



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

**FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO, CONTABILIDADE E CIÊNCIA DA
INFORMAÇÃO E DOCUMENTAÇÃO**

MESTRADO PROFISSIONAL EM REGULAÇÃO E DEFESA DA CONCORRÊNCIA

**TRATAMENTO DE OUTRAS RECEITAS NA TARIFA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA: ASPECTOS REGULATÓRIOS E POTENCIAIS
CONTRIBUIÇÕES PARA A MODICIDADE TARIFÁRIA.**

Carlos Marcel Ferreira da Silva

Brasília, abril de 2011.



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

**FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO, CONTABILIDADE E CIÊNCIA DA
INFORMAÇÃO E DOCUMENTAÇÃO**

MESTRADO PROFISSIONAL EM REGULAÇÃO E DEFESA DA CONCORRÊNCIA

**TRATAMENTO DE OUTRAS RECEITAS NA TARIFA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA: ASPECTOS REGULATÓRIOS E POTENCIAIS
CONTRIBUIÇÕES PARA A MODICIDADE TARIFÁRIA.**

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Economia, Administração, contabilidade e Ciência da Informação e documentação (FACE) da Universidade de Brasília, como pré-requisito para a obtenção do título de Mestre em Regulação e Defesa da Concorrência.

Aluno: Carlos Marcel Ferreira da Silva

Orientador: Prof. Dr. César Costa Alves de Mattos

Brasília, abril de 2011.



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

**FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO, CONTABILIDADE E CIÊNCIA DA
INFORMAÇÃO E DOCUMENTAÇÃO**

MESTRADO PROFISSIONAL EM REGULAÇÃO E DEFESA DA CONCORRÊNCIA

**TRATAMENTO DE OUTRAS RECEITAS NA TARIFA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA: ASPECTOS REGULATÓRIOS E POTENCIAIS
CONTRIBUIÇÕES PARA A MODICIDADE TARIFÁRIA.**

BANCA EXAMINADORA

Presidente e Orientador

Prof. Dr. César Costa Alves de Mattos
Universidade de Brasília

Examinador

Prof. Dr. Paulo César Coutinho
Universidade de Brasília

Examinador Externo

Prof. Dr. Edvaldo Alves Santana
Universidade Federal de Santa Catarina

Data de aprovação

13 de abril de 2011

RESUMO

Além das receitas decorrentes da aplicação das tarifas, as distribuidoras de energia elétrica possuem outras fontes de receita decorrentes de atividades relacionadas com a concessão de serviço público ou do uso compartilhado de seus recursos, tais como a cobrança de ultrapassagem de demanda, o compartilhamento de infraestrutura, a arrecadação de convênios nas faturas de energia etc. O presente trabalho estuda o tratamento dessas outras receitas durante o processo de revisão tarifária e avalia a pertinência da manutenção dessas receitas em poder das distribuidoras. Para subsidiar o estudo, são apresentados os principais aspectos inerentes à regulação econômica, tais como as teorias da informação assimétrica, da Agência e dos monopólios naturais, bem como sobre os detalhes do processo de revisão tarifária. O objetivo é avaliar quais os potenciais benefícios tarifários da alteração nos critérios atualmente utilizados pela ANEEL para o compartilhamento de Outras Receitas entre as distribuidoras (e seus stakeholders) e os consumidores de energia elétrica. Para cada modalidade de Outra Receita, ponderam-se os custos adicionais envolvidos e os efeitos de uma eventual redução de incentivos com o compartilhamento, visando à definição dos percentuais adequados para reversão à modicidade tarifária. Esses percentuais são aplicados a uma base de dados levantada pela ANEEL durante os estudos para a definição da metodologia a ser utilizada no 3º Ciclo de Revisões Tarifárias. Ao final, verificou-se que, com a alteração de critérios proposta, o montante anual de Outras Receitas a ser revertido à modicidade tarifária seria de, aproximadamente, 800 milhões de reais, considerando todas as distribuidoras avaliadas. Este valor, quando comparado aos resultados que seriam obtidos utilizando-se o critério vigente, representa um aumento de, pelo menos, 150%. Aplicado às tarifas de energia vigentes, o volume total de Outras Receitas encontrado representa uma redução média de 0,6% no índice de reposicionamento tarifário. A conclusão do trabalho, portanto, indica que grande parcela das Outras Receitas tem sua arrecadação baseada em custos já cobertos pelas receitas tarifárias e independe de esforço substancial das distribuidoras, motivo pelo qual a discussão da revisão dos critérios de compartilhamento é pertinente.

Palavras-chave: Distribuição de Energia Elétrica no Brasil, Revisão Tarifária, Outras Receitas, Modicidade Tarifária; Regulação Econômica; Monopólio Natural.

ABSTRACT

Beyond the revenues acquired from energy tariffs, the Brazilian electrical energy distribution companies earn Other Revenues from other activities related to the public utility concession or from the use of its facilities and resources. The present work studies the Other Revenues' treatment during the tariff review process and evaluates the relevance of letting a major part of these revenues to the distribution companies' earnings. This paper presents the main aspects of economic regulation, such as asymmetric information, agency and natural monopoly theories as well as the tariff review process' details used by ANEEL. The aim is to evaluate potential tariff benefits of changing the currently used criteria of Other Revenues' sharing within distribution companies (and their stakeholders) and electricity consumers. For each kind of Other Revenues the additional costs involved and the effects of incentives reduction through sharing are weighted, defining an ideal percentage to revert to tariffs. The defined shares are applied to a database, gathered by ANEEL during the studies for the 3rd Cycle of Tariff Revisions' methodology. As a result, it was found that the proposed criteria change may lead to Other Revenues' amount in about R\$ 800 millions per year, considering all the analyzed distribution companies. The obtained results, when compared to the current criteria, represent an increase of at least 150% of values to be reverted to tariffs. Applied to current electricity tariffs, total Other Revenues represents 0.6% average reduction in the tariff adjustment rate. As a conclusion, it was observed that a major part of the Other Revenues is collected based on costs already covered by tariffs' revenue, not depending upon substantial efforts by the distribution companies. For this reason, the debate over the criteria revision of Other Revenues sharing is relevant.

Key-words: Electricity Distribution in Brazil, Tariff Review, Other Revenues, low tariffs, Economic Regulation, Natural Monopoly.

AGRADECIMENTOS

Após uma longa jornada desde minha graduação em engenharia elétrica no ano de 2004, finalmente tenho o prazer de redigir esta mensagem. E concluir o mestrado tem um significado muito especial para este eterno estudante, que vai além da sensação de dever cumprido.

Em pouco mais de seis anos foram dois novos empregos, duas novas casas, uma nova cidade, muitos novos amigos. No caminho, flertei com três diferentes programas de pós-graduação, para, ao final, decidir-me pelo tema economia. Foi preciso muita disciplina e dedicação para continuar em frente, mesmo diante de todas as dificuldades. Tenho convicção de que só cheguei ao final da jornada, graças a pessoas especiais, às quais agradeço a seguir:

A meus pais, Luiz Carlos e Erani, pelo amor incondicional, pelo exemplo, pelo incentivo e orientação aos estudos e pela valorização das minhas conquistas, sejam grandes ou pequenas;

À Silvia, minha amada esposa, pelo amor que me dedica há mais de oito anos, pelo companheirismo e pela grande ajuda na revisão deste trabalho. Perdoe-me pelas (muitas) horas de lazer sacrificadas em nome deste trabalho;

A toda minha família e amigos, do RS e do DF;

Aos colegas da ANEEL, em especial aos especialistas da SMA, pelo excelente ambiente de trabalho e pela ajuda, nos momentos em que precisei ausentar-me em função das obrigações do mestrado. Agradeço também o pessoal da SRE/ANEEL, pelos esclarecimentos e pelo fornecimento dos dados, indispensáveis para a realização da pesquisa;

À ANEEL, em nome dos meus chefes José Augusto, Alex, André e Edvaldo, pelo apoio irrestrito, incentivo e financiamento dos estudos. À FACE/UNB e todo o pessoal do REGEN, pela iniciativa e pela organização do curso;

Ao Professor Cesar Mattos, meu orientador, e aos membros da banca examinadora, Paulo e Edvaldo, pelas excelentes contribuições ao trabalho.

Por fim, aos colegas de curso do REGEN, por compartilhar as dificuldades, as tensões e principalmente as alegrias.

LISTA ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AP – Audiência Pública

BRR – Base de Remuneração Regulatória

CAPM - *Capital Asset Pricing Model*

CRTP – Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas

CCD – Contrato de Concessão de Distribuição

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

DEA - *Data Envelopment Analysis*

ER – Empresa de Referência

Grupo A – Conjunto de Unidades Consumidoras atendidos em tensão superior a 2,3 kV

Grupo B - Conjunto de Unidades Consumidoras atendidos em tensão inferior a 2,3 kV

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IP – Iluminação Pública

ISS – Imposto Sobre Serviços (municipal)

MUSD – Montante de Uso do Sistema de Distribuição

NT – Nota Técnica

O&M – Operação e Manutenção

PIS - Programa de Integração Social

PLC – *Power Line Communications*

RPI – *Retail Prices Index*

RT – Reposicionamento Tarifário

RTA – Reajuste Tarifário Anual

RTP – Revisão Tarifária Periódica

SRE – Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL

UC – Unidade Consumidora

WACC - *Weighted Average Cost of Capital*

LISTA DE FIGURAS

Figura. 1.	Tarefa da ANEEL na revisão tarifária	12
Figura. 2.	Perdas da empresa monopolista	32
Figura. 3.	Perda de bem-estar do monopólio.....	32
Figura. 4.	<i>Price-Cap</i> e o <i>Cost-passthrough</i> no Reajuste Tarifário.	40
Figura. 5.	Composição da Receita Requerida	50
Figura. 6.	<i>Fluxo de Informações em uma RTP</i>	53
Figura. 7.	Relação entre o percentual de compartilhamento e o esforço da distribuidora	73
Figura. 8.	Receita Líquida <i>versus</i> esforço.	75
Figura. 9.	Reversão para modicidade <i>versus</i> Compartilhamento: Outra Receita não depende do esforço.....	76
Figura. 10.	Reversão para modicidade <i>versus</i> Compartilhamento: Outra Receita depende do esforço.	77
Figura. 11.	Reversão para modicidade <i>versus</i> Compartilhamento: Outra Receita livre de esforço, que aumenta com a aplicação de esforço.	78
Figura. 12.	Categorias de Outras Receitas	89
Figura. 13.	Fatura de energia elétrica com cobrança de uso de energia reativa excedente.	93
Figura. 14.	Desconto na Empresa de Referência dos Serviços Tarifados	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.	Comparação entre a receita de fornecimento e a receita avinda de cobranças por ultrapassagem de demanda de cinco distribuidoras no ano de 2009.....	14
Tabela 2.	Dados encaminhados pelas distribuidoras – Of. Circ. 005/2010-SRE/ANEEL.....	82
Tabela 3.	Dados encaminhados pelas distribuidoras após ajustes.	83
Tabela 4.	Impostos incidentes sobre Outras Receitas	84
Tabela 5.	Valores Anuais de Outras Receitas.	84
Tabela 6.	Percentuais de repasse à modicidade tarifária por modalidade de Outras Receitas do 2º CRTP e 3º CRTP	112
Tabela 7.	Percentual da Receita Líquida a reverter para a modicidade tarifária	113
Tabela 8.	Comparação dos percentuais obtidos para reversão à modicidade tarifária.	113
Tabela 9.	Valores a reverter à modicidade tarifária – por distribuidora.....	120
Tabela 10.	Comparação entre Outras Receitas e o lucro das distribuidoras.....	121
Tabela 11.	Dados de entrada para o exercício de reposicionamento tarifário.....	124
Tabela 12.	Índices de Reposicionamento Tarifário	126
Tabela 13.	Variação no valor da fatura de energia residencial	126
Tabela 14.	Consumo de energia elétrica no Brasil em 2010, por Classe de Consumo.....	127

SUMÁRIO

RESUMO	4
1 INTRODUÇÃO	9
1.1 O PROBLEMA DE PESQUISA	13
1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO	14
1.3 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO ESTUDO	15
1.4 METODOLOGIA UTILIZADA	16
1.4.1 Classificação da pesquisa	16
1.4.2 Arcabouço Teórico e Regulamentação	16
1.4.3 Análise e Avaliação dos dados	17
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	18
2 INTRODUÇÃO TEÓRICA	19
2.1 ECONOMIA DA INFORMAÇÃO	19
2.1.1 Problemas de assimetria de informação	19
2.1.2 Teoria da Agência e a regulação	21
2.1.3 Contratos incompletos	22
2.2 TEORIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA	25
2.2.1 Justificativas para a regulação	25
2.2.2 O Processo Regulatório e o papel da ANEEL	27
2.2.3 Instrumentos da regulação	28
2.2.3.1 Regulação de preços	28
2.2.3.2 Regulação da quantidade	29
2.2.3.3 Regulação de entrada e saída no mercado	29
2.2.3.4 Regulação da qualidade	29
2.2.3.5 Outros tipos de regulação	30
2.3 REGULAÇÃO DE MONOPÓLIOS NATURAIS	31
2.3.1 Problemas relacionados ao monopólio natural	31
2.3.2 Possíveis soluções	34
2.3.3 Regulação por Custo do Serviço (taxa de retorno)	36
2.3.3.1 Críticas à regulação por custo do serviço: o problema dos incentivos	36
2.3.4 Regulação por incentivos: O modelo <i>Price Cap</i>	37
2.3.4.1 Críticas ao <i>Price Cap</i>	38
2.3.4.2 <i>Price Cap</i> e o <i>Cost Passthrough</i>	39
2.3.5 Intervalo Regulatório	41
2.3.6 Regulação por Comparação (<i>Yardstick Competition</i>)	41
2.3.6.1 Aplicação da <i>Yardstick Competition</i> no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro	43
2.3.7 Compartilhamento de Lucros	44
3 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA	46
3.1 BREVE HISTÓRICO DO SETOR E A LEGISLAÇÃO PERTINENTE	46
3.2 SERVIÇO PÚBLICO E O PRINCÍPIO DA MODICIDADE TARIFÁRIA	48
3.3 COMPOSIÇÃO DA RECEITA DAS DISTRIBUIDORAS	49
3.4 MECANISMOS DE ATUALIZAÇÃO DAS TARIFAS	50
3.4.1 Reajuste tarifário	51
3.4.2 Revisão tarifária	52
3.4.2.1 O mercado de referência	55
3.4.2.2 Custos não gerenciáveis (Parcela A)	55
3.4.2.3 Remuneração dos investimentos	56
3.4.2.4 Quota de reintegração	58
3.4.2.5 Custos operacionais	58
3.4.2.6 O modelo brasileiro da Empresa de Referência (ER)	60
3.4.2.6.1 Críticas ao modelo da Empresa de Referência	62
4 OUTRAS RECEITAS – AVALIAÇÕES PRELIMINARES	64
4.1 ASPECTOS LEGAIS DA ARRECADAÇÃO E REVERSÃO DE OUTRAS RECEITAS PARA MODICIDADE TARIFÁRIA	64
4.1.1 Considerações sobre a forma de Compartilhamento	67
4.1.2 Atividades permitidas às distribuidoras	68
4.2 ASPECTOS ECONÔMICOS DA REVERSÃO DE OUTRAS RECEITAS À MODICIDADE TARIFÁRIA	70
4.2.1 Custos Adicionais e a receita líquida de Outras Receitas	71
4.2.2 O Comportamento das distribuidoras	72

