi selecionada a Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista que é uma distribuidora situada numa região de grande desenvolvimento sócio-econômico.

No desenvolvimento da avaliação dos ajustes propostos nesta dissertação foram considerados os dados públicos da CPFL Paulista, disponíveis no site da ANEEL na parte referente às Audiências Públicas, que serviram de base para a Primeira Revisão Tarifária Periódica da concessionária.

A partir da Nota Técnica n°. 041/2003-SRE/ANEEL (ver Anexo 2) foi possível obter os dados referentes ao primeiro reajuste tarifário anual, período correspondente a abril de 1997 a março de 1998, onde estão contempladas as tarifas vigentes à data de assinatura do contrato de concessão. É possível afirmar que esse período corresponde ao momento em que deve ser identificada a condição inicial de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de 1997.

A concessionária ao concordar com o fato de que as tarifas iniciais homologadas pela ANEEL, preços de março de 1997, garantiam o equilíbrio da concessão passou a dispor de um volume inicial de recursos gerenciáveis passíveis de serem quantificados quando do cálculo do primeiro reajuste tarifário conforme demonstrado na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Receita Inicial de Equilíbrio com PIS/COFINS

Descrição	R\$ mil	Participação
Receita Anual	1.669.206	100,00%
Parcela A - Custos Não Gerenciáveis	787.739	47,19%
Parcela B - Custos Gerenciáveis com PIS/COFINS e P&D	881.467	52,81%

Como naquela ocasião o PIS/COFINS fazia parte da tarifa de energia elétrica e as despesas com Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética estavam consideradas na Parcela B, é necessária a exclusão dos impostos da Parcela B e a transferência da P&D para a Parcela A, conforme indicado na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Receita Inicial de Equilíbrio sem PIS/COFINS

Descrição	R\$ mil	Participação
Receita Anual sem PIS/COFINS	1.596.095	100,00%
Parcela A - Custos Não Gerenciáveis com P&D	803.700	50,35%
Parcela B - Custos Gerenciáveis	792.395	49,65%

A primeira conclusão é de que os recursos gerenciáveis correspondentes a Parcela B no montante de R\$ 792.395 mil (a preços de março de 1997) seriam suficientes para a manutenção e operação do sistema de distribuição de energia elétrica de modo a atender cerca de 2,4 milhões de consumidores e um mercado de venda de energia de 18.228 GWh/ano.

A concessionária teria direito ao montante de R\$ 792.395 mil para utilizar da maneira que mais lhe conviesse. Assim, numa situação limite onde não houvesse a elevação dos custos, nem inflação e nem crescimento de mercado este seria o valor da Parcela B devido à concessionária até o final do contrato de concessão.

O primeiro passo da proposta descrita nesta dissertação consiste na definição de como fazer a movimentação dos “custos gerenciáveis” identificados inicialmente e assim preservar o seu valor monetário ao longo do tempo em cada revisão tarifária periódica.

Considerando que o IGPM corresponde ao índice geral de preços que retrata a inflação repassada às tarifas por meio de fórmula paramétrica do reajuste tarifário anual, constante do contrato de concessão, esta seria, a princípio, a melhor alternativa para atualização monetária dos “custos gerenciáveis” (Parcela B), contudo nada impede a adoção de outro índice de preços.

A maior restrição à utilização do IGPM poderia decorrer do fato de que ao longo do tempo, em períodos de crise, ocorre um expressivo descolamento do mesmo em relação ao índice oficial de medição das metas inflacionárias do Governo Federal representado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

Os valores da Parcela B que seriam considerados nos dois ciclos de revisão tarifária da concessionária, devidamente atualizados pela variação do IGPM estão identificados na Tabela 6.3 a seguir, a preços de março de 2003 e a março de 2008, respectivamente.

Tabela 6.3 – Atualização monetária da Parcela B via IGPM

Descrição	R\$ mil	
	1º Ciclo	2º Ciclo
Parcela B - Custos Gerenciáveis		
Na data de assinatura do Contrato de Concessão	792.395	792.395
Na data da Revisão Tarifária Periódica	1.631.638	2.175.088

O valor final da Parcela B calculada pela ANEEL para o 1º Ciclo de Revisões Tarifárias, considerando a Nota Técnica n°. 059/2007-SRE/ANEEL, de 19/03/07, foi de R\$ 1.250. 141 mil, com a exclusão do PIS/COFINS e do P&D e Eficiência Energética o valor seria de R\$ 1.054.468 mil.

Há uma significativa diferença entre o valor da Parcela B inicial de R\$ 1.631.638 mil, para atendimento a um de mercado consumidor de 18.228 GWh/ano e 2,4 milhões de consumidores, e o valor reconhecido na primeira revisão tarifária periódica de R\$ 1.054.468 mil, para atendimento de um mercado consumidor de 19.237 GWh/ano e 3,0 milhões de consumidores.

Adotando o mesmo raciocínio anterior, só que utilizando o IPCA como indexador da Parcela B inicial, obtém-se uma posição, a preços de março de 2003 e março de 2008,

respectivamente, significativamente diferente, conforme a Tabela 6.4 a seguir:

Tabela 6.4 – Atualização monetária da Parcela B via IPCA

Descrição	R\$ mil	
	1º Ciclo	2º Ciclo
Parcela B - Custos Gerenciáveis		
Na data de assinatura do Contrato de Concessão	792.395	792.395
Na data da Revisão Tarifária Periódica	1.219.613	1.577.112

O fato da Parcela B inicial atualizada monetariamente, seja pelo IGPM ou IPCA, ser maior que aquela fixada pela ANEEL significa que a condição inicial de equilíbrio econômico-financeiro prevista no contrato de concessão da forma como aqui descrita não foi preservada.

Na hipótese de haver apenas o reconhecimento do valor da Parcela B inicial atualizado monetariamente na revisão tarifária, este fato significaria que toda a produtividade da concessionária no atendimento da expansão de mercado foi integralmente repassada aos consumidores. Contudo, como o valor final homologado pela ANEEL foi inferior, pode-se concluir que houve não só o repasse dos ganhos de produtividade aos consumidores, mas também o repasse de parte da Parcela B inicial, situação que não é coerente com o conceito de preservação das tarifas previsto na legislação.

De qualquer modo, na proposta aqui apresentada, além da manutenção dos custos unitários inicialmente reconhecidos como de equilíbrio, deveriam ser considerados os custos unitários decorrentes dos investimentos e dos custos operacionais necessários ao atendimento da expansão do número de consumidores, de 2,4 milhões para 3,0 milhões, representado pela evolução do mercado de venda de energia de 18.228 GWh/ano para 19.237 GWh/ano.

Em resumo, a proposta consistiria em:

(i) identificar e preservar os custos unitários praticados na data de assinatura do contrato de concessão para atendimento do mercado de referência daquela época e;

(ii) identificar quais seriam os custos unitários decorrentes dos investimentos e dos custos operacionais que deveriam ser praticados no atendimento da expansão de mercado.

O raciocínio embora seja simples por não considerar os custos médios em função da estrutura de mercado do marco regulatório inicial, posição que seria mais correta para uma análise mais assertiva, permite ao menos propor que para cada MWh vendido haveria um custo

médio gerenciável associado que retrataria a condição inicial de equilíbrio do contrato de concessão. No caso da CPFL Paulista o custo médio, a preços de março de 1997, equivalente a tarifa de equilíbrio, está demonstrado na Tabela 6.5 a seguir:

Tabela 6.5 – Custos Médios Iniciais

Descrição	Abr/97 a Mar/98
1. Parcela B - Custos Gerenciáveis - R\$ mil	792.395
2. Mercado de Venda de Energia - GWh	18.228
3. Custo Médio - R\$ / MWh (1 / 2)	43,47

A forma de associar os custos gerenciáveis ao mercado total por meio dos custos médios permite uma reflexão acerca de quais deveriam ser os custos médios prudentes necessários ao atendimento da expansão do mercado consumidor.

Como já foi dito, o mais correto seria o cálculo dos custos médios em função da estrutura de mercado existente no período tomado como referência inicial (Abr/97 a Mar/08) e depois fazer a aplicação destes custos sobre a estrutura de mercado prevista para o ano teste da revisão tarifária. Como não estão disponíveis os dados detalhados da estrutura de mercado inicial compatíveis com aqueles informados na Nota Técnica n°. 041/2003-SRE/ANEEL a opção foi pela utilização do mercado total.

Se considerado a atualização dos custos médios iniciais pela variação do IGPM do período tarifário (mar/97 a mar/03) teríamos um resultado conforme a Tabela 6.6 a seguir:

Tabela 6.6 – Custos Médios Iniciais Atualizados via IGPM

Descrição	ANO TESTE
Custo Médio - R\$ / MWh	43,47
Variação IGPM - mar/97 a mar/03	105,91%
Custo Médio - R\$ / MWh - preços mar/03	89,51

A atualização dos custos médios por meio do IPCA, conforme a Tabela 6.7, passaria a ser mais significativa quando se considera que no reconhecimento dos custos operacionais, por meio da metodologia da ER, os custos com pessoal podem representar mais de 60% do total das

despesas operacionais e são atualizados pela variação do IPCA. Além disso, no cálculo da BRR, que define a remuneração dos investimentos, há na sua composição uma forte influência do custo com pessoal.

Tabela 6.7 – Custos Médios Iniciais Atualizados via IPCA

Descrição	ANO TESTE
Custo Médio - R\$ / MWh	43,47
Varição IPCA - mar/97 a mar/03	53,91%
Custo Médio - R\$ / MWh - preços mar/03	66,91

Tendo como referência os custos médios iniciais de R\$ 89,51/MWh (atualização via IGPM) e de R\$ 66,91/MWh (atualização via IPCA) e considerando a expectativa de ganhos de escala do negócio de distribuição e os ganhos de eficiência empresarial da concessionária é possível admitir no primeiro ciclo de revisões tarifárias uma redução nos custos médios que seriam utilizados no atendimento da expansão do mercado.

No caso da CPFL Paulista o mercado evoluiu de 18.228 GWh/ano, montante identificado no primeiro ano em que a tarifa inicial esteve em vigor, para 19.237 GWh/ano, montante proposto para o ano teste da revisão tarifária de 2003, representando um acréscimo de 1.009 GWh. É oportuno observar que se por acaso houver uma redução de mercado quando da revisão tarifária haveria uma “devolução” dos recursos quando da aplicação do reposicionamento tarifário.

A definição de quais seriam os custos médios a serem considerados na expansão de mercado viria da aplicação da metodologia da ANEEL aqui descrita, com a utilização dos valores finais da Parcela B homologados pela Agência, com isso teríamos a seguinte posição a preços de março de 2003, conforme a Tabela 6.8 a seguir:

Tabela 6.8 – Custos Médios ANEEL

Descrição	ANO TESTE
1. Parcela B - Custos Gerenciáveis - R\$ mil (*)	1.054.468
2. Mercado de Venda de Energia - GWh	19.237
3. Custo Médio ANEEL - R\$ / MWh (1 / 2)	54,82

(*) Exclusive P&D e PIS/COFINS

Comparando-se os custos médios de R\$ 89,51/MWh, com atualização via IGPM, e de R\$ 66,91/MWh, com atualização via IPCA, com aquele reconhecido pela ANEEL há uma redução de 38,8% e de 18,1% respectivamente.

Para apuração do valor da Parcela B associado à expansão do mercado bastaria multiplicar o custo médio reconhecido pela ANEEL pelo acréscimo de mercado esperado para o ano teste – diferença entre o mercado do ano teste e o mercado de referência da data de assinatura do contrato de concessão – conforme Tabela 6.9.

Tabela 6.9 – Parcela B referente ao crescimento de mercado

Descrição	ANO TESTE
1. Custo Médio ANEEL - R\$ / MWh	54,82
2. Crescimento do Mercado de Venda de Energia - GWh	1.009
3. Parcela B - Custos Gerenciáveis - R\$ mil (1 x 2)	55.289

É oportuno considerar que avaliações mais precisas envolvendo os custos médios só poderiam ocorrer com o detalhamento da estrutura de mercado correspondente ao período que retrata o equilíbrio inicial (Abr/97 a Mar/98). Os dados necessários ao aprimoramento da proposta embora estejam disponíveis para a ANEEL, não puderam ser utilizados pois não são dados públicos.

Embora as avaliações possam não ser tão simples, nada impede a consideração dos custos médios totais uma vez que eles são suficientes para demonstrar os efeitos da presente proposta.

Em resumo, no caso da CPFL Paulista pela metodologia aqui apresentada haveria o reconhecimento de um valor de Parcela B de R\$ 1.906.467 mil, sendo:

(i) um valor de Parcela B oriundo da condição inicial de equilíbrio do contrato de concessão de R\$ 1.631.638 mil, atualização por meio do IGPM, que retrata o atendimento a um

mercado de 2,4 milhões de consumidores e 18.228 GWh/ano de venda de energia;

(ii) um valor de Parcela B calculado com base nos custos médios reconhecidos pela ANEEL de R\$ 55.289 mil referente ao atendimento da expansão do mercado de 0,6 milhões de consumidores e um acréscimo de 1.009 GWh/ano na venda de energia e;

(iii) um valor de R\$ 249.550 mil para P&D e Eficiência Energética e o PIS/COFINS.

Considerando a aplicação da metodologia de “reposicionamento tarifário” da ANEEL e o valor obtido para a Parcela B, conforme a metodologia constante desta dissertação, seria obtido um reposicionamento tarifário de 43,05%, conforme a Tabela 6.10 a seguir:

Tabela 6.10 – Proposta para um Novo Reposicionamento Tarifário via IGPM

Descrição	ANEEL	Proposta
Receita de Fornecimento Verificada (1)	2.932.205	2.932.205
Receita Requerida (VPA + VPB)	3.579.604	4.235.939
Total da Parcela A	2.329.463	2.329.463
Total da Parcela B (*)	1.250.141	1.906.476
Deduções à Receita Requerida (**)	(41.557)	(41.557)
Receita Requerida após as Deduções (2)	3.538.048	4.194.383
Índice de Reposicionamento Tarifário (2) / (1)	20,66%	43,05%

(*) Inclusive estimativa de P&D e PIS/COFINS

(**) Mantido o valor da TUSD que ser revisto

Utilizando o mesmo raciocínio e considerando agora a aplicação do IPCA para correção dos valores iniciais de equilíbrio seria obtido um reposicionamento tarifário de 28,23%, conforme a Tabela 6.11 a seguir:

Tabela 6.11 – Proposta para um Novo Reposicionamento Tarifário via IPCA

Descrição	ANEEL	Proposta
Receita de Fornecimento Verificada (1)	2.932.205	2.932.205
Receita Requerida (VPA + VPB)	3.579.604	3.801.392
Total da Parcela A	2.329.463	2.329.463
Total da Parcela B (*)	1.250.141	1.471.928
Deduções à Receita Requerida (**)	(41.557)	(41.557)
Receita Requerida após as Deduções (2)	3.538.048	3.759.835
Índice de Reposicionamento Tarifário (2) / (1)	20,66%	28,23%

(*) Inclusive estimativa de P&D e PIS/COFINS

(**) Mantido o valor da TUSD que ser revisto

No caso da CPFL Paulista as duas situações analisadas refletem a condição inicial de equilíbrio da Concessionária, uma atualizada pelo IGPM e outra pelo IPCA, e nelas fica evidenciado que haveria a necessidade de um reajuste complementar nas tarifas para obtenção da receita de equilíbrio da concessionária conforme a proposta aqui apresentada.

O reconhecimento e a própria manutenção dos custos médios refletidos na tarifa teto de equilíbrio seria um dos maiores incentivos concedido aos investidores que participaram do processo de privatização ou mesmo daqueles agentes que não participaram do processo. A garantia de uma tarifa teto inicial para uma parte significativa da receita é um atrativo importante para que a concessionária busque a eficiência operacional e com isso reduza os seus custos de expansão a cada ciclo tarifário.

É certo que para uma melhor consideração dos custos médios de equilíbrio faz-se necessário uma análise mais detalhada da estrutura de mercado inicial para vinculação destes custos por nível de tensão e/ou classe de consumo, fato que tornaria mais consistente as considerações do processo de revisão tarifária.

De modo análogo ao estudo do caso da CPFL Paulista será feita a avaliação do processo de revisão tarifária periódica de outras concessionárias de distribuição que ocorreram no mês de abril de 2003. Por estarem todas na mesma base de preços fica mais fácil a confrontação dos resultados obtidos.

Começando com a ENERSUL, distribuidora da região centro-oeste, que seria um contraponto a distribuidora paulista por apresentar uma área de concessão maior e uma densidade de carga menor em função do seu desenvolvimento sócio-econômico.

Inicialmente é necessária a identificação da condição inicial de equilíbrio econômico-financeiro da ENERSUL (ver Anexo 3) para atendimento de um mercado anual de 2.481 GWh/ano que é retratada na Parcela B, a preços de março de 1997, conforme a Tabela 6.12 a seguir:

Tabela 6.12 – Receita Inicial de Equilíbrio

Descrição	R\$ mil	Participação
Receita Anual	254.827	100,00%
Parcela A - Custos Não Gerenciáveis	116.898	45,87%
Parcela B - Custos Gerenciáveis com PIS/COFINS e P&D	137.929	54,13%

Descrição	R\$ mil	Participação
Receita Anual sem PIS/COFINS	243.666	100,00%
Parcela A - Custos Não Gerenciáveis com P&D	119.335	48,97%
Parcela B - Custos Gerenciáveis	124.331	51,03%

A Parcela B que retrata esse equilíbrio inicial deveria ser corrigida monetariamente para a data de referência de cada ciclo de revisões tarifárias para manutenção do seu poder aquisitivo, correção por meio da variação do IGPM ou do IPCA, resultando em valores a preços de março de 2003 e março de 2008, respectivamente, conforme a Tabela 6.13 seguir:

Tabela 6.13 – Receita Inicial de Equilíbrio Corrigida via IGPM e IPCA

Descrição	R\$ mil	
	1º Ciclo	2º Ciclo
Parcela B - Custos Gerenciáveis		
Na data de assinatura do Contrato de Concessão	124.331	124.331
Na data da Revisão Tarifária Periódica via IGPM	256.013	341.283
Na data da Revisão Tarifária Periódica via IPCA	191.364	247.457

Os custos médios apurados com base na condição inicial de equilíbrio econômico-financeiro sofreriam uma atualização monetária por meio do IGPM ou IPCA conforme a Tabela 6.14 a seguir:

Tabela 6.14 – Evolução dos Custos Médios Iniciais via IGPM e IPCA

Descrição	Abr/97 a Mar/98	Variação IGPM	Variação IPCA
1. Parcela B - Custos Gerenciáveis - R\$ mil	124.331		
2. Mercado de Venda de Energia - GWh	2.481	105,91%	53,91%
3. Custo Médio - R\$ / MWh (1 / 2)	50,12	103,20	77,14

De modo análogo ao caso anterior, há uma significativa diferença nos custos médios quando atualizados por meio do IGPM ou IPCA, preços de março de 2003.