4.2.3	Relação entre a Receita Líquida de Outras Receitas e o esforço das distribuidoras.....	74
4.2.4	Dependência dos valores revertidos à modicidade tarifária com o grau de compartilhamento escolhido.....	76
4.2.5	O caráter preditivo da atuação da ANEEL.....	78
4.3	CONTABILIZAÇÃO DE OUTRAS RECEITAS.....	80
4.4	BASE DE DADOS DE OUTRAS RECEITAS.....	81
4.4.1	Alternativas à utilização da base de dados apresentada.....	85
4.5	METODOLOGIA PARA ESTIMAR OS PERCENTUAIS A SEREM REVERTIDOS À MODICIDADE TARIFÁRIA.....	86
5	OUTRAS RECEITAS - MODALIDADES E PERCENTUAL DE REVERSÃO.....	88
5.1	ATIVIDADES COMPLEMENTARES – PREÇOS REGULADOS.....	89
5.1.1	Receitas por cobrança de ultrapassagem de demanda.....	89
5.1.2	Receita por cobrança de excedente de reativo.....	91
5.1.3	Receita sobre Reserva de Capacidade.....	94
5.1.4	Serviços tarifados.....	95
5.1.5	Custos administrativos em caso de irregularidade na medição.....	97
5.2	ATIVIDADES COMPLEMENTARES – PREÇOS NEGOCIADOS.....	98
5.2.1	Receitas com Compartilhamento de Infraestrutura.....	98
5.2.2	Receitas com Sistemas de Comunicação (PLC).....	100
5.2.3	Receitas relativas a encargos de conexão.....	101
5.3	ATIVIDADES ATÍPICAS.....	102
5.3.1	Serviços de Engenharia.....	103
5.3.2	Operação e Manutenção de Propriedade de Terceiros (IP).....	104
5.3.3	Publicidade em Faturas de Energia Elétrica.....	106
5.3.4	Arrecadação de Convênios na Fatura de Energia Elétrica.....	106
5.3.5	Outras modalidades.....	109
5.4	HISTÓRICO DO TRATAMENTO DISPENSADO PELA ANEEL.....	110
6	APRESENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS.....	113
6.1	ANÁLISE DO PERCENTUAL A SER REVERTIDO PARA MODICIDADE TARIFÁRIA (REVMOD).....	113
6.1.1	Reações à proposta da ANEEL para o 3º CRTP.....	115
6.2	AVALIAÇÃO QUANTITATIVA.....	118
6.2.1	Quantitativo de Outras Receitas a ser revertido para modicidade tarifária.....	119
6.2.2	Exercício de reposicionamento tarifário.....	121
6.2.3	Impacto nas faturas de energia.....	126
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	128
7.1	PERSPECTIVAS PARA O 3º CRTP.....	129
7.2	LIMITAÇÕES DO ESTUDO.....	130
7.3	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO.....	131
7.3.1	Na esfera acadêmica:.....	131
7.3.2	No âmbito setorial.....	131
7.3.3	Na esfera organizacional da ANEEL.....	132
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	133

1 INTRODUÇÃO

A regulação de concessionárias¹ de serviço público de distribuição de energia elétrica, em face de suas particularidades, como a existência de um monopólio natural e o elevado grau de assimetria de informação, é um grande desafio enfrentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Embora exista consenso sobre o dever estatal de controlar a atuação dessas empresas, limitando tarifas, definindo critérios de qualidade e de entrada e saída do mercado, há muita dificuldade para por em prática adequadamente algumas dessas medidas.

Uma explicação para isso é que é impossível monitorar perfeitamente as ações das empresas, bem como regular cada uma de suas decisões. Isso ocorre porque a ANEEL tem menor acesso às informações sobre o mercado de distribuição de energia elétrica, seus custos reais e suas oportunidades, do que as concessionárias. Dessa forma, a Agência não consegue avaliar perfeitamente o quanto cada empresa pode ser mais ou menos eficiente na prestação do serviço. Como resultado, o preço definido não é perfeitamente aderente ao custo real e, tal distorção tende a aumentar com o decorrer do tempo.

Nesse sentido, nos Contratos de Concessão firmados entre o Poder Concedente e cada uma das concessionárias de distribuição foram previstos os mecanismos a serem utilizados para a atualização das tarifas de energia elétrica (revisão tarifária periódica e extraordinária e reajuste tarifário anual). Esses mecanismos devem servir para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Mais especificamente, sobre a revisão tarifária periódica os valores das tarifas são revistos em períodos que variam entre 3 e 5 anos, conforme consta na Cláusula 7^a dos Contratos de Concessão de Distribuição:

O PODER CONCEDENTE, [...] procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-as para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. [...] (BRASIL, 1999).

Em linhas gerais, a ANEEL recalcula o custo necessário para a execução do serviço de distribuição de energia elétrica em determinada área de concessão e o compara

¹ Neste trabalho, os termos “distribuidora”, “concessionária” e “concessionária de distribuição” terão o mesmo significado.

com a receita esperada pela aplicação das tarifas vigentes sobre a projeção de mercado enviada pela distribuidora. A eventual diferença é corrigida mediante um reposicionamento tarifário.

No período entre revisões tarifárias, ocorrem os reajustes tarifários anuais, cujo cálculo advém da teoria de regulação econômica por incentivos, na modalidade “preço-teto” (*Price Cap* ou RPI-X), com algumas modificações. Esta modalidade foi previamente utilizada por Stephen Littlechild na regulação de mercados de infra-estrutura (energia, telecomunicações etc.) no Reino Unido e consiste na ideia de que as tarifas devem ser independentes dos custos da firma, pelo menos, por determinado período. Diante disso, a concessionária sabe que, no intervalo entre revisões tarifárias, será recompensada por ações que resultem em diminuição dos custos, o que é um poderoso incentivo à eficiência² (VISCUSI et al, 2005).

Mais adiante, serão abordados mais amplamente os detalhes sobre os processos de reajuste e revisão tarifária. Antes de abordar o tema central deste trabalho, porém, ainda é necessário mencionar como o processo de revisão tarifária considera as receitas recebidas pela distribuidora.

Visando minimizar problemas relacionados com a assimetria de informações, até o 2º ciclo de revisões tarifárias, terminado em 2008, a ANEEL estimou os custos operacionais da prestação dos serviços utilizando o modelo de empresa de referência. Para o 3º ciclo, que inicia neste ano de 2011, foram propostas pela ANEEL alterações no referido modelo de estimação (migrando para um modelo de *benchmarking*, baseado em análises de fronteira de eficiência), as quais estão em processo de audiência pública.

Ambos modelos de estimação (do 2º e do 3º ciclo), configuram-se como modalidades de competição por comparação (*Yardstick Competition*) entre o desempenho da empresa real e um desempenho de referência, obtido por meio de determinados padrões de eficiência. Os custos “eficientes” de referência determinam o limite de receita a ser obtida pela distribuidora real junto aos consumidores em forma de tarifa. Esta receita é denominada receita requerida (leia-se: estimativa do custo enfrentado pela distribuidora), definida pela Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL (SRE/ANEEL) como “a receita

² Em contrapartida, como será abordado, o forte incentivo ao corte de gastos pode resultar em falta de incentivos ao aumento de qualidade, sendo este um conhecido problema dos serviços regulados pelo *Price Cap*.

compatível com a cobertura de custos operacionais eficientes e com um retorno adequado para o capital prudentemente investido” (BRASIL, 2006b).

Para verificar o quanto a distribuidora pode arrecadar cobrando as tarifas vigentes³, a ANEEL estima a receita obtida durante o período de um ano a partir da data da revisão tarifária (conhecido como “ano-teste”), com base na aplicação das tarifas homologadas sobre o mercado de consumo informado pela distribuidora para atender consumidores e outros agentes supridos⁴. O resultado corresponde à receita verificada (leia-se: receita auferida esperada pela distribuidora), que é definida como a “*receita estimada para o Ano-Teste, obtida considerando-se as tarifas vigentes de fornecimento, suprimento e uso do sistema de distribuição e a previsão do mercado para o referido período*” (BRASIL, 2006b).

É objeto de estudo nesta dissertação avaliar se há distorção no cálculo do reposicionamento tarifário, haja visto que os cálculos realizados, por vezes, dispensam eventuais outras receitas que serão auferidas pela distribuidora. A Resolução ANEEL n°234/2006 (do 2° ciclo de RTP), define outras receitas como “*receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos à sua prestação*”.

Como mostrado na figura 1, a idéia inicial é que a receita verificada seja igual à receita requerida. Eventuais diferenças se traduzem em aumento ou redução tarifária. Considerando que existem outras receitas, a ANEEL propôs que a receita requerida poderá ser menor no cálculo do reposicionamento tarifário (RT), conforme a equação a seguir:

$$RT = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita Verificada}}$$

Equação 1: Fórmula do reposicionamento tarifário.

Fonte: Resolução ANEEL n°234/2006.

No 2° Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (2° CRTP), apenas a receita advinda dos contratos de compartilhamento de infra-estrutura de postes com empresas de telecomunicações foram consideradas como outras receitas no cálculo realizado pela ANEEL.

³ A tarifa de energia é aberta em uma estrutura tarifária que estabelece valores diferentes de energia elétrica para consumidores em diferentes níveis de tensão ou classe de consumo.

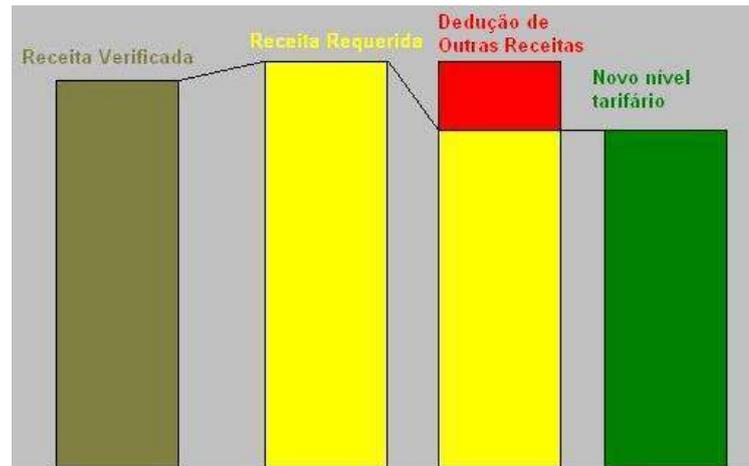


Figura. 1. Tarefa da ANEEL na revisão tarifária

Contudo, são vários os exemplos de outras receitas auferidas pelas distribuidoras e não utilizadas no cálculo da receita verificada, tais como cobrança de taxas de serviços, juros de parcelamentos de faturas, cobranças por ultrapassagem de demanda contratada, publicidade em faturas de energia etc.

Por meio da Nota Técnica nº 262/2006-SRE/SFF/SRD/SFE/SRC/ANEEL (ANEXO V – outras receitas), a SRE/ANEEL justifica a exclusão de reversão para modicidade tarifária de qualquer percentual de outras modalidades de receitas extra-tarifárias⁵, como as mencionadas no parágrafo anterior. As alegações apresentadas se referem ao caráter de incentivo de tais receitas, da necessidade de despesas adicionais não computadas nas tarifas para viabilizar o recebimento dessas receitas ou mesmo que algumas receitas deveriam ser revertidas para modicidade tarifária diretamente como dedução na estrutura de custos operacionais.

Contudo, observando a metodologia utilizada para o cálculo dos custos operacionais, verifica-se que não foram considerados (e descontados) todos os valores que eventualmente seriam recebidos como Outras Receitas. Além disso, a dissociação total de custos entre a atividade de distribuição e outras atividades é quase impossível, em face do compartilhamento de recursos que naturalmente ocorre quando uma empresa realiza diferentes atividades.

⁴ Além dos consumidores cativos, algumas distribuidoras fornecem energia a consumidores livres, bem como a outros agentes setoriais, como outras distribuidoras e usinas de co-geração.

⁵ Os termos “Outras Receitas” e “Receitas Extra-Tarifárias” estão sendo utilizados indistintamente. Antes de confundir o leitor, a motivação desse procedimento é aproveitar o significado mais aderente do segundo termo ao conjunto de receitas a que se quer referir. Não obstante, o primeiro é mantido por ser o mais utilizado pela ANEEL.

Uma vez que as atividades que levam à arrecadação de Outras Receitas não geram custos adicionais proporcionais ou distinguíveis dos custos cobertos pelas tarifas, entende-se que alguns dos valores hoje recebidos pela distribuidora representam, na realidade, um verdadeiro aumento em sua remuneração, com nenhum ou pequeno poder de incentivo.

Embora existam receitas que não devem ser compartilhadas com fins de modicidade tarifária, se pelo menos parte dessas outras receitas fossem incluídas no cálculo do reposicionamento tarifário como Outras Receitas, seria possível reduzir a tarifa de energia elétrica, atendendo ao princípio da modicidade tarifária, previsto no art. 6º da Lei 8.987/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos:

Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e **modicidade das tarifas**. [...]

1.1 O PROBLEMA DE PESQUISA

No ano de 2010, a ANEEL iniciou a definição das regras para o 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (3º CRTP) das concessionárias de distribuição de energia elétrica, as quais estiveram em discussão na Audiência Pública nº 040/2010, que visou “*obter subsídios e informações adicionais para o estabelecimento das metodologias e critérios gerais para o terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica*” (NT nº 234/2006-SRE/ANEEL). Entre os temas com mudanças propostas pela ANEEL em relação ao ciclo anterior, está a definição de novos tipos de outras receitas auferidas pelas distribuidoras que devem ser consideradas para o cálculo do reposicionamento tarifário. No site da Agência, encontra-se disponível a Nota Técnica nº266/2010-SRE/ANEEL de 25/08/2010, que aborda o assunto.

Diante do exposto, o **problema de pesquisa** deste trabalho é identificar quais os tipos de outras receitas recebidas pelas distribuidoras de energia elétrica e quantificá-las, avaliando quais deveriam passar a ser utilizadas no cálculo do reposicionamento tarifário.

A idéia é conhecer o percentual relativo das outras receitas perante a receita total das distribuidoras e verificar se os valores são relevantes, mediante uma análise do impacto da transferência desses valores à modicidade tarifária.

Apenas a título ilustrativo, uma das modalidades de outras receitas já informadas separadamente pelas distribuidoras e ainda não incluída no cálculo da revisão tarifária é a receita advinda com faturamento por ultrapassagem de demanda. Esta receita, que não é considerada no cálculo das tarifas de energia elétrica, é recolhida pelas distribuidoras graças a sua condição de agente de cobrança, porém não há qualquer garantia de que os valores serão destinados às atividades relacionadas com o serviço público de distribuição.