Os custos médios reconhecidos pela ANEEL na revisão tarifária periódica, preços de março de 2003, com exclusão do PIS/COFINS e a transferência do P&D e Eficiência Energética para a Parcela A, necessários ao atendimento de um mercado de referência de 2.822 GWh/ano, são identificados na Tabela 6.15 a seguir:

Tabela 6.15 – Custos Médios da ANEEL

Descrição	ANO TESTE
1. Parcela B - Custos Gerenciáveis - R\$ mil (*)	302.308
2. Mercado de Venda de Energia - GWh	2.822
3. Custo Médio ANEEL - R\$ / MWh (1 / 2)	107,11

(*) Exclusive P&D e PIS/COFINS

Uma vez identificado o crescimento de mercado do ano teste de 341,6 GWh/ano, calculado em função da diferença entre o mercado de referência de 2.481 GWh/ano (Abr/97 a Mar/08), identificado na condição inicial de equilíbrio do contrato, e o mercado do ano teste de 2.822 MWh/ano, é feito então o cálculo do acréscimo de receita decorrente do atendimento deste mercado, conforme a Tabela 6.16 a seguir:

Tabela 6.16 – Parcela B referente ao crescimento de mercado

Descrição	ANO TESTE
1. Custo Médio ANEEL - R\$ / MWh	107,11
2. Crescimento do Mercado de Venda de Energia - GWh	342
3. Parcela B - Custos Gerenciáveis - R\$ mil (1 x 2)	36.590

Considerando a Parcela B inicial atualizada pela variação do IGPM de R\$ 256.013 mil, mais aquela parcela necessária ao atendimento da expansão do mercado de R\$ 36.590 mil, é obtida uma Parcela B parcial de R\$ 292.603 mil. A este montante deve ser acrescida a estimativa de P&D e Eficiência Energética e do PIS/COFINS num total de R\$ 33.668 mil levando a uma Parcela B a ser considerada na revisão tarifária de R\$ 326.271 mil.

Com a aplicação da metodologia de “reposicionamento tarifário” nos dois casos apresentados de atualização monetária da receita de equilíbrio, e considerando nulo o efeito no novo valor da Parcela B no cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD refletida nas Deduções à Receita Requerida, ocorreria um reajuste no nível tarifário em abril de 2003, conforme a Tabela 6.17 a seguir:

Tabela 6.17 – Proposta para um Novo Reposicionamento Tarifário via IGPM e IPCA

Descrição	ANEEL	Proposta IGPM	Proposta IPCA
Receita de Fornecimento Verificada (1)	460.300	460.300	460.300
Receita Requerida (VPA + VPB)	664.866	652.666	566.748
Total da Parcela A	326.395	326.395	326.395
Total da Parcela B (*)	338.471	326.271	240.352
Deduções à Receita Requerida (**)	(5.569)	(5.569)	(5.569)
Receita Requerida após as Deduções (2)	659.297	647.096	561.178
Índice de Reposicionamento Tarifário (2) / (1)	43,23%	40,58%	21,92%

(*) Inclusive estimativa de P&D e PIS/COFINS

(**) Mantido o valor da TUSD que deve ser revisto

O que se pode deduzir dos resultados acima é que os custos refletidos na condição inicial de equilíbrio econômico-financeiro quando atualizados pelo IGPM levariam a um resultado inferior, no entanto, mais próximo daquele homologado pela ANEEL. No caso da indexação por

meio do IPCA haveria, como já esperado, um reposicionamento inferior e neste caso poderia ocorrer uma significativa redução nas tarifas dos consumidores com o novo “nível tarifário”.

Na seqüência, é avaliada a aplicação da metodologia em duas concessionárias com extensa área de concessão como a CEMIG e a COELBA, respectivamente, 560 mil km² e 565 mil km², mas com uma estrutura de mercado diferenciada onde numa prepondera o mercado de alta tensão com grandes cargas associadas e noutra uma posição mais marcante da baixa tensão.

Iniciando pela CEMIG, é necessário considerar que a concessionária quando da assinatura do contrato de concessão era uma empresa verticalizada, isto é, exercia as atividades de geração, transmissão e de distribuição de energia elétrica, deste modo os custos iniciais atribuídos à Parcela B deveriam ser ajustados, pois incluem atividades que não fazem parte da distribuição de energia elétrica.

Como não existem dados públicos suficientes para segregação dos custos não vinculados à atividade de distribuição na data de assinatura do contrato de concessão foram mantidos os dados disponíveis na Nota Técnica N°. 040/2003-SRE/ANEEL de fevereiro de 2003, mesmo que eles gerem uma posição de equilíbrio inicial distorcida é possível tecer considerações acerca dos resultados obtidos.

Como a variável determinante da proposta desta dissertação é a denominada “Receita Inicial de Equilíbrio” esta é retratada nos dois ciclos, respectivamente, preços de março de 2003 e março de 2008, na Tabela 6.18 a seguir:

Tabela 6.18 – Receita Inicial de Equilíbrio Corrigida via IGPM e IPCA

Descrição	R\$ mil	
	1º Ciclo	2º Ciclo
Parcela B - Custos Gerenciáveis		
Na data de assinatura do Contrato de Concessão	1.682.293	1.682.293
Na data da Revisão Tarifária Periódica via IGPM	3.464.047	4.617.818
Na data da Revisão Tarifária Periódica via IPCA	2.589.298	3.348.285

De modo análogo ao já apresentado nos casos anteriores, foram feitos novos reposicionamentos tarifários correspondentes às duas propostas de atualização monetária que consideram uma redução de 20% nos custos da Parcela B, em função das atividades não vinculadas à distribuição, e que resultaram em valores conforme a Tabela 6.19 a seguir:

Tabela 6.19 – Proposta para um Novo Reposicionamento Tarifário via IGPM e IPCA

Descrição	ANEEL	Proposta IGPM	Proposta IPCA
Receita de Fornecimento Verificada (1)	4.196.314	4.196.314	4.196.314
Receita Requerida (VPA + VPB)	6.186.866	6.592.954	6.221.799
Total da Parcela A	3.586.046	3.586.046	3.586.046
Total da Parcela B (*)	2.600.820	3.006.908	2.635.753
Deduções à Receita Requerida (**)	(126.946)	(126.946)	(126.946)
Receita Requerida após as Deduções (2)	6.059.920	6.466.007	6.094.852
Índice de Reposicionamento Tarifário (2) / (1)	44,41%	54,09%	45,24%

(*) Inclusive estimativa de P&D e PIS/COFINS

(**) Mantido o valor da TUSD que deve ser revisto

No caso da CEMIG há que se considerar que enquanto a proposta da ANEEL retrata um reposicionamento tarifário mais próximo da atividade de distribuição de energia elétrica, as propostas aqui apresentadas, em face da assimetria de informações, ainda carecem de ajustes para exclusão dos custos não vinculados a essa atividade.

Na COELBA não há o problema da verticalização das atividades de transmissão e de distribuição como na CEMIG, então ela passaria a ser uma boa hipótese de avaliação da proposta constante desta dissertação.

A “Receita Inicial de Equilíbrio” atualizada por meio do IGPM e do IPCA, a preços de março de 2003 e de março de 2008, para os dois ciclos tarifários está identificada na Tabela 6.20 a seguir:

Tabela 6.20 – Receita Inicial de Equilíbrio Corrigida via IGPM e IPCA

Descrição	R\$ mil	
	1º Ciclo	2º Ciclo
Parcela B - Custos Gerenciáveis		
Na data de assinatura do Contrato de Concessão	494.395	494.395
Na data da Revisão Tarifária Periódica via IGPM	1.018.021	1.357.093
Na data da Revisão Tarifária Periódica via IPCA	760.948	984.000

Como a concessionária apresenta uma densidade de carga menor, seria razoável esperar um reposicionamento tarifário com base na proposta aqui descrita inferior àquele estabelecido pela ANEEL.

No caso da COELBA os custos médios reconhecidos na revisão tarifária de R\$ 111,32/MWh, sem PIS/COFINS e P&D, são menores que os custos iniciais obtidos na data de assinatura do contrato de concessão atualizados pelo IGPM de R\$ 118,65/MWh, mas são superiores àqueles obtidos pela atualização por meio do IPCA de R\$ 88,69/MWh.

Como os custos médios reconhecidos pela ANEEL estão próximos daqueles obtidos na data de assinatura do contrato de concessão atualizados pelo IGPM, poderá haver neste caso uma aproximação entre esta proposta de atualização e o reposicionamento tarifário estabelecido pela ANEEL. Em relação à hipótese que utiliza o IPCA como indexador é possível esperar uma sensível redução no reposicionamento tarifário.