Para exemplificar, na tabela 1 é apresentado o quantitativo recolhido por cinco distribuidoras de diferentes portes (definido pela receita de fornecimento – decorrente das tarifas) a título de cobrança por ultrapassagem de demanda. Pode-se observar que, embora pequenos, os valores não são desprezíveis. E, se analisado o restante do conjunto de 64 distribuidoras, observa-se que, em alguns casos, o valor representa mais de 1% do faturamento anual.

Por esse motivo, é pertinente avaliar se existiriam gastos adicionais decorrentes de uma maior utilização da rede, não previstos na estimação dos custos operacionais da distribuidora, utilizados para definição do nível tarifário. Outrossim, é preciso avaliar se há necessidade de incentivo financeiro para que as distribuidoras queiram realizar as atividades que resultam na obtenção das receitas referentes à cobrança por ultrapassagem da demanda em acréscimo às receitas tarifárias. Evidentemente, tais análises devem ser estendidas às demais modalidades de “Outras Receitas” identificadas.

Porte da Distribuidora	Receita de Fornecimento - Mercado Cativo	Receita de Ultrapassagem de Demanda - Mercado Cativo	Percentual da receita de fornecimento
Pequena	R\$ 144.491.746,48	R\$ 567.839,45	0,39%
	R\$ 658.259.677,26	R\$ 3.931.280,54	0,60%
Média	R\$ 1.734.638.235,73	R\$ 8.892.242,62	0,51%
	R\$ 3.589.408.075,13	R\$ 15.490.213,53	0,43%
Grande	R\$ 6.618.525.793,45	R\$ 24.183.488,62	0,37%

Tabela 1. Comparação entre a receita de fornecimento e a receita avinda de cobranças por ultrapassagem de demanda de cinco distribuidoras no ano de 2009. Fonte: Sistema de Apoio à Decisão (SAD), ANEEL.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo geral deste trabalho é avaliar quais os potenciais benefícios tarifários da alteração nos critérios atualmente utilizados na revisão tarifária, incluindo um rol maior de

outras receitas no cálculo do reposicionamento tarifário. Tal ação representa uma transferência de bem-estar dos beneficiários de outras atividades (incluindo as próprias distribuidoras) para os consumidores de energia elétrica.

Há preocupação com os potenciais problemas de assimetria de informação, seja na obtenção dos dados de outras receitas junto às distribuidoras, seja na eventual diminuição do incentivo à manutenção de certos tipos de serviços ou, ainda, de esforço para recolhimento de determinadas receitas.

Como objetivo específico, buscar-se-á avaliar percentuais de compartilhamento dos ganhos advindos de outras receitas utilizados atualmente, propostos pela ANEEL para o 3º Ciclo de revisões tarifárias, e propor um critério para a definição de novos percentuais, considerando o princípio da modicidade tarifária, mas sem deixar de oferecer às distribuidoras o incentivo para a realização das atividades.

O *trade-off* fundamental a ser realizado está entre conceder incentivo às distribuidoras para gerar valor em outros negócios (ou atividades) e extrair renda desses negócios para o consumidor de energia elétrica. Ocorre que, não vendo as outras receitas como um negócio rentável, o operador não se interessa voluntariamente a desenvolvê-lo gerando oportunidades perdidas.

1.3 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO ESTUDO

Até o momento, não são consideradas no cálculo do reposicionamento tarifário inúmeras modalidades de outras receitas auferidas pelas distribuidoras. Embora essas receitas adicionais não tenham sido utilizadas no processo de revisão tarifária, não há garantias de que os custos adicionais associados às mesmas, projetados pelo regulador, sejam correspondentes ao valor total auferido. Desta forma, é possível que a remuneração total (tarifária e não tarifária) seja superior à entendida como suficiente pelo regulador, mesmo considerando a parcela de incentivo à prática de outras atividades que geram aumento de bem-estar social.

Outrossim, em larga pesquisa na regulamentação e consulta às áreas regulatórias da ANEEL, verifica-se a inexistência de procedimento padronizado para recebimento de dados sobre as outras receitas no nível de abertura necessário para utilização na revisão tarifária. Ou seja, a Agência não possui um banco de informações oficial que organize de

forma separada os quantitativos de cada tipo de outras receitas recolhidas pelas distribuidoras, o que impossibilita avaliar, diretamente, a dimensão de receita auferida “extra-tarifa”.

O primeiro passo para obter uma base de dados sobre as outras receitas, sem dúvida, é listar quais tipos de outras receitas existem. O passo seguinte é saber qual a ordem de grandeza dos montantes recolhidos. Por último, cabe avaliar se a inclusão dessas receitas no cálculo traria uma redução nas tarifas que justifique aumentar a complexidade do modelo atual.

1.4 METODOLOGIA UTILIZADA

1.4.1 Classificação da pesquisa

Este trabalho será baseado em uma análise qualitativa dos dados referentes às outras receitas de distribuidoras de energia elétrica, à luz do quadro teórico inicialmente apresentado. Essa opção decorreu da indisponibilidade de dados precisos e auditáveis, referentes a cada modalidade de Outras Receitas. Desta forma, o cerne da análise do problema de pesquisa proposto será conhecer a ordem de grandeza e não, necessariamente, o valor preciso de cada receita extra-tarifária.

Os dados sobre as outras receitas foram coletados em pesquisa de campo, que, segundo SOARES (2010), consiste “na coleta de dados e no registro de variáveis presumivelmente relevantes, diretamente da realidade, para ulteriores análises”. O caráter utilizado será o exploratório, com o objetivo avaliar a hipótese inicialmente levantada de que a consideração de uma parcela maior de receitas extra-tarifárias no processo de revisão tarifária pode contribuir para a modicidade das tarifas. Ao final do trabalho serão propostas melhorias vislumbradas para o processo de revisão tarifária e nos canais de comunicação e envio de informações das distribuidoras à ANEEL, referentes a assunto estudado.

1.4.2 Arcabouço Teórico e Regulamentação

Da teoria econômica serão utilizados os aspectos relativos ao tratamento da informação e os problemas de informação assimétrica, com foco na teoria de contratos incompletos e no problema do Principal-Agente, existente na relação entre a ANEEL e as distribuidoras de energia elétrica. Tais conhecimentos são importantes para se analisar,

posteriormente, o desafio e as limitações da apropriação de parte das receitas que atualmente ficam com as distribuidoras em prol da modicidade tarifária, considerando a perda de incentivo para a arrecadação dessas receitas.

A teoria da regulação econômica contribuirá para o entendimento dos principais aspectos relacionados aos efeitos do monopólio natural, sobre as perdas de bem-estar na economia e sobre as formas de regulação utilizadas em setores como a distribuição de energia elétrica. Serão estudadas as principais características e problemas reconhecidos na regulação por taxa de retorno e da regulação por incentivos. Em especial, será detalhado como funciona e quais as variações do modelo de preço-teto (*price-cap*) e da regulação por comparação (*Yardstick Regulation*) utilizados no Brasil.

No que diz respeito à regulamentação, será revisado o histórico e a legislação pertinente às tarifas no setor elétrico, incluindo a definição do princípio da modalidade tarifária. Além disso, será estudado o modelo utilizado pela ANEEL para a revisão tarifária periódica, incluindo os critérios utilizados para a definição da base de remuneração e do custo de capital, separação dos custos em parcela A e parcela B, construção da empresa de referência e suas limitações para determinação dos custos operacionais considerados no cálculo do reposicionamento tarifário.

Especificamente sobre “Outras Receitas”, serão apresentadas as principais modalidades existentes e a regulamentação que estabeleceu o direito de cobrança por parte da distribuidora, bem como as questões legais e os incentivos econômicos presentes na utilização daqueles valores no processo de revisão tarifária.

1.4.3 Análise e Avaliação dos dados

Para cada modalidade de Outra Receita será definido, por inferência lógico-intuitiva baseada em um modelo matemático simplificado, um percentual ideal de repasse para a modicidade tarifária, com base em critérios como grau de dependência das receitas ao esforço da distribuidora e os custos adicionais associados à sua obtenção. Com a aplicação desses percentuais aos dados de outras receitas obtidos junto às distribuidoras no âmbito dos estudos da ANEEL para o 3º CRTP, será possível obter o total de Outras Receitas passíveis de reversão à modicidade tarifária, por distribuidora, que poderão ser comparados com o faturamento total.

Finalmente, será realizado um exercício de reposicionamento tarifário, comparando-se os resultados encontrados aos que seriam obtidos com a aplicação dos critérios utilizados no 2º CRTP e aos propostos pela ANEEL para o 3º CRTP.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Inicialmente, no Capítulo 2 será apresentada uma revisão da literatura pertinente à economia da informação e à regulação econômica de monopólios naturais. O Capítulo 3 trata das questões relativas às tarifas de energia elétrica, desde a sua formação até os mecanismos de atualização utilizados pela ANEEL.

No Capítulo 4, são apresentados os aspectos legais e econômicos da reversão de Outras Receitas à modicidade tarifária, sendo apresentado um modelo matemático simplificado da relação entre o esforço das distribuidoras, a receita total e os níveis de compartilhamento de Outras Receitas. Além disso, será apresentada a base de dados utilizada e os critérios para a definição dos percentuais de compartilhamento.

O Capítulo 5 é dedicado essencialmente à apresentação item a item das modalidades de Outras Receitas. Para cada modalidade, foram definidos os valores adequados para os percentuais de compartilhamento e custos adicionais associados à atividade geradora da receita.

O Capítulo 6 apresenta a análise dos resultados. Primeiramente será realizada uma avaliação qualitativa, comparando os critérios de compartilhamento obtidos no capítulo anterior com os critérios aplicados no 2º CRTP e propostos pela ANEEL para o 3º CRTP. Ainda, serão apresentadas e comentadas as principais contribuições recebidas pela ANEEL durante a AP nº 040/2010, sobre a proposta de regulamentação do 3º CRTP.

Posteriormente, os critérios de compartilhamento serão aplicados aos dados disponíveis de outras receitas para obtenção das receitas a serem revertidas à modicidade tarifária. Além disso, serão analisados os efeitos da alteração de critérios de repasse de receitas às tarifas mediante uma simulação do reposicionamento tarifário de 59 distribuidoras. Os resultados ainda serão aplicados às tarifas residenciais vigentes para avaliar o impacto na fatura de energia elétrica.

2 INTRODUÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, serão apresentados aspectos pertinentes às teorias econômicas que sustentam o atual modelo regulatório do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil. Cada um dos temas apresentados, por si só, pode ser objeto de inúmeras dissertações, somente no âmbito do segmento de distribuição de energia elétrica. Por esse motivo, os principais conceitos e definições serão abordados de forma resumida, com foco somente nas questões julgadas relevantes para a compreensão dos argumentos utilizados no restante do trabalho.

2.1 ECONOMIA DA INFORMAÇÃO

As análises econômicas contemporâneas do tratamento da informação se desenvolveram mais fortemente a partir da década de 1960. Essencialmente, as análises econômicas passaram a reconhecer que a informação é imperfeita, que há custos para obter e transferir informação e que existem importantes assimetrias de informação, cuja extensão é afetada pelas ações de empresas e indivíduo (STRYDOM, 1984, p. 1).

Nas últimas décadas do século XX, as discussões foram convergindo para a ideia de que o conhecimento incompleto implica, necessariamente, em mercados e contratos incompletos, havendo a quebra de um paradigma fundamental da economia: a informação, pela sua natureza, é fundamentalmente diferente de outros insumos de produção (STIGLITZ, 2000).

2.1.1 Problemas de assimetria de informação.

Um dos tipos de problemas de assimetria de informação, conhecido como problema de seleção adversa, tem seu foco nas características dos itens a serem negociados. Em síntese, o negociador (empresa, consumidor etc.) não possui a garantia de que as informações que utiliza para fazer uma escolha são corretas. Tal situação prejudica a operacionalização de negócios e aumenta os custos de transação na medida em que negócios viáveis deixam de ser realizados ou são realizados com perda.

Como exemplos mais concretos de problemas de seleção adversa, pode-se citar a escolha realizada por empregadores ao avaliar um candidato a emprego ou companhias de seguros avaliando novos segurados. Quanto menos informação disponível, via de regra, pior será a escolha realizada. A solução geralmente buscada é a obtenção de mais informações sobre as características dos itens a serem negociados, mediante mecanismos de auto-seleção (quando indivíduos revelam informações sobre si através de preferências sobre determinados assuntos) ou em posturas ativas como pesquisas de mercado e exigência de certificações (STIGLITZ, 2000).

Outro conjunto de problemas de assimetria de informação tem relação com o comportamento dos agentes envolvidos após a contratação do serviço: são os problemas de incentivo ou risco moral. O problema de incentivo tem sua origem na realidade fática de que as ações de um indivíduo são, na melhor hipótese, imperfeitamente monitoráveis. Nesse rol de problemas podemos elencar o caso do empregador querendo saber quanto esforço seu empregado dedica ao serviço e à companhia de seguros querendo saber como o seu cliente está dirigindo (STIGLITZ, 2000).

A solução geralmente buscada para o problema de risco moral é estabelecer um incentivo econômico para o agente, alinhado com o comportamento esperado, o qual será concedido em função de resultados observáveis⁶. A chave da questão é estabelecer a melhor forma de compartilhar ganhos oriundos de uma boa conduta ou prejuízos decorrentes de um comportamento indesejável.

De fato, com breve reflexão, encontramos inúmeros exemplos no dia-a-dia em que se tenta resolver o problema de comportamento utilizando incentivos econômicos. No setor de distribuição de energia elétrica, o fato de o reposicionamento tarifário ser realizado em períodos entre quatro e cinco anos serve de incentivo às distribuidoras se tornarem mais eficientes nesse intervalo e poderem auferir maior retorno dos investimentos.

Contudo, ao mesmo tempo, fica claro que nem sempre os incentivos garantem o resultado esperado. Algumas vezes não se conhece com precisão o valor do incentivo necessário, gerando distorções em relação ao resultado esperado. Em outras oportunidades as variáveis utilizadas para observar os resultados são incorretas, desalinhadas com o comportamento esperado ou geram incentivos indesejados.

⁶ Outra alternativa ao incentivo econômico para alinhamento de incentivos pode ser o aprimoramento do relacionamento entre as partes, de forma a alinhar os objetivos ou reduzir a assimetria de informação.

2.1.2 Teoria da Agência e a regulação.

As raízes da teoria da agência foram trabalhos sobre a natureza do comportamento cooperativo na organização e sobre as relações de emprego. Durante as décadas de 1960 e 1970, economistas estudaram o problema do compartilhamento de risco entre os indivíduos que atuavam de forma cooperativa. A partir desses estudos, a teoria da agência ampliou a literatura do risco compartilhado para incluir o então chamado Problema da Agência ou problema do Principal-Agente (EISENHARDT, 1989).

Muito utilizada na análise de uma série de relações verticais de autoridade na sociedade, bem como na delegação de atividades ou terceirização, a Teoria da Agência é a base de estudos envolvendo a relação entre Agências Reguladoras e empresas reguladas, como a existente entre a ANEEL e as distribuidoras de energia elétrica.

Lima (2003, p. 15) enumera as seguintes características encontradas em relações que envolvem o problema Principal-Agente: i) delegação da execução da tarefa; ii) assimetria de informação; iii) imperfeições na correlação entre o esforço do agente e os resultados observáveis; iv) elevado custo de monitoração do esforço; e v) falta de alinhamento de interesses entre principal e agente. Geralmente, se uma dessas características não estiver presente na relação, o problema Principal-Agente inexistente ou é trivialmente solucionado.

No contexto da regulação do setor elétrico, as distribuidoras de energia elétrica atuam por delegação do poder concedente, são detentoras de um monopólio natural, possuem mais informações sobre suas atividades que o regulador e têm poucos incentivos para revelar seus custos reais. Além disso, os custos de monitoramento são elevadíssimos. Tais fatos dificultam a missão do regulador de maximizar o bem-estar social dos consumidores e distribuidoras, com a restrição estabelecida pela manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão (BARON e MYERSON, 1982).

“O problema é como o regulador (principal) deve estabelecer regras (incentivos) contratuais que estimulem os regulados (agentes) a atuarem de forma a atingir a eficiência desejada. A situação torna-se ainda mais complexa quando se leva em conta que tais incentivos devem ser definidos em ambiente de contratos incompletos, o que incorpora ao problema a própria análise dos efeitos dos incentivos em regime de incerteza” (SANTANA, 2002).

A solução para o problema do Principal-Agente envolve o compartilhamento de riscos e ganhos entre o regulador (Principal) e as distribuidoras (Agentes), mediante a criação de incentivos que busquem o alinhamento de interesses, maximizando a utilidade do Principal, porém respeitando duas restrições conhecidas como “restrição de participação” e “restrição de incentivos”.

Segundo Varian (1992, p. 441), a restrição de participação refere-se ao fato de o agente possuir outras oportunidades de negócio que lhe concedam um nível mínimo de utilidade, motivo pelo qual o Principal precisa assegurar que o Agente obtenha pelo menos este nível mínimo para aceitar participar do negócio. Na distribuição de energia elétrica, esta restrição é representada pela garantia de equilíbrio econômico financeiro concedida às distribuidoras nos contratos de concessão e a pela taxa de remuneração estipulada.

Já a restrição de incentivos implica que o Principal, embora estabeleça as regras de funcionamento do negócio, não tem poder para influenciar diretamente a ação do Agente. Desta forma, a influência do Principal é limitada, visto que sua atuação é indireta, através de recompensas que aumentem a utilidade do agente caso este atue conforme o desejado.

2.1.3 Contratos incompletos.

A delegação de atividades para um agente regulado é realizada, geralmente, mediante um contrato no qual são determinadas as condições de prestação de um serviço (ou entrega de um produto), bem como a quantidade, forma e condições de atualização da remuneração que a operadora terá direito. Na assinatura desse contrato encontra-se a primeira das fontes do problema de informação assimétrica entre regulador e regulado.

Ocorre que não há contrato que contemple todas as possíveis contingências que ocorrem durante sua execução. E pior, o regulador sabe que não terá acesso irrestrito às informações sobre os efeitos das contingências ocorridas, sobre a variação de qualidade ou do custo do serviço prestado. Outrossim, existe um problema de seleção adversa na contratação. Uma vez que as distribuidoras em geral detém maior conhecimento sobre o mercado e possuem maior aversão ao risco do que o ente regulador, a tendência é que as operadoras que aceitam contratar o serviço por determinado preço saibam que, na realidade, poderiam realizá-lo por menos sem empreender muito esforço complementar.

Além da assinatura do contrato, a etapa de execução dos serviços é outra fonte de problemas de informação assimétrica entre regulador e agente regulado. O alto custo de monitoração inviabiliza o perfeito conhecimento por parte do regulador dos detalhes que envolvem a atividade econômica delegada, necessários para a regulação do setor.

Essa condição abre a possibilidade de o agente regulado manipular, com pouco risco, a informação sobre o que realmente acontece, retratando um cenário inverídico de aumento no custo do serviço e de redução na rentabilidade da atividade. De modo geral, o agente regulado tem incentivos econômicos para manipular seu próprio comportamento com o objetivo de maximizar o seu lucro.

Os problemas apresentados são tipicamente verificados na relação entre as Agência Reguladoras, que assumem o papel de “Principal”, e as concessionárias, permissionárias e autorizadas, que fazem as vezes de “Agentes”.

Na prática, o problema da contratação vem sendo resolvido com base na teoria de contratos incompletos, a qual defende a existência de vantagens econômicas de flexibilizar os contratos, enfraquecendo tanto o princípio de que o contrato tem força obrigatória em qualquer situação, quanto os argumentos que alertam para o risco de insegurança jurídica (GALLO, 2009).

Dessa forma, especialmente em contratos de prestação de serviços públicos, tem-se verificado com maior frequência a facilidade de alteração de cláusulas, visando à adequação do contrato às mudanças ambientais. Um exemplo é a assinatura voluntária das distribuidoras de energia elétrica aos termos aditivos dos contratos de concessão, que alteram cláusulas visando à manutenção da neutralidade das variações de custos da parcela A (uma parcela da receita requerida) ao longo dos reajustes tarifários, em face do crescimento do mercado. Anteriormente, a metodologia constante nos contratos não previa a compensação *a posteriori* dos valores recebidos a maior pelas distribuidoras em decorrência do crescimento do mercado acima do previsto. (ANEEL, 2010).

Uma explicação para isso passa pela aplicação efetiva pelo poder judiciário de conceitos como a função social do contrato e da prevalência dos interesses coletivos sobre os individuais. Juntamente a isso, é possível atribuir a flexibilização dos contratos ao apoio de um arcabouço institucional em crescimento no Brasil (Ministério Público, órgãos de defesa do consumidor, imprensa etc.), além do próprio governo e classe política, que, em busca de

legitimidade junto ao eleitorado, dá maior reconhecimento a valores como transparência, ética e boa-fé, como virtudes essenciais a todos os agentes ou delegados públicos.

E, para combater os problemas relacionados durante a execução dos contratos, as “táticas” que vêm sendo utilizadas pela ANEEL são: 1) tornar mais eficiente as atividades de fiscalização financeira e da qualidade dos serviços; 2) tornar mais graves e efetivas as penalidades aplicadas aos infratores e; 3) conhecer cada vez mais a atividade regulada, de forma a aplicar mais precisamente as ferramentas da regulação.

De certa forma, entende-se que os resultados efetivos estão sendo alcançados de forma mais contundente na aplicação da terceira “tática” mencionada. A ANEEL, por exemplo, tem revisado continuamente os critérios de revisão tarifária periódica das distribuidoras de energia elétrica, visando, primordialmente, alinhar os objetivos das empresas na busca pela eficiência na execução dos serviços. A regulação da qualidade também tem avançado, mediante o aperfeiçoamento de regulamentos como os Procedimentos de Distribuição e as Condições Gerais de Fornecimento, realizados recentemente.

Quanto à atuação da fiscalização, os processos também vêm sendo aprimorados. Contudo, a quantidade de recursos aplicados em fiscalização ainda não condiz com as reais necessidades do setor elétrico brasileiro, especialmente em um modelo de regulação por incentivos, no qual o monitoramento das distribuidoras representa um fator indispensável no controle da qualidade dos serviços. Parte dessa realidade se justifica pelo contingenciamento dos recursos das Agências Reguladoras e outros órgãos públicos, que gera incerteza no planejamento da expansão das atividades. Conforme dados de execução orçamentária do ano de 2010, foi retido mais de 50% do orçamento anual da Agência, coberto pela Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), encargo pago na tarifa de energia elétrica (BRASIL, 2011).

Observa-se, ainda, que, mesmo quando o processo de fiscalização é efetivo, a ANEEL tem sua ação detida ou atrasada em razão da eventual falta de efetividade das penalidades impostas aos agentes infratores. Exemplificando, pode-se citar o caso da Companhia Energética do Amapá (CEA), estatal estadual detentora de concessão de geração e distribuição de energia elétrica no estado do Amapá. Devido a reiterados problemas na prestação do serviço, ao descumprimento de normas legais e regulamentares e à perda das condições econômico-financeiras da concessão em razão da elevada inadimplência, a ANEEL solicitou a abertura de processo de caducidade da concessão da CEA, o qual tramita desde

agosto de 2007 no Ministério de Minas e Energia (MME). Até o momento, não houve decisão definitiva sobre o destino da distribuidora, visto que o assunto está sendo discutido em um grupo de trabalho, o qual considera a possibilidade de venda da distribuidora para a estatal federal Eletrobrás (MP-GO, 2010).

2.2 TEORIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA

Para Stigler (1971), o Estado detém um recurso básico e exclusivo: seu poder de coerção. O governo tem a prerrogativa de se apossar do dinheiro alheio, sem seu consentimento, pelo único método permitido pelas leis de uma sociedade civilizada, a tributação. Outrossim, o governo tem poder para moldar comportamentos, através de permissões ou proibições previstas nas normas emitidas.

Com essas ferramentas, o estado pode auxiliar ou prejudicar, seletivamente, o desenvolvimento de diferentes setores ou agentes da economia. O comportamento estatal será resultado de um conjunto de interações políticas (no amplo sentido da palavra) entre os diversos grupos de interesses e não estará, necessariamente, alinhado com o interesse público.

2.2.1 Justificativas para a regulação.

Não obstante o Estado ter as faculdades para intervir na economia, cabe analisar, *a priori*, quais os motivos que levam o Estado a optar pela regulação. Nesse sentido, Stigler (1971) lista os desafios centrais da Teoria de Regulação Econômica que seriam: explicar quais mercados serão objeto de regulação, quem será beneficiado ou prejudicado pela regulação, de que forma será realizada a regulação e quais os efeitos da regulação sobre a alocação de recursos na economia.

Da teoria microeconômica observa-se que, na presença de falhas de mercado - como em indústrias onde há incidência de externalidades, assimetria de informação ou concentração do poder de mercado - ocorre ineficiência na alocação de recursos.

Em uma análise lógica, a primeira hipótese que pode-se levantar é a de que a regulação deve ocorrer em atividades econômicas onde existam “falhas de mercado”, que impedem que um mercado, por si só, alcance os benefícios em termos de bem-estar social

observados na concorrência perfeita. Desta forma, haveria justificativa para a intervenção estatal por meio da regulação para buscar a eficiência presente nos mercados competitivos, no sentido de reduzir as perdas de bem-estar social.

ARAÚJO (2007, p. 67) assevera que esta abordagem é conhecida como a “teoria positivo-normativa” da regulação, na qual o escopo de atuação do Estado, através do regulador, é combater os impactos das falhas de mercado, objetivando o equilíbrio entre os agentes atuantes no mercado regulado.

“A essência da regulação é a substituição explícita da competição por ordens governamentais como o principal instrumento institucional para garantir a boa performance” (KAHN, 1988, Vol. 1, Cap. 2)

Viscusi et al (2005, cap. 10) observa que, em alguns casos, a regulação atua em sentido contrário ao que determina o senso comum, ou seja, criando ou agravando os efeitos das falhas de mercado já existentes. Isso porque, muitas vezes, os agentes reguladores privilegiam interesses próprios, como a manutenção do poder, ao invés dos interesses coletivos de bem-estar social. Outras vezes são grupos de interesses que demandam por regulação, empreendendo esforços para influenciar as ações estatais para se beneficiar do poder de coerção estatal. Estas hipóteses, respectivamente, originaram as teorias da “escolha pública” (*public choice*) e “da captura”.

Assim, o surgimento de regulação em um mercado não seria resultado exclusivo de falhas de mercado com origem econômica que impedem a alocação ótima de recursos na sociedade, mas também uma resposta às demandas dos grupos de interesse com maior influência sobre o Estado, que buscariam moldar as decisões do regulador/legislador a seu favor. Evidentemente, a existência de interesses divergentes continuaria representando restrições à total “captura” do agente regulador por um agente específico.

Não obstante, Viscusi et al (2005, Cap. 10, p. 390) afirma que, em alguns casos, a presença de falhas de mercado combina com a regulação, mas por um motivo distinto das questões econômicas. Com falhas de mercado, uma regulação que beneficia um grupo de interesse pode não ser tão maléfica aos demais grupos, a ponto que eles não se importem tanto em lutar contra aquela regra, legitimando-a.

Por exemplo, o ganho obtido pelas distribuidoras com a arrecadação de “Outras Receitas” pode ser substancial, em função da escala de cobrança. Porém, o benefício da

captura dessas receitas para modicidade tarifária, para um consumidor, individualmente considerado, é quase irrelevante, especialmente se for considerada a situação que existiria caso simplesmente não houvesse regulação. Essa diferença do impacto regulatório sobre distribuidoras e consumidores, faz com que as distribuidoras tenham maior incentivo para exercer pressão sobre a ANEEL para fortalecer o processo regulatório e que o mesmo ocorra em seu benefício, sem que os consumidores tenham tanto incentivo para exercer pressão contra.

2.2.2 O Processo Regulatório e o papel da ANEEL

O processo regulatório de origem estatal tem início, necessariamente, na atividade legislativa do estado, que estabelece o poder regulatório sobre determinada atividade econômica. No caso brasileiro, na própria Constituição são definidas atividades econômicas a serem executadas ou controladas pelo Estado e, em leis ordinárias, são pormenorizados os aspectos relativos a cada atividade.

“Art. 173. Ressalvados os casos previstos nesta Constituição, a exploração direta de atividade econômica pelo Estado só será permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, conforme definidos em lei. [...]”

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.” (Constituição Federal, 1988).

Analisemos o exemplo do segmento de distribuição de energia elétrica. Por ser um serviço público básico e essencial para o bem-estar da sociedade, o fornecimento de energia elétrica funciona sob a supervisão do Estado. O legislador, influenciado pelas demandas dos diferentes grupos de interesse da sociedade, concluiu pela pertinência de criação de uma agência reguladora para tratar do assunto, a ANEEL.

Diante das mudanças setoriais ocorridas durante os anos 1990, com a substituição de parte dos investimentos por capital privado, a criação de uma agência reguladora foi atribuída à necessidade de um órgão independente, do ponto de vista político, que monitorasse o desempenho do setor, criando regras, fiscalizando ações e dirimindo conflitos.

Dentre outros objetivos estabelecidos em lei, cabe à ANEEL assegurar a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica com segurança, atualidade, qualidade e a custos

médicos. Outrossim, é papel da Agência estabelecer tarifas que remunerem adequadamente o capital investido pelas empresas. Com o uso do conhecimento técnico e bom senso, a Agência foi criada para equilibrar os interesses de curto prazo (modicidade tarifária e qualidade do serviço) com os interesses de longo prazo (continuidade e sustentabilidade do serviço), resistindo às pressões oriundas dos diversos grupos de interesse.