Os resultados obtidos no caso da COELBA refletem num reposicionamento tarifário conforme apresentado na Tabela 6.21 a seguir:

Tabela 6.21 – Proposta para um Novo Reposicionamento Tarifário via IGPM e IPCA

Descrição	ANEEL	Proposta IGPM	Proposta IPCA
Receita de Fornecimento Verificada (1)	1.414.697	1.414.697	1.414.697
Receita Requerida (VPA + VPB)	2.021.043	2.005.598	1.759.160
Total da Parcela A	904.576	904.576	904.576
Total da Parcela B (*)	1.116.467	1.101.022	854.583
Deduções à Receita Requerida (**)	(57.780)	(57.780)	(57.780)
Receita Requerida após as Deduções (2)	1.963.264	1.947.819	1.701.380
Índice de Reposicionamento Tarifário (2) / (1)	38,78%	37,68%	20,26%

(*) Inclusive estimativa de P&D e PIS/COFINS

(**) Mantido o valor da TUSD que deve ser revisto

Outra análise que seria desejável envolveria a CEB, concessionária situada numa concessão com boa densidade de carga, com uma população que possui a maior renda percapita do país e, portanto, deveria apresentar pela proposta aqui descrita um resultado diferente do homologado pela ANEEL, pois em tese teria um maior valor de Parcela B quando da assinatura do contrato de concessão.

A condição inicial de equilíbrio atualizada monetariamente por meio do IGPM ou do IPCA, respectivamente, preços de julho de 2004 e de julho de 2008, seria aquela identificada na Tabela 6.22 a seguir:

Tabela 6.22 – Receita Inicial de Equilíbrio Corrigida via IGPM e IPCA

Descrição	R\$ mil	
	1º Ciclo	2º Ciclo
Parcela B - Custos Gerenciáveis		
Na data de assinatura do Contrato de Concessão	222.193	222.193
Na data da Revisão Tarifária Periódica via IGPM	434.047	555.206
Na data da Revisão Tarifária Periódica via IPCA	337.541	412.663

No caso da CEB há também o reconhecimento, pela ANEEL, de custos gerenciáveis inferiores àqueles obtidos a partir da condição inicial de equilíbrio, considerando as duas formas de atualização aqui descritas, conforme a Tabela 6.23 a seguir.

Tabela 6.23 – Evolução dos Custos Médios Iniciais via IGPM e IPCA

Descrição	Ago/99 a Jul/00
1. Parcela B - Custos Gerenciáveis - R\$ mil (jul/99)	222.193
2. Mercado de Venda de Energia - GWh	3.714
3. Custo Médio - R\$ / MWh (1 / 2)	59,82
4. Custo Médio Atualizado - R\$ / MWh (jul/04)	
IGPM	133,97
IPCA	92,07

Descrição	ANO TESTE
1. Parcela B - Custos Gerenciáveis - R\$ mil (*)	285.629
2. Mercado de Venda de Energia - GWh	3.622
3. Custo Médio ANEEL - R\$ / MWh (1 / 2)	78,85

(*) Exclusive P&D e PIS/COFINS

Contudo o fato que mais afetou o reposicionamento tarifário foi o mercado esperado para o ano teste da revisão tarifária, ao contrário das demais concessionárias analisadas, a CEB apresentou uma redução de 92 GWh/ano no mercado, este fato afetou a condição de equilíbrio final resultando num menor reposicionamento tarifário.

A consideração da metodologia da ANEEL que levou a CEB a ter um reposicionamento tarifário negativo em 2004 é mais expressiva quando se observa que de junho de 2001 a fevereiro de 2002 houve um racionamento de energia elétrica, fato que fez com que os mercados de venda de energia das distribuidoras regredissem em média quatro anos conforme dados disponibilizados nas notas técnicas.

A aplicação das diferentes propostas de atualização da metodologia para o caso da CEB propiciaria o estabelecimento de uma condição de equilíbrio conforme a Tabela 6.24 a seguir:

Tabela 6.24 – Proposta para um Novo Reposicionamento Tarifário via IGPM e IPCA

Descrição	ANEEL	Proposta IGPM	Proposta IPCA
Receita de Fornecimento Verificada (1)	800.650	800.650	800.650
Receita Requerida (VPA + VPB)	819.219	949.357	836.972
Total da Parcela A	488.536	488.536	488.536
Total da Parcela B (*)	330.684	460.821	348.436
Deduções à Receita Requerida (**)	(28.412)	(28.412)	(28.412)
Receita Requerida após as Deduções (2)	790.807	920.945	808.560
Índice de Reposicionamento Tarifário (2) / (1)	-1,23%	15,02%	0,99%

(*) Inclusive estimativa de P&D e PIS/COFINS

(**) Mantido o valor da TUSD que deve ser revisto

É importante observar que os custos médios homologados também tiveram um comportamento diferenciado por concessionária quando comparados aos custos iniciais de equilíbrio, sejam eles atualizados pelo IGPM ou pelo IPCA. No geral todas as concessionárias sofreram redução dos custos, contudo, com certeza ocorreram exceções, como no caso da ENERSUL, conforme demonstrado na Tabela 6.25 a seguir:

Tabela 6.25 – Comparativo dos Custos Médios - Iniciais de Equilíbrio versus ANEEL

Descrição	Iniciais de Equilíbrio (mar/97)	ANEEL (mar/03)	Iniciais + IGPM (mar/03)	Iniciais + IPCA (mar/03)	Relação com IGPM	Relação com IPCA
		(I)	(II)	(III)	(I) / (II)	(I) / (III)
CPFL Paulista	43,47	54,82	89,51	66,91	-38,8%	-18,1%
ENERSUL	50,12	107,11	103,20	77,14	3,8%	38,9%
CEMIG (*)	47,22	65,94	87,51	65,41	-24,7%	0,8%
COELBA	57,62	111,32	118,65	88,69	-6,2%	25,5%
CEB (**)	51,28	71,26	105,60	83,71	-32,5%	-14,9%

(*) Em tese os custos poderiam ser reduzidos em 10% para exclusão da transmissão

(**) Custos iniciais a preços de jul/99 e da ANEEL a preços de mar/2003

O fato da metodologia de “reposicionamento tarifário” da ANEEL afetar de forma diferenciada as concessionárias analisadas torna-se uma afirmação redundante por tudo o que já

foi comentado acerca da mesma.

O desdobramento natural da metodologia aplicada pela ANEEL é que os consumidores das concessionárias situadas em regiões mais desenvolvidas economicamente teriam sempre um acréscimo nas tarifas menor do que os consumidores das regiões menos desenvolvidas que arcariam com reajustes maiores para garantir a “nova condição de equilíbrio contratual”.

Em outros termos, na metodologia da ANEEL a tarifa sofre alterações para mais ou para menos de acordo com a realidade sócio-econômica da área de concessão da concessionária. O consumidor será beneficiado com uma tarifa mais baixa caso esteja numa área de concessão economicamente mais desenvolvida, ao contrário, será prejudicado, já que arcará com uma elevação da tarifa.

É oportuno observar as considerações feitas pelo ex-Diretor Geral da ANEEL (Kelman, 2009) em entrevista concedida a Agência Canal Energia referente ao aperfeiçoamento do processo de revisão tarifária periódica:

“A maior parte do esforço da Aneel no que diz respeito à metodologia de cálculo tarifário se concentra num processo que visa a calcular a receita necessária para as distribuidoras. (...) Estamos com grande foco em menos de 30% da conta de luz. Não olhamos os outros 70% por desleixo, mas porque nessa parte não há como a Aneel atuar. (...)”.

As afirmações do ex-diretor são corretas quanto ao fato da receita da distribuidora revisada pela ANEEL representar menos de 30% dos custos da tarifa final paga pelo consumidor enquanto em relação aos demais 70% de custos não há como a ANEEL atuar já que segue apenas o disposto na legislação setorial.

Se admitirmos que 70% dos custos das distribuidoras são mais ou menos iguais, é claro podem existir exceções, fica difícil explicar como 30% dos custos das distribuidoras, representado pela Parcela B no momento da revisão tarifária periódica, poderia ser responsável por toda a assimetria tarifária gerada após o primeiro ciclo de revisões tarifárias.

O porquê das alterações nas relatividades existentes entre as tarifas na data do “marco regulatório” e na data das revisões tarifárias é de fácil entendimento quando se aceita o fato de que a ANEEL estabeleceu um “novo equilíbrio econômico-financeiro” significativamente diferente do inicial para algumas concessionárias.

O novo nível tarifário, volume de recursos necessários ao equilíbrio do contrato de concessão, e a estrutura de consumo de energia elétrica específica da área de concessão geram as

novas estruturas tarifárias que conduzem a uma assimetria tarifária – diferença entre tarifas de um mesmo nível de tensão.

As novas tarifas obtidas após o primeiro ciclo de revisões tarifárias iniciaram um processo assimetria tarifária que pode ser percebido de vários modos. Como a comparação das tarifas não é um processo simples uma vez que ele envolve não só o “nível tarifário” – volume de recursos – mas também a própria estrutura tarifária decorrente dos custos marginais, das tipologias de redes e de consumidores tipos que são específicos de cada concessionária não serão feitas comparações entre tarifas.

De qualquer modo é razoável avaliar a evolução histórica da tarifa residencial e a Figura 6.1 a seguir ilustra bem o que vem ocorrendo com a tarifa de algumas concessionárias ao longo de dois ciclos de revisões tarifárias.

É possível perceber que após a extinção da remuneração garantida do regime tarifário anterior em 1993, responsável pela dívida da CRC que a União assumiu, até a assinatura dos novos contratos de concessão em 1997 a dispersão ou assimetria das tarifas residenciais entre as concessionárias da amostra não era tão expressiva.