2.2.3 Instrumentos da regulação

Os instrumentos utilizados para a regulação são variados e podem compor um rol de inúmeras decisões a serem tomadas. Em setores como o de distribuição de energia elétrica, por exemplo, é comum verificarmos o instrumento de controle de preços e do número de empresas no mercado (entrada e saída). Não obstante, são observadas outras formas de controle sobre decisões dos agentes como a exigência de padrões de qualidade, determinação de quantidade de produto oferecida, bem como o nível de investimentos realizados e sua taxa de retorno.

2.2.3.1 Regulação de preços

Sem dúvida, o instrumento mais utilizado em atividades consideradas como serviços públicos é o controle de preços. Na prática, por meio da regulação de preços, busca-se, em última instância, transferir utilidade (ou renda) das empresas aos consumidores, o que não ocorreria sem a regulação em um mercado não-competitivo. Contudo, como a percepção de utilidade abrange uma série de outras variáveis, que não apenas o preço, não raramente se observa dificuldade em alcançar tal objetivo.

Eventual retardo no ajuste de preços regulados, perante novas condições de custo ou demanda, podem resultar em lucros extraordinários ou insuficientes. Outrossim, inovações tecnológicas podem permitir que as firmas lucrem acima do normal até o agente regulador perceber que a função “custo” reduziu e atuar rebaixando os preços. Mais adiante será aprofundada a discussão sobre as modalidades de regulação de preço existentes, em especial a modalidade denominada preço-teto (*Price Cap*), utilizada na regulação das distribuidoras de energia elétrica brasileiras.

2.2.3.2 Regulação da quantidade

O controle sobre a quantidade de produto ofertado pode ser utilizada com ou sem regulação de preços. No setor de geração de energia elétrica brasileiro, por exemplo, a quantidade de energia produzida não é escolhida pelo dono das usinas geradoras e sim pelo Operador Nacional do Sistema, que determina, por meio de critérios técnicos (capacidade das linhas de transmissão, nível dos reservatórios de hidrelétricas etc.) e econômicos (preço da energia gerada), qual usina irá funcionar e qual ficará fora de operação.

2.2.3.3 Regulação de entrada e saída no mercado

O controle sobre o número de empresas atuantes no mercado é uma ferramenta essencial utilizada pelo agente regulador, geralmente visando obter eficiência alocativa e eficiência produtiva. A figura da concessão de serviços públicos é um exemplo de controle de entrada e de saída realizado pelo Estado, que assume a prerrogativa de proibir ou obrigar que uma empresa atue em uma determinada atividade.

No âmbito da distribuição de energia elétrica no Brasil, foram definidas áreas de concessão, para as quais o Estado confere o direito à exploração com exclusividade para uma única empresa distribuidora. Como regra geral, a distribuidora está impedida de atuar na área de concessão de outra, mas tem a obrigação de atender a todos os consumidores localizados em sua área, não podendo abandonar seus consumidores mesmo quando tal atendimento for excessivamente oneroso.

2.2.3.4 Regulação da qualidade

Em determinados regimes de controle de preços, como o de preço teto, ou mesmo por questões de saúde ou segurança, verifica-se a necessidade de controle sobre a qualidade dos serviços prestados em diversas áreas da economia, sob pena de o serviço ser prestado de forma inadequada, em decorrência do controle de custos realizado pelo prestador de serviço, visando à maximização do lucro. Para tanto, os órgãos reguladores utilizam seu poder de coerção para estabelecer padrões de qualidade de serviços que devem ser seguidos pelas empresas.

Para a atividade de distribuição de energia elétrica, por exemplo, foram definidos indicadores de continuidade do fornecimento de energia, para aferir a frequência e a duração das interrupções no fornecimento (falta de luz) aos consumidores. Em caso de descumprimento dos limites de qualidade definidos, as distribuidoras estão sujeitas a penalidades a serem pagas em forma de multa ou compensações financeiras diretamente ao consumidor.

Em alguns casos, especialmente para mercados onde há controle de preços, os controles sobre a qualidade podem ser realizados de forma indireta, com a utilização dos indicadores de qualidade como variável de entrada no cálculo dos preços regulados, como forma de simular o que ocorreria em um mercado competitivo. Sendo assim, um fornecimento de energia elétrica com pior qualidade custaria menos.

2.2.3.5 Outros tipos de regulação

Existem, ainda, outros tipos de controle utilizados sobre o mercado, tais como as restrições de propaganda impostas à indústria do tabaco, bebidas e medicamentos e as restrições de investimentos (quando o governo cria subsídios para investimentos em determinadas tecnologias ou sobretaxa investimentos em outras).

Um exemplo disso é o PROINFA (programa incentivo à geração de energia com fontes alternativas), que beneficia usinas geradoras de energia elétrica que utilizem tecnologias renováveis, como geração eólica e solar, e os consumidores que compram dessas usinas. Neste caso, o governo atende a uma preocupação ambiental e de sustentabilidade da atividade. No setor de distribuição de energia elétrica há um exemplo de controle de origem do capital utilizado, quando a ANEEL determina às distribuidoras qual a estrutura ótima de capital (nacional e estrangeiro) que deve ser utilizada pelas distribuidoras.

Em suma, para cada possível decisão da empresa, há uma oportunidade de estabelecer-se um controle no âmbito da regulação. O que determina a frequência dos tipos de controle utilizados é a sua facilidade de implementação e de monitoramento e sua eficácia econômica.

2.3 REGULAÇÃO DE MONOPÓLIOS NATURAIS

A distribuição de energia elétrica, assim como outros serviços públicos de infraestrutura, é caracterizada pela presença de custos fixos elevados, como, por exemplo, construção e manutenção de redes de distribuição, subestações de rebaixamento de níveis de tensão etc. Os custos variáveis, como a compra de energia para revenda, são menos significativos que os custos fixos e isso faz com que o conjunto da atividade opere com custos médios decrescentes.

Segundo Motta (2004, p.82), em indústrias caracterizadas por redes, como a distribuição de energia elétrica, os consumidores obtêm utilidade pelo número de outros consumidores que compartilham o mesmo produto, no caso, da infra-estrutura da rede elétrica. Assim, o monopólio torna-se estável, pois é difícil que outra empresa entrante consiga atrair a demanda dos consumidores, visto que ao construir uma rede nova para seu primeiro consumidor, geralmente estará prestando um serviço mais caro do que o oferecido pela empresa incumbente.

Desta forma, é natural que uma única firma detenha todo o mercado à medida que segue expandindo sua produção com custos cada vez menores. Essa situação é chamada de monopólio natural, definido por Fiani (1998, p. 12) como, “aquele em que, dada a presença de retornos crescentes de escala, toda a demanda (ou sua quase totalidade) pode ser atendida, a um preço que cubra o custo de oportunidade, por um único produtor”. Ou seja, quando a produção de um ou mais bens ou serviços por uma única firma atende a toda a demanda do mercado e minimiza o custo, tal atividade é considerada um monopólio natural.

2.3.1 Problemas relacionados ao monopólio natural

Entre os problemas previstos em uma atividade econômica sob monopólio natural, talvez o mais conhecido seja a **ineficiência alocativa** de recursos na economia. Enquanto sob competição perfeita o preço de um produto iguala seu custo marginal, havendo monopólio natural, o produtor não pode praticar preços iguais ao custo marginal, sob pena de não poder recuperar seus custos fixos.

Conforme pode ser observado na figura 2, o custo marginal (MC) iguala a curva de demanda (DD) no ponto em que o preço é P_0 e a quantidade é Q_0 . Logo, a princípio, não

existe ineficiência alocativa. Contudo, em função das características das curvas de custo médio e marginal no monopólio natural, a empresa opera com perdas proporcionais à diferença entre o custo médio (AC), que inclui os custos fixos e o custo marginal (MC), representadas pela área hachurada. No longo prazo, o endividamento da empresa acarretará em problemas de qualidade ou interrupção do serviço.

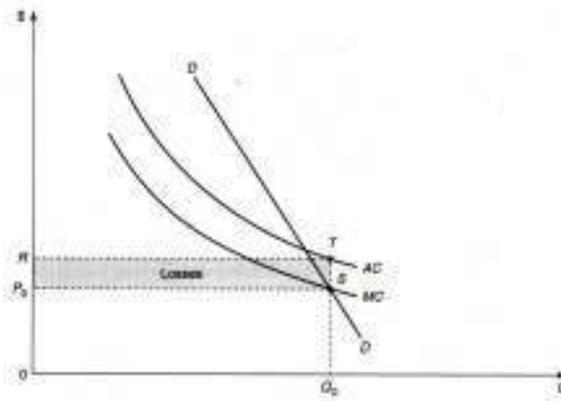


Figura. 2. Perdas da empresa monopolista (Viscusi et al, 2005)

A saída natural para esse problema seria instituir um mecanismo para a empresa cobrir seus custos fixos, geralmente sob a forma de subsídio. Entretanto, há problemas relacionados à decisão sobre quem deverá sustentar os subsídios (consumidores ou cidadãos em geral via tributos) e ao fato que a instituição de subsídios enfraquece os incentivos para redução e controle de gastos, algo problemático em um ambiente com assimetria de informações.

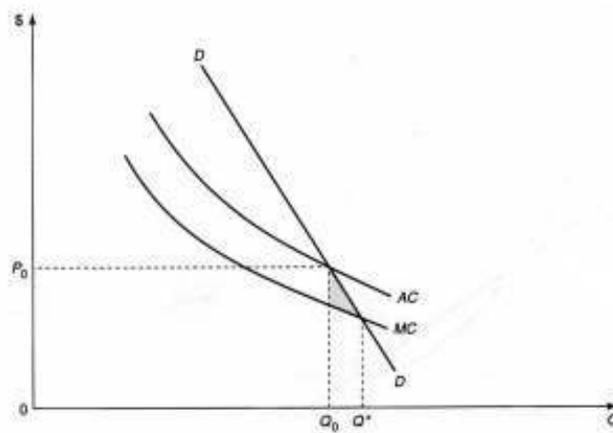


Figura. 3. Perda de bem-estar do monopólio (Viscusi et al, 2005)

Uma saída alternativa, observada na figura 3 é definir o nível de preços com base na curva de custo médio. Contudo, ao aumentar os preços, abandonando o critério de

eficiência $preço=custo\ marginal$, excluem-se potenciais consumidores do mercado, ocasionando o clássico caso de perdas de peso morto: a parte (destacada na figura) do excedente do consumidor que o monopolista não se apropria, porém os consumidores perdem.

A condição de monopólio natural levanta outras questões importantes: será que a empresa, nessa condição, consegue produzir de forma eficiente, minimizando seus custos? Será que o monopolista investe da melhor forma possível em tecnologia de ponta?

Segundo Deporter (1999), foi criado o termo “**Ineficiência X**” para indicar as perdas internas que acontecem em empresas detentoras de poder de monopólio, que não sofrem pressão de competidores no mercado. Em tal hipótese, a ausência de incentivo para redução de custos, diante da inexistência de competidores, acaba por reduzir a eficiência da empresa a longo prazo⁷.

Outro problema observado em indústrias sob monopólio natural é decorrente da sua propensão a servir como ferramenta para a instituição de **subsídios cruzados** pela regulação/governo. Em função do elevado grau de inelasticidade da demanda por serviços sob monopólio natural, sua utilização como meio de arrecadação de impostos ou mesmo contemplação de objetivos sociais é altamente eficiente.

Um exemplo disso ocorre quando o governo obriga as concessionárias de serviços públicos a universalizar o atendimento dentro de uma região geográfica, mesmo onde o custo do serviço é extremamente elevado. Nesses locais, o preço cobrado é menor do que o custo e o prejuízo é compensado por subsídios ou pela aplicação de preços acima do custo para consumidores de outras regiões. Um caso subsídio cruzado no Brasil é o encargo da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), que é custeado por todos os consumidores de energia elétrica via tarifa de energia e serve para financiar o consumo de combustíveis para geração de energia elétrica no sistema isolado da região norte do país.

Esse procedimento gera ineficiências econômicas, visto que os consumidores não recebem o sinal econômico correspondente ao utilizar energia elétrica, gerando distorções na demanda de mercado, tanto aos consumidores subsidiados, que consomem menos do que gostariam, quando aos subsidiados, que consomem mais do que poderiam.

⁷ Economistas por vezes contestam a hipótese da Ineficiência X, considerando que no monopólio natural os ganhos de produtividade são perenes (ou mais duradouros) que num mercado competitivo, havendo forte incentivo para ser eficiente. A análise da questão, que não é objeto desse trabalho, envolve uma comparação entre os custos para se tornar eficiente e os benefícios auferidos em decorrência de tais custos.

2.3.2 Possíveis soluções

Diante dos problemas apresentados, como a sociedade pode se beneficiar dos menores custos de produção decorrentes da atuação de uma só firma sem sofrer os efeitos nocivos do monopólio natural? De fato, a regulação de monopólios naturais permanentes, como no caso da distribuição de energia elétrica, é uma tarefa por vezes complicada e objeto de diferentes abordagens.

Quando a máxima eficiência produtiva exige a presença de um produtor único, o governo deve garantir que empresas não utilizem seu poder monopolista tanto para gerar lucros excessivos, quanto para restringir quantidade e qualidade dos serviços providos. Como vimos, a caracterização de uma indústria como monopólio natural é um argumento econômico para justificar a regulação e organização de um setor. (RANDALL, 1987 e BRAEUTIGAM, 1989 apud TUROLHA e OHIRA, 2005, p. 4).

Viscusi (2005) observa que existe a figura do monopólio natural temporário e permanente, que se diferenciam pelo comportamento da curva de custo médio de longo prazo, diante da variação da demanda. Este trabalho aborda a hipótese do monopólio natural permanente, considerando que a demanda por distribuição de energia elétrica, no longo prazo, sempre enfrenta uma curva de custo médio decrescente⁸.

A primeira alternativa de solução seria simplesmente não fazer nada, deixando o monopolista atuar livremente no mercado. Essa possibilidade é viável diante de um “monopólio fraco”, ou seja, quando o produto ou serviço possui substitutos próximos. Como exemplo, podemos citar o serviço de televisão a cabo, que além de não ser totalmente indispensável, pode ser substituído por outras tecnologias como televisão via satélite.

Outra possibilidade é determinar preços iguais ao custo marginal da empresa monopolista, como ocorreria numa concorrência perfeita. Porém, fora a dificuldade em conhecer o custo marginal real da empresa, neste caso, observa-se que o monopolista operará em prejuízo, pois parte dos custos fixos não estão sendo cobertos, como mencionado anteriormente (ver fig. 2). A saída é compensar as perdas do monopolista por meio de subsídios. Tal situação é comumente observada na regulação de sistemas de transporte

⁸ Conforme mencionado por TUROLHA e OHIRA (2005), a situação de monopólio natural não é definitiva em uma indústria, a qual pode passar por estágios. Em certo estágio, as economias de escala tornam-se menos significativas devido ao surgimento de novas tecnologias, e pode ocorrer a reversão à competição. Entende-se que esse não é o caso do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro atual.

público, como metrô, onde devido aos elevados custos fixos, a tarifa necessária para cobrir o custo médio seria por demais elevada.

Todavia, é um tanto irreal imaginar o governo subsidiando perdas de empresas privadas, que atuam em atividades onde existe o monopólio natural, como no caso da distribuição de energia elétrica. Por esse motivo, existem razões para asseverar que, para tal tipo de atividade, as receitas devem cobrir todos os custos. Para tais casos a literatura prevê uma série de soluções ideais para a definição de preços como apreçamento não linear, de Ramsey, Loeb-Magat etc⁹.

Na prática, as soluções adotadas para tratar os efeitos do monopólio natural no setor elétrico se resumem a duas: instituição de Agência Reguladora ou Estatização. No Brasil, por uma série de motivações sociais, políticas e econômicas (incapacidade de investimento estatal), a opção realizada a partir da década de 1990 foi pela desestatização das atividades no setor de distribuição de energia elétrica¹⁰, que foram delegadas a agentes regulados pela ANEEL.

A tarefa básica da Agência é assegurar que as receitas das distribuidoras sejam equivalentes a seus custos (incluindo a remuneração do capital) e a grande dificuldade é justamente mensurar tais custos, diante dos problemas de assimetria de informação. Isso leva a ANEEL a adotar diferentes estratégias para a definição dos preços, mais ou menos intensivas em dados oriundos das distribuidoras. Além disso, há outras questões relevantes como a criação de uma estrutura tarifária justa, com cada consumidor pagando proporcionalmente a seu custo e o incentivo à eficiência na prestação do serviço.

Em suma, mais do que questões teóricas envolvendo apreçamento ideal ou obtenção da eficiência econômica encontrada no mercado competitivo, atualmente a preocupação da Agência é que as receitas das distribuidoras sejam suficientes para cobrir os custos envolvidos na prestação do serviço e que tal serviço seja executado com eficiência crescente, visando à modicidade tarifária.

⁹ Mais detalhes sobre modelos de apreçamento são encontradas em Viscusi et al (2005, Cap. 11, pp. 412-421).

¹⁰ Não necessariamente houve a privatização das empresas estatais, sendo que algumas continuam operando no setor. Porém, hoje, elas atuam em igualdade de condições com os entes privados.

2.3.3 Regulação por Custo do Serviço (taxa de retorno)

A solução para a definição de preços de energia elétrica que se difundiu primeiramente em diversos países, inclusive no Brasil, foi a fixação da tarifa pelo custo de serviço (ou taxa de retorno), que é caracterizada pela atuação do regulador como auditor dos custos reais associados à prestação do serviço. Largamente utilizada em mercados sob monopólio natural, tal modalidade de regulação consiste na definição de um patamar tarifário suficiente para ressarcir os custos verificados, incluindo custos indiretos, tais como a remuneração para os ativos empenhados no serviço e para os investimentos realizados (JUSTEN FILHO, 2003, Cap. 7).

A essência da regulação por custo de serviço pode ser resumida pela equação a seguir:

$$\sum_{i=1}^n p_i q_i = Custos + rB \quad (\text{Equação 2})$$

Onde:

p_i é o preço do *iésimo* serviço;
 q_i é a quantidade do *iésimo* serviço;
 r é a taxa de retorno da empresa; e
 B é a base de remuneração da empresa.

Após aprovar os custos com a prestação dos serviços (pessoal, materiais etc.) e o montante de investimentos remuneráveis (base de remuneração) o regulador tem a tarefa de definir a taxa de retorno adequada. Feito isso, considerando a quantidade média de consumo observado no mercado da distribuidora, é possível definir o nível de preço que será praticado. Viscusi et al (2005, p.430) observa que o regime não exige preços economicamente eficientes, mas somente preços capazes de cobrir os custos totais. Assim, o poder concedente vincula os reajustes de preços à variação dos custos necessários ao fornecimento das utilidades em que se traduz o serviço público.

2.3.3.1 Críticas à regulação por custo do serviço: o problema dos incentivos.

Talvez por sua aplicação generalizada, ao longo dos anos foram identificados inúmeros problemas referentes à aplicação da regulação por custo de serviço. Provavelmente,

a crítica mais verificada na literatura é que essa modalidade de definição dos preços não incentiva (ou incentiva muito pouco) as empresas a adotarem práticas eficientes, visto que eventuais reduções de custos obtidas refletirão em redução de sua remuneração.

De fato, em seu trabalho denominado “*Behavior of the firm under regulatory Constraint*”, de 1962, os economistas Harvey Averch e Leland Jhonson sustentam que o modelo de regulação pelo custo de serviço induz a empresa a atuar de modo ineficiente, investindo mais em tecnologias intensivas em capital, que trarão mais benefícios em termos de remuneração (Viscusi et al, Cap. 12, p. 433).

Um exemplo do chamado Efeito Averch-Jhonson no segmento de distribuição de energia elétrica é a decisão de uma distribuidora ao solucionar um problema de sobrecarga de uma das fases do transformador que atende às residências de uma determinada rua. A solução mais eficiente é simplesmente re-equilibrar as cargas existentes entre as fases, mantendo o mesmo transformador. A solução alternativa é instalar um novo transformador mais potente.

Considerando a equação da regulação pelo custo do serviço e a existência de assimetrias de informação, que fazem com que o regulador desconheça a primeira possibilidade de solução e não avalie a eficiência dos gastos incorridos, a solução escolhida pela distribuidora tende a ser a última que, apesar de mais cara, resultará em maiores ganhos.

Outro ponto observado é que é virtualmente impossível ao regulador conhecer os custos reais dos agentes regulados pela assimetria de informação existente. Além disso, o decurso de tempo, necessário para o regulador ajustar as tarifas às variações naturais dos insumos de produção, reduz a precisão das intervenções, algo essencial no modelo de regulação pelo custo do serviço. Nesse contexto, a partir da desestatização do setor foi realizada a alteração do modelo de regulação utilizado, passando a soluções conhecidas como regulação por incentivos, como o sistema *Price Cap*.

2.3.4 Regulação por incentivos: O modelo *Price Cap*

A Regulação *Price Cap*, Sistema "preço-teto" ou, simplesmente, *Price Cap* tem sua origem no Reino Unido da década de 1980, sendo desenvolvido pelo economista Stephen Littlechild para aplicação nos "*utilities*" britânicos privados (ARMSTRONG et al, 1994).

Como diz o nome, no *Price Cap* o foco da regulação exercida sobre a empresa regulada está no preço final do produto, representando um modelo de regulação por incentivos, diferentemente da regulação por custo de serviço – utilizada no segmento de distribuição de energia elétrica até o início dos anos 1990 – cuja preocupação está na contabilização dos custos e determinação da taxa de retorno.

A regulação por incentivos se caracteriza pela delegação de certas decisões do regulador à empresa regulada, a qual pode auferir lucros a partir de redução de custos decorrentes de uma performance superior a estipulada. Com a firma tomando algumas decisões, reduz-se a preocupação com a assimetria de informação, visto que é reduzida a necessidade de monitoramento do comportamento empresarial. No mundo todo, a migração para modelos de regulação por incentivo marcou os movimentos de reforma nos setores de infra-estrutura, acompanhada de privatizações, liberalizações e desregulamentação, onde cabível (VOGELSANG, 2002).

Sucintamente, o *Price Cap* tem por base a definição de um nível de preços pelo regulador e dos índices que controlam sua variação. Um dos índices é um índice de inflação (RPI) e o outro é um índice de compartilhamento dos ganhos de produtividade, mais comumente chamado de Fator-X, calculado ou definido pelo regulador. A sigla RPI é a abreviação de *Retail Prices Index*, um índice de inflação britânico que no setor elétrico brasileiro, por exemplo, é substituído pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M).

Entre as vantagens atribuídas ao modelo *Price Cap* está a possibilidade de focar diretamente sobre as variáveis afetadas pelo monopólio e no elevado incentivo à eficiência e à inovação, uma vez que a empresa pode se beneficiar dos ganhos de produtividade que excederem os valores previstos. Outrossim, o custo do controle da regulação *Price Cap*, em sua forma original, é substancialmente menor, pois exige o monitoramento de, essencialmente, apenas uma variável: o preço de venda do produto.

2.3.4.1 Críticas ao *Price Cap*

Apesar das vantagens trazidas pelo *Price Cap*, o sistema apresenta dificuldades na realização das seguintes escolhas: i) a definição dos valores iniciais e dos índices de correção das tarifas diante da elevada assimetria de informações; ii) a estrutura de custos escolhida, pelo mesmo motivo; e iii) a qualidade dos serviços.

A dificuldade na definição dos valores a serem aplicados à fórmula e à estrutura de custos são questões delicadas. A primeira, porque uma fórmula que favoreça às empresas, garantindo altos índices de reajustes, penaliza a sociedade, em face dos elevados custos de acesso ao serviço de energia elétrica. A segunda, porque a estrutura de custos varia continuamente, sendo necessário ser revisada frequentemente, a fim de garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato (MACIEIRA, 2006, p. 50).

Uma das características do *Price Cap* é a menor necessidade de monitoramento contábil das distribuidoras ao longo do intervalo regulatório, uma vez que tais dados não influenciam diretamente a formação dos preços. A princípio vista como uma vantagem, tal distância entre regulador e regulados pode aumentar a assimetria de informações já existente, minando as poucas oportunidades para o regulador observar o mercado, efetuar comparações entre diferentes empresas e realizar as correções de possíveis falhas nos próximos ciclos de revisões tarifárias.

Além disso, o regime de regulação *Price Cap* geralmente não oferece incentivos à melhoria da qualidade do serviço. Pelo contrário, sob certas condições ligadas à assimetria de informação, as empresas tem um incentivo para subinvestir em qualidade, uma vez que o preço já está dado.

Desta forma, a aplicação do *Price Cap* com sucesso depende de gastos adicionais do regulador para manter a estrutura necessária para monitorar a qualidade do serviço prestado. No caso das distribuidoras, a ANEEL gasta anualmente cerca de 16 milhões de reais¹¹ em atividades de fiscalização, sem contar os valores gastos com a resolução dos conflitos gerados em função de reclamações pela falta de qualidade do serviço.

2.3.4.2 *Price Cap* e o *Cost Passthrough*.

Na prática, a definição básica de *Price Cap* pode não funcionar em caso de variações de custos não controláveis pelas empresas. Por exemplo, se uma distribuidora, sujeita a controle de preços pelo *Price Cap*, enfrenta um aumento no valor dos insumos acima do previsto pelo regulador (IGPM-X), ela pode sofrer prejuízos que poderão inviabilizar a continuidade do serviço. Se ocorrer o contrário, a empresa obterá lucros excessivos, não decorrentes de suas ações, e o consumidor deixará de obter ganhos com a redução de custos.

Dessa forma, foi adaptado o *Price Cap* para a possibilidade de definição de custos não gerenciáveis pelas empresas reguladas, cujas variações são repassadas automaticamente para a tarifa de energia, sem gerar lucro ou prejuízo às distribuidoras. Assim, cabe ao regulador observar atentamente a composição dos custos considerados como não gerenciáveis, permitindo a inclusão somente de custos cuja variação realmente não dependa de ações das distribuidoras, sob pena de perder algumas vantagens do *Price Cap* e assumir algumas desvantagens do modelo de Regulação pelo Custo do Serviço.

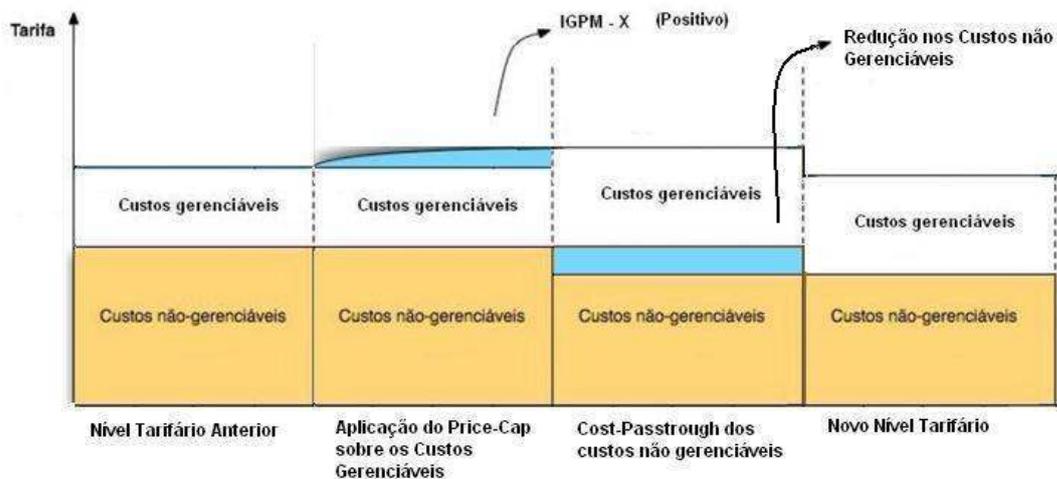


Figura. 4. *Price-Cap* e o *Cost-passtrough* no Reajuste Tarifário.

Na figura 4 é apresentado o efeito do *Cost-Passtrough* na ocasião dos reajustes tarifários anuais. Na primeira etapa é aplicada a fórmula do *price-cap* sobre os custos gerenciáveis pela distribuidora. A seguir, a variação nos custos gerenciais (redução no caso mostrado na figura) é repassada integralmente à tarifa.

No segmento de distribuição os custos que sofrem essa “passagem direta” para a tarifa são agrupados separadamente dos demais, na chamada Parcela A da tarifa de energia. Estes valores são revisados anualmente, na ocasião dos reajustes tarifários e eventuais diferenças obtidas no período de um ano são compensadas. Exemplos de custos componentes da Parcela A das concessionárias de distribuição são os custos relativos à compra regulada de energia elétrica, os custos do sistema de transmissão e os custos relativos a encargos setoriais.

¹¹ Conforme dados da Superintendência de Administração e Finanças (SAF) da ANEEL em 03/12/2010.

2.3.5 Intervalo Regulatório.

Segundo Kahn (1998, p. 48 Vol. 2) o intervalo regulatório, ou seja, o tempo inevitável que ocorre entre reposicionamentos (revisões) tarifários não deve ser considerado como uma imperfeição deplorável da regulação, mas sim como um aspecto positivo. Durante o intervalo, as empresas possuem maiores incentivos à eficiência, pois podem lucrar proporcionalmente ao aumento de sua performance. Entretanto, isso afeta a eficiência alocativa, uma vez que, nesse período, o preço praticado pela empresa monopolista permanecerá fora do ponto considerado ideal.

Para Armstrong et al (1994), uma versão pura do *Price Cap* teria um intervalo infinito, enquanto a regulação de taxa de retorno consiste em frequentes revisões de preço, para equilibrar os ganhos da empresa ao seu respectivo custo, ensejando intervalos regulatórios curtos. Na prática, há um limite de duração do intervalo regulatório em *Price Caps*, visto que mudanças no ambiente de negócios poderiam conceder ganhos excessivos ou insuficientes no longo prazo.

No caso das distribuidoras, os intervalos regulatórios foram definidos nos contratos de concessão e variam entre três e cinco anos. Desta forma, a cada três, quatro ou cinco anos, dependendo da distribuidora, a ANEEL realiza a revisão tarifária, quando redefine o nível tarifário, analisando custos e receitas auferidas pela distribuidora, e o fator X para os próximos reajustes. Nos anos intermediários, a ANEEL realiza os reajustes tarifários, que consiste simplesmente na atualização do nível tarifário com base na taxa de inflação e no fator X.