Com o início da aplicação da metodologia de “reposicionamento tarifário” que estabelece uma nova condição de equilíbrio, a partir de 2003, começa a ocorrer uma dispersão entre as tarifas, processo que se acentua no ciclo tarifário seguinte.

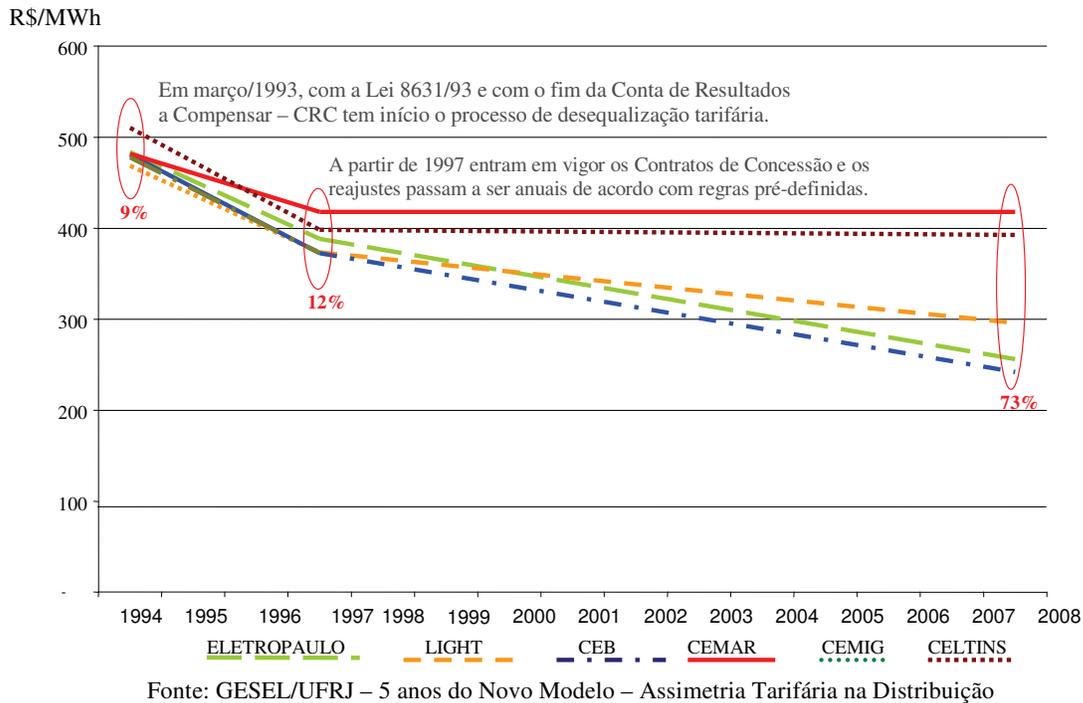


Figura 6.1 – Dispersão da Tarifa Residencial BT – preços constantes de nov/08

A identificação da realidade sócio-econômica das concessões e quais as possíveis propostas para equacionamento da assimetria tarifária decorrente dessa realidade embora importante na discussão do processo de revisão tarifária não é objeto da presente dissertação. Assumindo que essa realidade já estava presente quando da assinatura do contrato de concessão de cada concessionária e que os agentes envolvidos reconheciam o equilíbrio do mesmo, não haveria porque ocorrer tanta diferença entre as tarifas decorrente do processo de revisão tarifária.

A necessidade de se buscar uma alternativa na regulação econômica para redução da assimetria tarifária decorrente das diferentes condições de desenvolvimento econômico é um fato cuja solução não é tão simples.

O problema da desigualdade regional já existia no regime tarifário anterior e por isso foi implementada a equalização tarifária e desenvolvidos, em diferentes momentos, os mecanismos compensatórios da Reserva Global de Garantia - RGG e da Reserva Nacional de Compensação de Remuneração - RENCOR.

É necessária muita cautela na busca de soluções, o caminho mais fácil e perigoso é a criação de mecanismos compensatórios ou mesmo a ampliação de alguns já existentes como a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE que já subsidia a classe residencial de baixa renda em algumas concessões.

É fato que as áreas de concessão menos desenvolvidas economicamente apresentam normalmente uma menor densidade de carga e nelas há a transferência para o consumidor do ônus do “novo equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão” se mantida a atual metodologia de “reposicionamento tarifário” da ANEEL.

Uma hipótese de trabalho a ser considerada na metodologia é que o risco de mercado do “negócio de distribuição de energia elétrica” é do investidor e não do consumidor, assim caso não seja alcançado o mercado de equilíbrio esperado não caberia ao consumidor o ônus da elevação das tarifas para obtenção da receita de equilíbrio.

Complementando a percepção anterior a Lei N°. 8.987/95, no seu artigo 2º, II, ao dispor sobre a delegação para prestação de serviço público, mediante licitação, é clara ao definir que essa atividade ocorre por conta e risco da pessoa jurídica ou consórcio de empresas vencedora da licitação.

Na presente dissertação o que se deseja propor, conforme já identificado, é uma abordagem econômica diferente daquela feita pela ANEEL para a Lei de Concessões (Lei n°. 8987/1995) que permitiria identificar qual é a condição inicial de equilíbrio econômico-financeiro que deveria ser “preservada” ao longo do contrato de concessão. Na revisão tarifária periódica haveria a manutenção do equilíbrio inicial e o reconhecimento dos novos custos necessários ao atendimento da expansão de mercado de modo análogo a atual metodologia.

De forma diferente do fato de se assumir que há a obrigatoriedade de realização da revisão tarifária periódica com base na metodologia “reposicionamento tarifário” apresentada nesta dissertação, poderia ser feita uma outra análise econômica para verificação se as alterações dos custos e do mercado da concessionária foram significativas e se estas alterações resultaram em ganhos ou perdas para a concessionária. Caso as alterações não fossem relevantes não haveria porque se falar em processo de revisão tarifária da forma como proposto, uma vez que caberia apenas a aplicação do reajuste tarifário anual e a definição do Fator X.

Com a posição acima seria possível admitir que na revisão tarifária periódica ocorreria tão somente o cálculo do Fator X e que este teria como ponto de referência a condição inicial de

equilíbrio do contrato de concessão. Dado essa condição, e caso a concessionária se manifestasse pela necessidade de uma revisão tarifária periódica por conta das alterações nas estruturas de custo e de mercado, ficaria evidenciado que ela teria que aceitar todas as condições estabelecidas pela ANEEL para a obtenção do novo equilíbrio contratual.

Embora este tipo de interpretação possa ser admitido a partir do contrato de concessão a opção nesta dissertação é pela necessidade de realização da revisão tarifária periódica de forma sistemática conforme a periodicidade do contrato.

Em resumo, poderia ser aplicada a revisão tarifária periódica ou a manutenção do reajuste tarifário anual, sendo que em qualquer dos dois casos haveria sempre o cálculo do Fator X observando-se a condição inicial de equilíbrio conforme apresentado nesta dissertação.

Com o intuito de esclarecer como poderia ser o cálculo do Fator X de forma compatível com a metodologia descrita são feitas a seguir algumas considerações a respeito.

6.1 – Como poderia ser o cálculo do Fator X

Como compete à ANEEL estabelecer a metodologia de cálculo do Fator X, a exceção de um eventual questionamento de ordem jurídica, há que se reconhecer que, do ponto de vista econômico-financeiro, ela é coerente com a do “reposicionamento tarifário” ao procurar garantir a manutenção da condição de equilíbrio da revisão tarifária ao longo do ciclo tarifário seguinte.

A metodologia de cálculo do Fator X, conforme já abordado, procura igualar a taxa interna de retorno do Fluxo de Caixa Regulatório do ciclo tarifário ao custo de capital regulatório (WACC Regulatório), nesse sentido, o objetivo do regulador é capturar todo e qualquer ganho adicional que possa ser atribuído à expansão do mercado e repassá-lo aos consumidores.

Em momento algum a ANEEL faz menção à condição inicial de equilíbrio no momento da revisão tarifária para capturar os ganhos de eficiência do passado por entender que eles representam o incentivo dado à concessionária pela metodologia do “price-cap”.

Uma possível interpretação da cláusula contratual que trata o “X” como sendo igual a zero no primeiro ciclo tarifário, pode ser dada pela impossibilidade de existirem valores realizados que permitam avaliar os ganhos do período já que o marco inicial é a data de assinatura do contrato de concessão.

Na seqüência, é apresentada uma alternativa para cálculo do Fator X que leva em consideração a proposta de ajuste da metodologia de “reposicionamento tarifário” descrita no Capítulo 6.

A noção de equilíbrio econômico-financeiro para cálculo do Fator X é de difícil explicitação a partir do disposto em lei e no contrato de concessão. Na realidade ficou sob a responsabilidade da ANEEL, usando a sua discricionariedade técnica, definir uma metodologia que fosse coerente com o processo de revisão tarifária periódica.

Dentre as várias indagações para definição do Fator X, aderente à metodologia de “reposicionamento tarifário” da ANEEL, uma seria qual a taxa de retorno esperada sobre o capital investido em função do crescimento de mercado e das exigências quanto à qualidade no fornecimento de energia elétrica? Esta é uma avaliação típica de “serviço pelo custo” e a forma de consideração na metodologia de cálculo do Fator X confirma este entendimento, no entanto, o mesmo raciocínio pode ser utilizado para definir o preço teto das tarifas.