2.3.6 Regulação por Comparação (*Yardstick Competition*).¹²

A regulação por comparação ou *Yardstick*¹³ *Competition* aparece na literatura econômica na abordagem do problema de adequação de incentivos, decorrente do risco moral existente na relação entre um principal e múltiplos agentes. O principal enfoque trazido pela abordagem da *Yardstick Competition* é construir um mecanismo de comparação da

¹² Grande parte do conteúdo desta seção baseou-se na revisão sobre o assunto apresentada por MATTOS e COUTINHO (2004).

¹³ *Yardstick* em inglês é uma ferramenta, popularmente utilizada, para medida de dimensões físicas com comprimento de uma jarda (equivalente a 91,44 cm). Com essa ferramenta é possível comparar grandezas de objetos distintos, sendo tal a analogia utilizada.

performance de um agente com a dos demais, para mitigar o problema de incentivo decorrente da não observabilidade do esforço dos agentes. Assim, um agente “compete” em performance com outros agentes, ficando a cargo do principal estabelecer os parâmetros de competição e simular as perdas para os agentes menos eficientes, como se estes estivessem em livre concorrência.

Segundo Holmstrom (1979) “o remédio natural para o problema da não observabilidade do esforço do agente é investir recursos em monitoramento das ações e utilizar tais informações no contrato”. Contudo, normalmente, o monitoramento completo não é possível ou é excessivamente caro. Nestes casos, a solução geralmente utilizada é estimar as ações do agente, com base em referências indiretas (e, conseqüentemente, imperfeitas). O autor demonstra que:

Qualquer informação adicional sobre a ação do agente, apesar de imperfeita, pode ser utilizada para aprimorar o bem-estar de ambos, principal e agente. Esse resultado [...] serve para explicar o uso extensivo de informações imperfeitas em contratos. (HOLMSTROM, 1979, p.75, tradução livre)

Nesse contexto, considerando que os agentes envolvidos na regulação por comparação realizam custos e atividades que são, no mínimo, de mesma natureza, é natural pensar que a performance de um agente guarda relação com a performance dos demais.

Na existência de inúmeros monopólios regionais com informações privadas correlacionadas, a efetividade da regulação é aumentada pelo uso de regulação por comparação, ao invés de regular cada firma de forma independente. A razão para isso é que, sendo possível observar os custos realizados por uma segunda firma, o regulador pode inferir, de forma mais precisa, o nível de esforço da primeira firma, dados os custos por ela realizados. (ARMSTRONG, COWAN AND VICKERS, 1993 *apud* MATTOS e COUTINHO, 2004, p.5, tradução livre)

Apesar das vantagens apresentadas, a literatura aponta pontos potencialmente negativos para a regulação por comparação. Por exemplo, Mattos e Coutinho (2004) apontam o *trade-off* surgido em decorrência da aplicação desta abordagem entre: (i) conceder mais informação para o regulador e aumentar a eficiência da regulação *ex post*; e (ii) reduzir o incentivo ao investimento das firmas *ex ante*, já que (com mais facilidade) parte dos ganhos em investir (ganhos extraordinários) deixarão de ser apropriados pelo investidor.

Segundo Dalen (*apud* Mattos e Coutinho, 2004), o retorno do investimento para as firmas dependerá do tipo de investimento realizado. Será mais bem recompensado o

investimento que for diferenciado dos demais, afetando a tecnologia específica da indústria e destacando a empresa das demais em termos de eficiência. Cabe ao regulador avaliar, de acordo com a natureza do mercado, o quanto um agente consegue se diferenciar do outro, a ponto de o esforço empregado resultar em uma melhor performance observável.

Outro problema observado na regulação por comparação é quando há baixa correlação entre as informações privadas detidas por cada agente envolvido na comparação (desconhecidas pelo principal). Nesta situação, a comparação de performance não fornece qualquer informação útil sobre o esforço, visto que os agentes enfrentam dificuldades ou facilidades distintas em sua atuação. Exemplificando, uma distribuidora de energia elétrica que atua em área litorânea tem mais gastos em manutenção de redes aéreas do que outra que atua em outra região, em função da deterioração dos ativos decorrente dos efeitos da maresia. Portanto, não surgirá efeito positivo o regulador aplicar a regulação por comparação entre as distribuidoras, sem considerar a diferença dos custos de manutenção.

2.3.6.1 Aplicação da *Yardstick Competition* no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

No contexto da regulação do segmento de distribuição, a ANEEL é o principal e as concessionárias são os agentes. A ANEEL não tem condições de observar completamente as ações das distribuidoras, porém pode utilizar-se de informações de performance relativa, que guardam relação com o esforço das mesmas. Por esse motivo, a regulação por comparação vem sendo utilizada nos ciclos de revisões tarifárias e continua prevista para utilização no 3º ciclo de RTP.

Devido à heterogeneidade existente entre as áreas de concessão, com diferentes custos enfrentados por cada distribuidora, a ANEEL não aplicou nos dois primeiros ciclos de RTP a regulação por comparação tradicional, entre uma distribuidora e as demais, optando pelo Modelo da Empresa de Referência.

Conforme o Anexo 1 da Resolução ANEEL nº234/2006 (do 2º ciclo de RTP), o Modelo da Empresa de Referência é baseado na elaboração dos processos e atividades que devem ser realizados por uma distribuidora para garantir que o serviço seja prestado de forma

adequada, atendendo os requisitos legais e regulamentares. Na prática, é criada uma empresa fictícia, atuando na mesma área de concessão da distribuidora em questão, seus custos eficientes são avaliados com base em pesquisas mercadológicas e, após consolidados, se tornam referência para os custos da empresa real.

A premissa adotada é a criação de uma referência de mercado para os custos operacionais que seja aderente às condições reais da área geográfica da concessão, ou seja, ao ambiente no qual a concessionária desenvolve sua atividade. Trata-se de desenhar uma referência típica com a qual a concessionária deverá competir, de modo a incentivá-la a manter seus custos dentro dos valores reconhecidos para lograr a rentabilidade esperada, ou até superá-la. (Anexo 1 da Resolução ANEEL nº234/2006, p. 1).

O conceito de Empresa de Referência está associado a três premissas básicas: i) nível médio de eficiência na gestão; ii) consistência entre o tratamento regulatório dado para os custos operacionais e para a avaliação e remuneração dos ativos; e iii) condições específicas de cada área de concessão. Maiores detalhes sobre o modelo serão apresentados no subitem 3.4.2.6.

2.3.7 Compartilhamento de Lucros

Segundo Peano (2005), o compartilhamento de lucros consiste em um mecanismo de regulação por incentivos que permite a repartição direta com o consumidor das variações de lucro da empresa, tendo sido praticado na Inglaterra já no século XIX e nas empresas de energia elétrica dos EUA durante a primeira metade do século passado (VOGELSANG *apud* PEANO, 2005).

Segundo a autora, existem muitas variações na maneira como os lucros advindos do desempenho da empresa são compartilhados, podendo se dar tanto por meio de ressarcimentos *ex-post* ao desempenho medido, como através de ajustes nas tarifas no início de um período regulatório. Esta última variação apresenta maior poder de incentivo e maior risco para as empresas, assemelhando-se à forma proposta pela ANEEL para o compartilhamento de Outras Receitas.

Acrescenta a autora que os mecanismos de compartilhamento de lucros são considerados bons em termos de eficiência e justiça, no entanto, enfrentam problemas

administrativos decorrentes da dificuldade de mensuração e monitoramento periódico dos ganhos da empresa.

Mayer e Vickers (1996) fazem uma análise a respeito da regulação por compartilhamento de lucros, identificando que sua aplicação produz efeitos mistos sobre a estabilidade regulatória. Segundo os autores, as medidas de performance e esforço são particularmente subjetivas e este problema cresce juntamente com o grau de diversificação das atividades exercidas pelas empresas.

Na prática, o compartilhamento representa um imposto sobre receitas adicionais, reduzindo os incentivos para que a firma busque aumentá-las, o que pode, em determinadas situações, ter efeitos maléficos sobre a qualidade do serviço ou mesmo sobre a eficiência econômica dos mercados envolvidos.

3 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo serão apresentadas as informações necessárias para o entendimento sobre a legislação aplicável ao setor elétrico, os regulamentos vigentes e os procedimentos utilizados para a definição das tarifas de energia. Por fim, será detalhado um dos mecanismos de atualização das referidas tarifas, a saber, a Revisão Tarifária Periódica (RTP).

3.1 BREVE HISTÓRICO DO SETOR E A LEGISLAÇÃO PERTINENTE

O Setor Elétrico Brasileiro enfrentou sensíveis alterações estruturais e institucionais nas últimas duas décadas, passando de uma estrutura de monopólio estatal, com o Estado como o principal investidor e prestador de serviços, para um modelo de mercado, com múltiplos agentes de serviços e investimentos compartilhados com o capital privado. Tais mudanças no Brasil decorreram de uma tendência mundial de desestatização dos serviços públicos, cujo marco histórico foi o fim da guerra fria durante os anos 1980. No Brasil, o marco dessas mudanças foi o processo de redemocratização ocorrido após o término da ditadura militar. Como afirma Galli (2003, p.21) “a legislação posterior à Constituição Federal de 1988, seguindo as novas diretrizes, regulamentou o setor elétrico sob uma nova ótica”.

Grandes modificações se materializaram no início dos anos 1990, com a entrada em vigor da Lei das Concessões e com a aprovação do Programa Nacional de Desestatização, que aceleraram o processo de privatização de empresas. No Setor Elétrico Brasileiro, o marco da reforma se deu em 1993 com a promulgação da Lei n. 8.631, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras.

Até 1993, o setor elétrico brasileiro era composto por empresas predominantemente estatais e havia uma única tarifa de energia elétrica em todo o Brasil. Os consumidores dos diversos estados pagavam a mesma tarifa pela energia consumida, ou seja, uma conta de 100 (cem) kWh (kilowatt-hora) terá o mesmo custo tanto para um consumidor situado no centro da cidade de São Paulo quanto para um consumidor situado em uma cidade no interior do nordeste, não considerando desta forma se as despesas para se levar esta energia era maior para um do que para o outro. (ROCHA, 2009, p. 42)

Antes de 1993, o valor das tarifas de energia se destinava à remuneração das concessionárias, porém sem garantir sua eficiência, e o prejuízo das empresas não lucrativas era compensado pelos resultados daquelas que davam lucro e pelo Governo Federal. Além disso, a tarifa era calculada a partir do “custo do serviço”, o que não incentivava as empresas à eficiência e trazia questões complexas envolvendo os impactos da inflação sobre o capital empregado (EBRASIL, 2010).

Em 1995, foi aprovada a Lei n. 8.987 que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos. Em seu capítulo IV, art. 9º, essa lei dispõe sobre a política tarifária estabelecendo o sistema de tarifa pelo preço e garantindo o equilíbrio econômico-financeiro às concessões de serviços públicos, como é o caso da distribuição de energia elétrica. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público são fixadas em ato específico do Poder Concedente (ou do regulador), que autoriza a aplicação de novos valores resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato. Nesse contexto, o equilíbrio é garantido pela tarifa fixada no contrato aliada aos mecanismos de reajuste anual e revisões tarifárias (nas modalidades extraordinária e periódica).

Desta forma, estabeleceu-se uma tarifa por área de concessão cujo nível deve refletir as peculiaridades de cada região, como número de consumidores, quilômetros de rede, grau de dispersão da carga a ser atendida, custo da energia comprada, tributos estaduais etc., não podendo a tarifa se distanciar dos custos a tal ponto que cause desequilíbrio na concessão, seja por excesso ou falta de recursos.

Em 1996 foi publicada a Lei n. 9.427/1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e disciplinou o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Em 1998, foi criado o Operador Nacional do Sistema (ONS) que centraliza as atividades de controle e coordenação da geração e transmissão de energia elétrica e regulamentado o Mercado Atacadista de Energia (MAE), que era responsável pela regulamentação da compra e venda de energia. Foi concebido, então, um setor elétrico mais aberto, mais dinâmico e mais atraente para os investidores externos, em oposição ao sistema vertical e monopolista que vigorava no país desde a década de 1930.

Em 2001 o Setor Elétrico Brasileiro sofreu uma grave crise de abastecimento, culminando em um plano de racionamento de energia elétrica. Em função disso, foi criado o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, que propôs alterações no Setor Elétrico Brasileiro que culminaram em um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro.

Embora as alterações realizadas entre 2003 e 2004, com a edição das Leis n. 10.847 e 10.848 de 15 de março de 2004 e do Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004, tenham tido grande efeito nos procedimentos para a garantia do suprimento de energia elétrica, não ocorreu substancial modificação no princípio utilizado para a formação das tarifas de energia elétrica no setor de distribuição. Uma das mudanças relacionadas com o assunto desse trabalho foi a restrição à execução de atividades extra-concessão pelas distribuidoras, sem a devida autorização.

3.2 SERVIÇO PÚBLICO E O PRINCÍPIO DA MODICIDADE TARIFÁRIA

A Lei n. 8.987/1995 apresentou a conceituação de “Serviço Adequado”, o qual deve ser prestado pelas concessionárias de serviço público. Cabe mencionar que uma das condições explicitamente inseridas no texto legal, como condição para classificar um serviço como adequado, é a modicidade das tarifas.

Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

O princípio da modicidade tarifária implica na definição de valores reduzidos para as tarifas, seja do pronto de vista relativo como sob o prisma absoluto. Portanto, avaliar a existência de modicidade relativa enseja uma análise de custo-benefício para se verificar se a relação entre vantagens auferidas pelos consumidores e o preço cobrado é satisfatória, o que por vezes é subjetivo. Já a modicidade tarifária absoluta tem relação com o acesso ao serviço

público e refere-se à definição de preços suficientemente reduzidos que possibilitem aos consumidores ter acesso ao serviço. Desta forma, modicidade não pode ser confundida com gratuidade (JUSTEN FILHO, 2003, Cap. VI, p. 308). Em outras palavras, a aplicação do princípio da modicidade tarifária no serviço de distribuição de energia elétrica enfrenta um grande desafio que é se compatibilizar com as demais condições mencionadas no §1º do art. 6º da Lei n. 8.987/1995.

Por exemplo, há risco que a satisfação do princípio da atualidade sacrifique o dever da modicidade tarifária ou que o acréscimo de exigências destinadas a satisfazer os princípios da generalidade, continuidade e segurança acrescentem custos que acabam sendo cobertos pelas tarifas. Particularmente, em função dos problemas de assimetria de informação mencionados no Capítulo 2 deste trabalho, há necessidade de criar instrumentos de incentivos, inclusive financeiros, às distribuidoras para que atuem de forma eficiente. A concessão de tais incentivos não pode ser confundida com falta de atendimento ao princípio da modicidade tarifária.