Numa equação de equilíbrio econômico-financeiro é de se supor que o mercado irá crescer e que investimentos serão feitos para fazer face ao crescimento observado ou esperado, assim, um crescimento normal de mercado associado a uma elevação de custos seria parte integrante da manutenção do equilíbrio do contrato. A hipótese de compartilhamento começaria a partir do momento em que o crescimento de mercado gerasse ganhos superiores aos custos médios iniciais de atendimento da concessão, como a própria ANEEL já considera de forma prospectiva.

O que ocorreria caso houvesse um racionamento de energia elétrica com perda de receita ou mesmo uma forte retração conjuntural do mercado? Se este fato se refere a uma situação excepcional e passível de dimensionamento deveria haver a minimização do impacto para os dois lados, investidor e consumidor, de modo a manter-se o equilíbrio contratual. Não parece que seja esta a tendência do regulador que já manifestou por atribuir à concessionária o risco de mercado. Na hipótese de haver uma condição inicial de equilíbrio esse fato poderia ser avaliado e considerado já que existiria uma referência.

Em relação aos ganhos resultantes dos esforços de gestão da concessionária, como investimentos em reorganização, novas tecnologias, etc., uma parte poderia ser repassada para os consumidores, mas é evidente que maior parte deveria ser da concessionária por ter investido, isto seria um prêmio pela inovação, cujo benefício mais imediato para o consumidor seria a manutenção ou ampliação da qualidade dos serviços prestados. Este fato seria verdadeiro

somente se fosse observado a condição inicial de equilíbrio ao longo do contrato de concessão.

Se no regime do “serviço pelo preço” não há a necessidade elevação das tarifas por causa da elevação dos custos da concessionária uma vez que são estabelecidos custos/tarifas de referência, como considerar custos adicionais no cálculo do Fator X? Da forma como está colocada a metodologia de cálculo do “X” não há estímulos aos investimentos em melhorias diante da possibilidade de reduções nos custos reconhecidos no ciclo tarifário seguinte. Quando se considera uma condição inicial de equilíbrio fica simples e objetivo reconhecer valores de R\$/MWh adicionais para investimentos em melhorias.

As reduções de custos ou os ganhos de escala do negócio em função da expansão do mercado poderiam ser traduzidos em maiores lucros e a apropriação desses lucros decorrentes das reduções de custos representaria um forte estímulo à melhoria permanente dos processos. Desde que observado que há uma dada condição inicial de equilíbrio poderia ser feita a avaliação dos valores realizados, fato que indicaria um cálculo do Fator X de forma retrospectiva.

Em que pese todas essas considerações acerca do Fator X, bastaria a identificação da “equação que retrata o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão” que ela permitiria a apuração dos ganhos e perdas passados que poderiam assim ser repassados aos consumidores de energia elétrica no momento da revisão tarifária periódica.

A opção por uma das alternativas apresentadas nesta dissertação para a manutenção da condição inicial de equilíbrio, atualização por meio do IGPM ou do IPCA, e mais a adição dos custos decorrentes da expansão de mercado em cada período tarifário anual, possibilitaria o estabelecimento de uma base de referência a partir da qual seria feita a apuração do Fator X.

O Fator X assim calculado seria aderente à proposta constante desta dissertação e representaria um estímulo permanente à busca por melhores resultados desde que os ganhos de eficiência e de produtividade fossem compartilhados entre concessionária e consumidores.

Capítulo 7

Conclusão

Conforme explicitado na Introdução desta dissertação o principal objetivo a ser alcançado seria a identificação da condição inicial de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão que deveria ser observada tendo como ponto de referência a preservação das tarifas iniciais. De forma complementar seria identificado como poderia ser o cálculo do Fator “X” na data revisão tarifária periódica.

Para alcançar esse objetivo foram identificadas as formas de atuação de agências reguladoras de modo a mostrar como conceitos de serviço pelo custo são úteis àquelas agências que trabalham com o regime tarifário de “teto de preço” quando da definição dos seus custos de referência necessários ao estabelecimento da tarifa.

A identificação dos conceitos que envolvem a regulação econômica e os pontos relevantes do primeiro e do segundo ciclo tarifário serviram para mostrar a consolidação da atual regulação do setor elétrico que evoluiu positivamente de um ciclo para outro e ao mesmo tempo tentar identificar as tendências para o próximo ciclo de revisões tarifárias dos principais itens envolvidos.

Em relação aos custos operacionais existe a clara intenção de aproximar os custos de referência dos custos reais, com isso fica cada vez mais difícil caracterizar o atual regime tarifário como sendo um regime de regulação por incentivos quando se analisa esta variável. A própria sinalização dada pela Agência de que sempre avaliará os custos realizados antes de reconhecer os novos custos de referência indica a busca pelo menor custo realizado, sinalizando assim para o estabelecimento de um “benchmark” regulatório com base no custo real.

Na atual metodologia adotada para a definição da Base de Remuneração Regulatória –

BRR, onde ainda prevalece o banco de preços da concessionária, o que se percebe é que quanto mais eficiente for a concessionária na execução dos seus investimentos, menores custos de execução, menor será o Valor Novo de Reposição – VNR utilizado na definição da BRR e por consequência menor será a remuneração dos investimentos. Não há porque se falar em existência de regulação por incentivos quando se trata da forma como são reconhecidos os investimentos realizados.

Hoje não há incentivos para que a concessionária procure ser mais eficiente na execução dos seus investimentos, uma alternativa poderia ser o estabelecimento de um “banco de preços de referência” a partir do qual a concessionária seria incentivada a reduzir custos na medida em que se apropriaria da diferença de custos entre os ciclos de revisões.

Conforme mencionado anteriormente, o desdobramento natural da aplicação da metodologia da ANEEL seria que os consumidores das concessionárias situadas em regiões mais desenvolvidas economicamente teriam sempre menores acréscimos nas tarifas quando comparados aos consumidores das regiões menos desenvolvidas. Na realidade, o risco de mercado da concessionária foi “eliminado” com a transferência para o consumidor, via elevação das tarifas, do ônus da “nova condição de equilíbrio contratual”.

A proposta descrita nesta dissertação reconhece que a metodologia de “reposicionamento tarifário” da ANEEL poderia ser utilizada na obtenção de tarifas mais adequadas aos consumidores das áreas de concessão menos desenvolvidas economicamente desde que observada a “condição inicial de equilíbrio” do contrato de concessão.

No capítulo referente à “Proposta para como poderia ocorrer a Revisão Tarifária Periódica” foi descrita uma metodologia para ajuste do atual reposicionamento tarifário. Ela tem como ponto de partida a identificação do “equilíbrio econômico-financeiro inicial” obtido a partir das tarifas e do mercado de referência do primeiro ano de realização do contrato de concessão. A receita assim obtida, traduzida em custos médios ou tarifas médias, limitada ao atendimento do mercado de referência inicial, deveria ser atualizada monetariamente ao longo do contrato de concessão.

Em relação ao reconhecimento dos custos médios necessários ao atendimento da expansão de mercado, crescimento de mercado em relação ao mercado de referência, este poderia ocorrer a partir da atual metodologia de revisão tarifária da ANEEL que estabelecerá os valores de referência para definição do nível tarifário do equilíbrio econômico-financeiro. A competência legal para avaliar este equilíbrio é da Agência Reguladora.

Para demonstrar que poderia ser obtido um nível tarifário mais adequado a realidade de uma dada área de concessão, foi recalculado o reposicionamento tarifário de várias distribuidoras considerando-se as duas alternativas de atualização monetária para a condição inicial de equilíbrio na data da revisão tarifária e os custos necessários à cobertura da expansão de mercado. É fácil perceber o impacto diferenciado da metodologia quando se compara o reposicionamento da ANEEL com aquele obtido com preservação da condição inicial de equilíbrio atualizada pela variação do IGPM ou IPCA mais os custos decorrentes da expansão de mercado.

A preservação do equilíbrio inicial por meio da atualização monetária dos custos/tarifas é uma tentativa de mostrar como as tarifas iniciais poderiam ser preservadas. A utilização do IGPM como indexador está vinculado ao fato de ser ele o índice que representa a inflação no cálculo do índice de reajuste tarifário anual do contrato de concessão. A própria ANEEL na sua proposta metodológica de reposicionamento tarifário utiliza este e outros indicadores para atualização dos seus preços de referência.

A opção pela utilização do IPCA na atualização da condição inicial de equilíbrio do contrato de concessão poderia ser relevante não só pelo fato de ser o índice oficial de inflação que norteia toda uma política econômica, mas também pelo fato de ser um dos mais representativos indicadores de atualização de preços na metodologia a ANEEL.

A análise dos reposicionamentos tarifários obtidos a partir da consideração do IPCA como indexador mostra que as concessionárias teriam reduções do nível tarifário, montante de Parcela B, necessário ao seu equilíbrio econômico-financeiro, conseqüentemente, haveria não só a redução das tarifas dos consumidores, mas também a redução da assimetria tarifária que é diretamente influenciada pelo novo nível tarifário.

Se aceito o fato de que o equilíbrio inicial, vinculado a um dado mercado, deveria ser preservado e que os investimentos e os custos operacionais necessários ao atendimento da expansão de mercado capturariam os ganhos de produtividade e de eficiência da concessionária, a opção pela utilização do IPCA garantiria tarifas compatíveis com as metas inflacionárias do Governo.

A abordagem de natureza jurídica é mais do que necessária à consecução da presente proposta, na realidade, é ela que determina a extensão da atuação da ANEEL no processo de revisão tarifária periódica. Uma vez reconhecido a existência de uma “margem de remuneração” quando da assinatura do contrato de concessão e que esta não poderia ser reduzida, haveria a

necessidade de identificar qual seria o volume de recursos gerenciáveis que realmente estariam disponíveis.

A opção apresentada nesta dissertação para quantificação do “equilíbrio econômico-financeiro inicial” e que retrataria a “margem de remuneração” foi baseada no fato de que as tarifas iniciais consideradas como de equilíbrio vigoraram por um ano antes do primeiro reajuste tarifário anual e que o mercado deste primeiro ano seria um “reflexo” da estrutura tarifária em vigor.

O fato da manutenção do equilíbrio econômico-financeiro ser um fenômeno econômico dinâmico ao longo do tempo e, portanto sujeito às novas considerações que envolvem a remuneração do capital investido a cada ciclo de revisões tarifárias, uma vez estabelecida a condição legal pela necessidade de observação das condições iniciais do contrato, estas poderiam ser consideradas conforme descrito na metodologia apresentada nesta dissertação.

No caso do setor de energia elétrica, conforme já comentado, as condições iniciais poderiam ser as tarifas existentes na data de assinatura do contrato de concessão e o mercado do primeiro ano em que as tarifas se mantiveram inalteradas.

O enfoque jurídico poderia confirmar a necessidade de preservação e/ou observação das condições existentes quando do reconhecimento do equilíbrio econômico inicial do contrato de concessão.

Por outro lado, não se poderia deixar de mencionar a abordagem que condiciona o processo de revisão tarifária periódica a avaliação se houve ou não alteração na estrutura de mercado ou de custos identificados na data de assinatura do contrato de concessão. Neste caso, se as alterações de mercado e de custos não forem relevantes, não haveria porque se falar em metodologia para manutenção ou revisão das tarifas uma vez que bastaria a aplicação do Índice de Reajuste Tarifário Anual previsto no contrato de concessão.

Quanto ao Fator “X,” ficou evidenciado que uma vez definida uma dada condição inicial de equilíbrio do contrato de concessão, essa condição deveria ser confrontada com as condições efetivamente realizadas a cada ciclo tarifário. Neste caso, essa comparação se daria entre o valor da Parcela B de equilíbrio e o valor da Parcela B efetivamente realizado em cada período tarifário, onde as diferenças positivas, significando ganhos, seriam repassadas aos consumidores.

O que se procurou avaliar é que existe a possibilidade de se reduzir as diferenças existentes entre as tarifas com a preservação da “condição inicial de equilíbrio econômico-financeiro” do

contrato de concessão da forma como proposto na presente dissertação, em especial, quando se utiliza o IPCA como principal indexador da condição de equilíbrio. Por outro lado, como a identificação e a preservação das tarifas iniciais constantes da proposta vencedora da licitação conforme disposto na Lei de Concessões não é claramente explicitada, a ANEEL com base na sua prerrogativa legal, de modo análogo ao conceito de “reposicionamento tarifário”, poderia avaliar a utilização do IPCA como indexador da condição inicial de equilíbrio.

Em relação ao atendimento da expansão de mercado a ANEEL possui todas as condições legais e contratuais para estabelecer uma metodologia que respeite os princípios da modicidade tarifária. Neste caso, a atual metodologia do processo de revisão tarifária periódica no que concerne a identificação dos custos julgados prudentes e eficientes atende perfeitamente a demanda para estabelecimento dos custos de referência.

A diferença entre as tarifas das concessionárias alcançou uma dimensão indesejável, assim a busca por alternativas que minimizem este problema é uma necessidade, ainda mais se considerado que não cabe ao consumidor das concessões menos desenvolvidas economicamente, arcar com o ônus do estabelecimento de um novo “equilíbrio econômico-financeiro” para contratos que, na sua origem, quatro ou cinco anos antes, reconheciam que as tarifas em vigor garantiam o equilíbrio econômico-financeiro por todo o período da concessão.

A proposta aqui apresentada poderia ser o início da busca por caminhos alternativos que evitem as “soluções imediatistas” que procuram transferir recursos das concessões situadas em regiões mais desenvolvidas economicamente para as concessões das regiões menos desenvolvidas. Estas são equivalentes àquelas adotadas no do regime tarifário anterior e que a nova legislação setorial, baseada na Constituição de 1988, procurou eliminar ao estabelecer um “novo regime tarifário”.

Referências Bibliográficas

Marçal, J.F. Teoria Geral das Concessões do Serviço Público. Dialética, 2008, 654p.

Kelman, J. Gestão pela modicidade tarifária. Entrevista ao Canal Energia. 2009. Disponível em:
<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Entrevistas.asp?id=69135>.

Acesso em: 17/fev.2009.

Said, J. B. Distribuição de Renda ao Contrário na Revisão Tarifária. Revista CUSTOBRASIL, São Paulo, Ano 2, N°. 9, pp.56-61, 2007. Disponível em:
<http://www.revistacustobrasil.com.br/pdf/09/ARTIGO%2003.pdf>.

Acesso em: 10/fev.2009

Peano, C. R. Regulação Tarifária do Setor de Energia Elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL, Universidade de São Paulo, 2005, 102 p. Dissertação (Mestrado).

Disponível em:

http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2005/Teses/Tese_Claudia.pdf.

Acesso em: 10/fev.2009

Soares, M. I. R. T. A liberalização do sector eléctrico e a Ciência Económica: o que a evidência empírica demonstra, Faculdade de Economia, Universidade do Porto, 2006.

Disponível em:

http://www.ie.ufrj.br/eventos/seminarios/pesquisa/texto06_02_15.pdf.

Acesso em: 10/fev.2009

Jamison, M.A. Regulation: Price Cap and Revenue Cap. Public. Utility Research Center, University of Florida, 2007. Disponível em:

http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=959684.

Acesso em: 30/abr.2009

Dyck, I.J.A., Di Tella, R. Cost Reductions, Cost Padding and Stock Market Prices: The Chilean Experience with Price Cap Regulation. Havard NOM Working Paper N°.03-22, HBS Working Paper N°.03-050, 2003. Disponível em:

http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=385261.

Acesso em: 30/abr.2009

Mello, C.A.B. Parecer jurídico referente consulta ABRADDEE – revisões ordinárias. 2000. Disponível mediante solicitação formal e sujeito à disponibilidade da ABRADDEE.

Pedrosa, P. Desafios da Regulação do Setor Elétrico, modicidade tarifária e atração de investimentos. ANEEL, 2005. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Desafios da Regulação.pdf>.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, Audiência Pública 007. 2000. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2000/audi007.htm.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, Audiência Pública 005. 2002. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2002/audi005.htm.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, Resolução 493. 2002. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2002493.pdf>.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, Audiência Pública 008. 2006. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2006&attIdeFasAud=201&id_area=13&attAnoFasAud=2006.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, Resolução Normativa 234. 2006. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006234.pdf>.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, Audiência Pública 052. 2007. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2007&attIdeFasAud=266&id_area=13&attAnoFasAud=2008.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, SRE Nota Técnica Remuneração de Capital Revisão Tarifária 164. 2006. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT_WACC Remuneração de Capital.pdf.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, SRE Nota Técnica Empresa de Referência Revisão Tarifária 166. 2006. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/008/documento/nt_empresa_de_referência.pdf.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, SRE Nota Técnica Outras Receitas Revisão Tarifária 167. 2006. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT_Otras Receitas.pdf.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, SFF Nota Técnica Base de Remuneração Revisão Tarifária 183. 2006. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT_Base de Remuneração.pdf.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, SRE Nota Técnica Segundo Ciclo Revisões Tarifárias 262. 2006. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/cedoc/notaren2006234sre.pdf>.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, SRE Nota Técnica Empresa de Referência Revisão Tarifária 343. 2008. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2008338_343.pdf.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, SRE Nota Técnica Revisão Tarifária Coelce 050. 2007. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2007&attIdeFasAud=218&id_area=13&attAnoFasAud=2007.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, SRE Nota Técnica Empresa de Referência Revisão Tarifária 352. 2007. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2007/052/documento/nota_tecnica_nº_352_er.pdf.

Acesso em: 30/abr.2009.

Aneel, Notas Técnicas do Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias. 2008. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_boletim/?fuseaction=boletim.detalharNoticia&idNoticia=170.

Acesso em: 22/abr.2009.

Anexos

Anexo 1 – Evolução da Estrutura Ótima de Capital e da Taxa de Remuneração

CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

Composição	1º Ciclo Revisões	2º Ciclo Revisões	Variações
Taxa Livre de Risco (a)	6,01%	5,32%	-0,69%
Prêmio de Risco do Negócio (b=c*(d+d1))	2,05%	4,70%	2,65%
Prêmio de Risco de Mercado (c)	7,76%	6,09%	-1,67%
Beta Médio Realavancado (d)	0,2639	0,5540	0,2901
Beta por Troca de Regime Regulatório (d1)	-	0,2180	0,2180
Custo Capital Próprio Nominal (e=a+b)	8,06%	10,02%	1,96%
Prêmio de Risco Brasil (f=g+h+i)	9,41%	6,69%	-2,72%
Prêmio de Risco País (g=g1 - g2)	4,08%	4,91%	0,83%
Soberano (g1)	8,29%	7,87%	-0,42%
Crédito (g2)	4,21%	2,96%	-1,25%
Classificação para Crédito	B1	Ba2	
Prêmio de Risco Cambial (h)	2,00%	1,78%	-0,22%
Prêmio de Risco Regulatório (i)	3,33%	0,00%	-3,33%
Custo Capital Próprio Nominal Líquido Brasil (j=e+f)	17,47%	16,71%	-0,76%
Inflação Americana	2,40%	2,60%	0,20%
Custo Capital Próprio Real Líquido Brasil	14,71%	13,75%	-0,96%

CUSTO DE CAPITAL TERCEIROS

Composição	1º Ciclo Revisões	2º Ciclo Revisões	Variações
Taxa Livre de Risco (a)	6,01%	5,32%	-0,69%
Prêmio de Risco Crédito (b)	3,67%	2,96%	-0,71%
Classificação para Crédito	Ba1	Ba2	
Custo Capital Terceiro Nominal (c=a+b)	9,68%	8,28%	-1,40%
Prêmio de Risco País + Risco Cambial (d)	6,08%	6,69%	0,61%
Custo Capital Terceiros Nominal Bruto Brasil (e=d+c)	15,76%	14,97%	-0,79%
IPRJ + CSLL	34%	34%	0,00%
Custo Capital Terceiros Nominal Líquido Brasil (e=d+c)	10,40%	9,88%	-0,52%
Inflação Americana	2,40%	2,60%	0,20%
Custo Capital Terceiros Real Líquido Brasil	7,81%	7,10%	-0,72%

CUSTO DE CAPITAL PONDERADO - WACC REGULATÓRIO

Composição	1º Ciclo Revisões	2º Ciclo Revisões	Variações
Custo Capital Real Líquido			
Próprio	14,71%	13,75%	-0,96%
Terceiros	7,81%	7,10%	-0,72%
Estrutura de Capital			
Próprio	50,00%	42,84%	-7,16%
Terceiros	50,00%	57,16%	7,16%
Custo Real Líquido Ponderado - WACC REGULATÓRIO	11,26%	9,95%	-1,32%
IPRJ + CSLL	34,00%	34,00%	0,00%
Custo Bruto Real Ponderado - Taxa de Remuneração	17,07%	15,07%	-1,99%

Anexo 2 – CPFL Paulista - Condição Inicial de Equilíbrio do Contrato de Concessão (Abr/97-Mar/98) e sua evolução conforme tabela da ANEEL referente NT 041-2003-SRE/ANEEL

Tabela I – B
Evolução da Parcela A e da Parcela B da CPFL

Ano	abr/97 – mar/98	abr/98 – mar/99	abr/99 – mar/00	abr/00 – mar/01	abr/01 – mar/02
Mercado (MWh)	18.228.079	18.642.251	19.500.020	20.385.317	17.610.641
Parcela A					
R\$ Mil	787.739	1.078.935	1.072.326	1.308.678	1.681.107
R\$/MWh	43,22	57,88	54,99	64,20	95,46
US\$ Mil	692.518	626.559	613.705	605.421	724.615
US\$/MWh	37,99	33,61	31,47	29,70	41,15
% da receita	47,19%	52,42%	50,48%	51,76%	68,77%
Parcela B					
R\$ Mil	881.467	979.202	1.051.819	1.219.835	763.466
R\$/MWh	48,36	52,53	53,94	59,84	43,35
US\$ Mil	774.916,04	568.641,99	601.968,03	564.320,30	329.080,33
US\$/MWh	42,51	30,50	30,87	27,68	18,69
% da receita	52,81%	47,58%	49,52%	48,24%	31,23%
R\$/US\$ ⁽¹⁾	1,1375	1,7220	1,7473	2,1616	2,3236

Nota: (1) Taxa de câmbio da data de reajuste tarifário anual.

Anexo 3 – ENERSUL - Condição Inicial de Equilíbrio do Contrato de Concessão (Abr/97-Mar/98) e sua evolução conforme tabela da ANEEL referente NT 043-2003-SRE/ANEEL

Tabela I – B
Evolução da Parcela A e da Parcela B da ENERSUL

Ano	abr/97 -mar/98	abr/98 -mar/99	abr/99 - mar/00	abr/00 - mar/01	abr/01 - mar/02
Mercado (MWh)	2.480.833	2.515.551	2.604.353	2.811.032	2.647.522
Parcela A					
R\$ mil	116.898	130.168	170.098	222.844	251.115
R\$/MWh	47,12	51,75	65,31	79,27	94,85
US\$ mil	102.767	75.591	97.349	103.092	108.072
US\$/MWh	41,42	30,05	37,38	36,67	40,82
% da receita	45,87%	46,24%	47,26%	61,11%	61,82%
Parcela B					
R\$ mil	137.929	151.365	189.859	141.806	155.117
R\$/MWh	55,60	60,17	72,90	50,45	58,59
US\$ mil	121.256	87.901	108.659	65.602	66.757
US\$/MWh	48,88	34,94	41,72	23,34	25,21
% da receita	54,13%	53,76%	52,74%	38,89%	38,18%
R\$/US\$ ⁽¹⁾	1,1375	1,7220	1,7473	2,1616	2,3236

Nota: (1) Taxa de câmbio da data de reajuste tarifário anual.

Anexo 4 – CEMIG - Condição Inicial de Equilíbrio do Contrato de Concessão (Abr/97-Mar/98) e sua evolução conforme tabela da ANEEL referente NT 040-2003-SRE/ANEEL

Evolução da Parcela A e da Parcela B da CEMIG					
Ano	abr/97 – mar/98	abr/98 – mar/99	abr/99 – mar/00	abr/00 – mar/01	abr/01 – mar/02
Mercado (MWh)	35.624.918	35.275.936	36.256.517	38.019.162	32.937.090
Parcela A					
R\$	1.526.685.000	1.124.387.000	1.371.812.000	1.766.217.636	1.923.258.773
R\$/MWh	42,85	31,87	37,84	46,46	58,39
US\$	1.342.140.659	652.954.123	785.103.675	817.088.100	827.706.478
US\$/MWh	37,67	18,51	21,65	21,49	25,13
% da receita	45,04%	37,98%	38,08%	49,07%	48,96%
Parcela B					
R\$	1.863.183.000	1.835.811.000	2.230.719.000	1.832.873.612	2.004.921.015
R\$/MWh	52,30	52,04	61,53	48,21	60,67
US\$	1.637.953.077	1.056.092.334	1.276.666.285	847.924.505	862.851.185
US\$/MWh	45,98	30,22	35,21	22,30	26,20
% da receita	54,96%	62,02%	61,92%	50,93%	51,04%
R\$/US\$ @	1,1375	1,7220	1,7473	2,1616	2,3236

Nota: (1) Taxa de câmbio da data de reajuste tarifário anual.

Anexo 5 – COELBA - Condição Inicial de Equilíbrio do Contrato de Concessão (Abr/97-Mar/98) e sua evolução conforme tabela da ANEEL referente NT 052-2003-SRE/ANEEL

Evolução da Parcela A e da Parcela B da COELBA					
Ano	abr/97 - mar/98	abr/98 - mar/99	abr/99 - mar/00	abr/00 - mar/01	abr/01 - mar/02
Mercado (MWh)	8.590.285	9.091.264	9.125.152	9.885.675	8.027.597
Parcela A					
R\$ mil	379.945	399.676	473.000	531.761	616.783
R\$/MWh	44,28	43,96	51,83	53,79	76,83
US\$ mil	332.557	234.910	265.969	237.775	264.181
US\$/MWh	38,76	25,84	29,14	24,05	32,91
% da receita	41,14	41,11	40,11	46,04	47,50
Parcela B					
R\$ mil	543.682	572.434	706.145	623.246	691.749
R\$/MWh	63,36	62,97	77,38	63,05	84,93
US\$ mil	475.671	336.449	397.068	278.682	292.007
US\$/MWh	55,46	37,01	43,51	28,19	36,38
% da receita	58,86	58,89	59,89	53,96	52,50
R\$/US\$ @	1,1425	1,7014	1,7784	2,2364	2,3347

Nota: (1) Taxa de câmbio da data de reajuste tarifário anual.

Anexo 6 – CEB - Condição Inicial de Equilíbrio do Contrato de Concessão (Ago/99-Jul/00)
e sua evolução conforme tabela da ANEEL referente NT 155/2004-SRE/ANEEL

Evolução da Parcela A e da Parcela B da CEB

Ano	ago/99 - jul/00	ago/00 - jul/01	ago/01 - jul/02	ago/02 - jul/03
Mercado (MWh)	3.714.485	3.739.891	3.134.359	3.613.444
Parcela A				
R\$	258.067.754,24	327.685.672,41	340.269.761,09	422.399.937,49
R\$/MWh	69,94	87,62	108,55	116,89
US\$	140.241.937,81	128.504.185,26	110.520.255,00	141.266.438,82
US\$/MWh	37,76	34,36	35,26	39,10
% da receita	50,68%	54,72%	62,36%	56,13%
Parcela B				
R\$	249.153.048,14	271.132.073,63	205.406.036,40	330.118.036,13
R\$/MWh	67,08	72,50	65,53	91,36
US\$	136.454.925,32	106.326.303,38	66.716.264,91	110.422.142,14
US\$/MWh	36,74	28,43	21,29	30,56
% da receita	49,32%	45,28%	37,64%	43,87%
R\$/US\$ ⁽¹⁾	1,82500	2,55000	3,07880	2,98980

Nota: (1) Taxa de Câmbio da data do respectivo exercício anual