3.3 COMPOSIÇÃO DA RECEITA DAS DISTRIBUIDORAS

A receita das distribuidoras é composta pela aplicação das tarifas ao segmento de distribuição. Essa receita deve ser suficiente para cobrir os custos incorridos pela distribuidora com a compra de energia, uso do sistema de transmissão, encargos setoriais, além dos custos da atividade de distribuição em si: remuneração do capital empregado, depreciação dos equipamentos, operação e manutenção das redes etc.

Para fins de cálculo das tarifas, a receita de fornecimento é dividida em dois conjuntos distintos, denominados parcela A e parcela B.

A parcela A da receita refere-se ao repasse dos custos considerados **não gerenciáveis**, seja porque seus valores e quantidades, bem como sua variação no tempo, independem de controle da empresa (como, por exemplo, o valor da despesa com a energia comprada pela distribuidora para revenda aos seus consumidores) ou porque se referem a encargos e tributos legalmente fixados (como a Conta de Desenvolvimento Energético, Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica etc).

O restante da receita refere-se à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. Esses custos são identificados como **custos gerenciáveis**, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente, e foram convencionados como componentes da “Parcela B” da Receita Anual Requerida da Empresa. A figura 3 a seguir resume essa separação.

COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA	
PARCELA A (custos não-gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cotas da Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Rateio de custos do Proinfra	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
	Despesas de Capital
Encargos de Transmissão	Cotas de Depreciação
Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica	Remuneração do Capital
Uso das Instalações de Conexão	
Uso das Instalações de Distribuição	Outros
Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	P&D e Eficiência Energética
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
Compra de Energia Elétrica para Revenda	
Contratos Iniciais	
Energia de Itaipu	
Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	

Figura. 5. Composição da Receita Requerida

Fonte: Caderno Temático da ANEEL – Tarifas de Energia (com adaptações)

3.4 MECANISMOS DE ATUALIZAÇÃO DAS TARIFAS.

No ato da assinatura dos Contratos de Concessão de Distribuição de energia elétrica (CCDs) as distribuidoras e o Poder Concedente, por intermédio da ANEEL, pactuaram os valores iniciais das tarifas de energia a serem aplicados em sua área de concessão. Conforme a Subcláusula Segunda da Cláusula Sétima dos referidos contratos, naquelas oportunidades, as distribuidoras reconheceram “que as tarifas indicadas [...] em

conjunto com as regras de reajuste e revisão a seguir descritas, são suficientes, nesta data, para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato”.

Portanto, foi acordado que a receita anual decorrente da aplicação das tarifas vigentes na época seria suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e para remunerar adequadamente o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão, na medida em que as regras de reajuste e revisão tarifária têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

Os contratos de concessão estabelecem que as tarifas de fornecimento podem ser atualizadas por meio de mecanismos como o Reajuste Tarifário e a Revisão Tarifária.

3.4.1 Reajuste tarifário

O objetivo do reajuste tarifário é restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pelo concessionário. Conforme já mencionado, a receita da concessionária é composta por duas parcelas: a parcela A, representada pelos custos não-gerenciáveis pela empresa, e a parcela B, que compreende o valor remanescente da receita requerida, representado pelos custos gerenciáveis (ANEEL, 2005).

Segundo a Subcláusula Terceira da Cláusula Sétima dos CCDs, anualmente, após calcular-se o Índice de Reajuste Tarifário (IRT), esse índice é aplicado às tarifas vigentes para obtenção das novas tarifas. O IRT é calculado mediante a aplicação da seguinte fórmula:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0} \quad (\text{Equação 3})$$

Esclarecendo o conteúdo da equação 3, o IRT é a razão entre os custos atuais ($VPA_1 + VPB_1$) e a receita observada nos últimos doze meses (RA_0). Essa receita é obtida com base na estrutura e níveis tarifários então vigentes.

O novo valor da parcela A (VPA_1) é obtido pelo somatório dos valores atualizados para cada um dos itens da parcela A que compõem a receita requerida, apresentados na seção 3.3. Desta forma, a variação dos valores correspondentes a parcela A, considerados não-gerenciáveis, são repassados aos consumidores, representando o *cost passthrough* mencionado na subseção 2.3.7 deste trabalho.

O novo valor da parcela B (VPB_1) é representado pela multiplicação que compõe a segunda parcela do numerador da equação 3. Tal multiplicação representa a aplicação do regime *price cap* sobre a receita referente aos custos gerenciáveis pela distribuidora. Ou seja, o valor da parcela B na data do reajuste anterior (VPB_0)¹⁴ é simplesmente corrigido pela variação dos índices de inflação (IVI) menos o fator X, sendo que o risco/benefício de custos reais maiores/menores recai sobre a distribuidora.

3.4.2 Revisão tarifária

O processo de revisão tarifária tem como principal objetivo analisar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, conforme consta nos contratos de concessão:

Subcláusula Sétima - A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta Subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia elétrica, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Subcláusula Terceira; a partir desta primeira revisão, as subsequentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos.

[...]

Subcláusula Nona - A ANEEL poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando a manter o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato, sem prejuízo dos reajustes e revisões a que se referem as Subcláusulas anteriores desta Cláusula, caso hajam alterações significativas nos custos da CONCESSIONÁRIA, [...]. (BRASIL, 1999, Cláusula Sétima)

Desta forma, as revisões tarifárias ocorrem após um período previamente definido no contrato de concessão (geralmente de 4 anos), chamadas de revisões tarifárias periódicas,

¹⁴ O VPB_0 é calculado pela diferença entre a Receita Anual e o VPA_0 .

ou, a qualquer tempo, no caso de revisão tarifária extraordinária. A figura 6 mostra a complexidade do processo de revisão tarifária dentro da ANEEL.

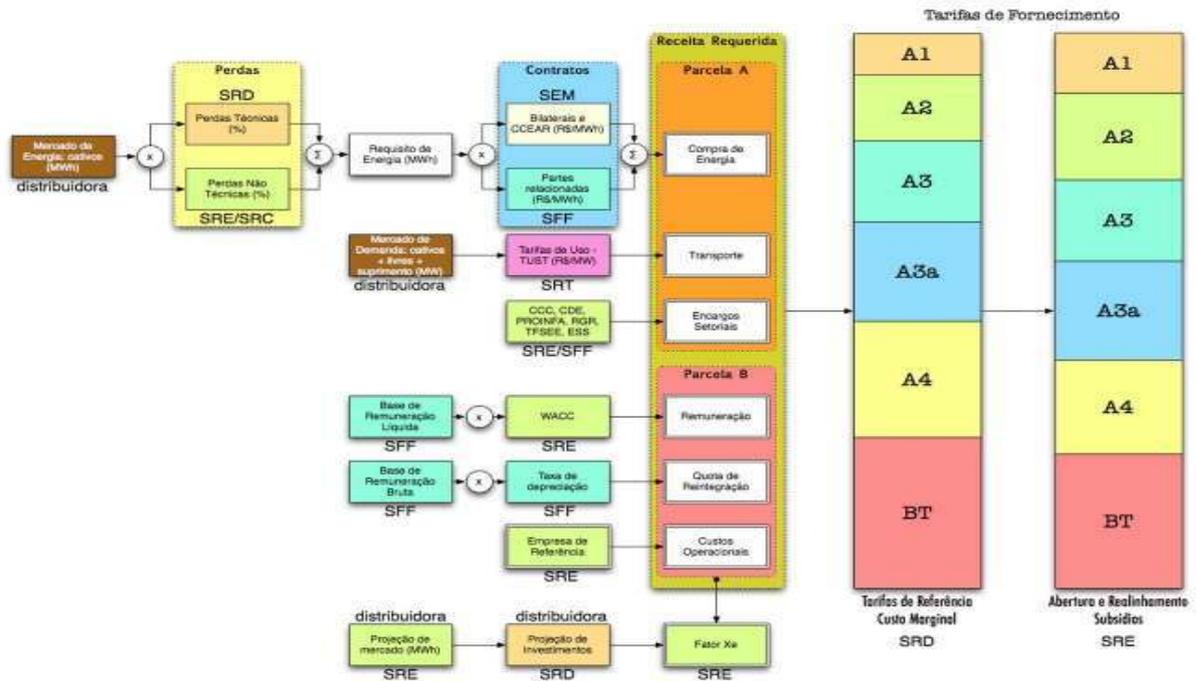


Figura 6. Fluxo de Informações em uma RTP

A revisão tarifária periódica compreende duas etapas: o reposicionamento tarifário e a determinação do fator X. O cálculo do fator X, representado pelos três blocos inferiores na figura 6, representa o mecanismo de repasse dos ganhos de produtividade das distribuidoras aos consumidores ao longo dos reajustes tarifários. Embora seja uma etapa importante, não será objeto de estudo nesse trabalho, cujo foco é o efeito de outras receitas.

Como mostrado na figura 6, o reposicionamento tarifário é o resultado das seguintes etapas de cálculos:

- Cálculo dos valores correspondentes à Parcela A; e
- Cálculo dos valores correspondentes à Parcela B:
 - Cálculo da remuneração da distribuidora;
 - Cálculo da quota de reintegração; e
 - Cálculo dos custos operacionais eficientes.

A soma desses valores corresponde à receita requerida pela distribuidora, definida pela SRE/ANEEL como “a receita compatível com a cobertura de custos operacionais eficientes e com um retorno adequado para o capital prudentemente investido” (BRASIL, 2006b).

O valor da receita requerida é comparado com o valor da receita verificada, definida como a “receita estimada para o Ano-Teste, obtida considerando-se as tarifas vigentes de fornecimento, suprimento e uso do sistema de distribuição e a previsão do mercado para o referido período”. Em suma, a ANEEL estima o quanto a distribuidora pode arrecadar aplicando as tarifas vigentes durante o período de um ano a partir da data da revisão tarifária sobre o mercado de consumo informado pela distribuidora (BRASIL, 2006b).

O cálculo do reposicionamento tarifário médio é o resultado da razão entre a receita requerida (em R\$) e a receita verificada (em R\$), ambas calculadas para o ano-teste. Esta corresponde à receita que seria auferida aplicando as tarifas vigentes ao mercado do ano-teste. Aquela é a receita que reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada do capital investido, de forma que os usuários sejam beneficiados pela maior eficiência que a concessionária obteve no período anterior. (NT n°269/2010-SER/ANEEL)

Convém mencionar que da receita requerida são descontadas as outras receitas, que devem ser, em parte, revertidas para a modicidade tarifária, conforme estabelece o contrato de concessão. Maiores detalhes sobre a composição da parcela de Outras Receitas, tema desse trabalho, são encontrados no Capítulo 4.

Assim o índice de reposicionamento tarifário (RT) é definido como:

$$RT = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita Verificada}} \quad (\text{Equação 1})$$

Observe-se que, diante das incertezas existentes a respeito dos custos reais enfrentados e do esforço empregado pela distribuidora na execução do serviço, aliadas à inexistência de concorrentes diretos, por causa do monopólio natural, a determinação de custos operacionais eficientes constitui um dos grandes desafios da revisão tarifária periódica. De fato, a assimetria de informação existente entre as distribuidoras e a ANEEL representa uma fonte de problemas diversos durante o processo de revisão tarifária e os resultados,

invariavelmente, são criticados por definir valores julgados excessivos ou insuficientes para a realização do serviço.

Embora a ANEEL possa realizar auditorias nas informações recebidas, é evidente que a situação de ambas as partes, no que se refere ao acesso e ao manejo dessas informações, é totalmente assimétrica. Assim, é pertinente adotar ações não baseadas somente em informações fornecidas pelas concessionárias, mas na definição de parâmetros que permitam determinar as tarifas dos serviços regulados e, simultaneamente, constituam referências para incentivar uma gestão empresarial mais eficiente.

3.4.2.1 O mercado de referência¹⁵

A definição do mercado de referência é tarefa fundamental durante a execução das tarefas do reposicionamento tarifário. A avaliação de diversas opções realizadas pela distribuidora, desde a compra de energia, passando pelo cálculo do fator X, até a previsão dos custos operacionais dependem da consolidação do mercado de consumo a ser atendido.

De forma resumida, a projeção do mercado de referência compreende as seguintes etapas:

- envio pela concessionária e por agentes afetados da projeção de mercado para o ciclo tarifário segregada por classe de consumo;
- avaliação comparativa da ANEEL entre as projeções enviadas, projeções resultantes de modelos de séries de tempo, projeção de investimentos informada pela distribuidora, energia contratada para o ano-teste (12 meses após a RTP) e valores históricos;
- definição, pela ANEEL, da projeção de mercado, por classe de consumo, a ser considerada para fins de cálculo.

3.4.2.2 Custos não gerenciáveis (Parcela A)

Com pequenas diferenças, a parcela da receita requerida referente aos custos não-gerenciáveis é calculada na revisão tarifária de forma similar à utilizada nos reajustes anuais,

¹⁵ Mais informações podem ser verificadas na Nota Técnica n.º 292/2008-SRE/ANEEL, de 25/09/2008.

por meio do somatório dos valores de compra de energia, uso do sistema de transmissão e recolhimento de encargos setoriais, aplicados ao mercado de referência.

Cabe destacar que, na revisão tarifária, são definidos valores limites à compra de energia adicional para compensação das perdas. Isso significa que são remuneradas, até determinado nível, as perdas de energia elétrica (técnicas e não técnicas).

As perdas técnicas decorrem das características físicas intrínsecas ao transporte da eletricidade por meios físicos, como a energia perdida em função do aquecimento dos condutores. A ANEEL, com base no perfil das redes de cada distribuidora, atribui um percentual máximo de perdas técnicas a serem consideradas.

O mesmo ocorre para as perdas não-técnicas, aquelas que decorrem das fugas de energia para ligações clandestinas e de fraudes nos equipamentos de medição. Contudo, as variáveis utilizadas para definição do limite são distintas e englobam também fatores sócio-econômicos da área de concessão específica, que podem influenciar no nível de perdas não-técnicas.

3.4.2.3 Remuneração dos investimentos¹⁶

A remuneração dos investimentos da distribuidora é realizada em duas etapas: determinação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) e determinação da Taxa de Retorno sobre o capital investido.

A definição da base de remuneração das empresas é fundamental para a preservação dos investimentos no serviço público de distribuição de energia elétrica e para proteger os consumidores de preços injustos. No levantamento da BRR, a ANEEL determina qual o valor dos ativos empenhados efetivamente necessários à prestação do serviço.

¹⁶ Seção baseada nas Notas Técnicas n.º 262/2010-SRE/ANEEL e 268/2010-SRE/SFF/ANEEL, de 23 e 25/08/2010 – Disponíveis no site da ANEEL, na documentação da AP n.º40/2010.

Para tanto, é avaliado o conjunto de bens e instalações contabilizados nas contas do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), com vistas à composição da base de remuneração da concessionária. Entre os ativos considerados pode-se elencar terrenos, reservatórios, barragens, adutoras, edificações, obras civis, benfeitorias, máquinas e equipamentos, veículos, móveis e utensílios etc.

A valoração de máquinas, equipamentos e edificações é realizada pelo método do “Custo de Reposição Otimizado e Depreciado”, que determina que cada ativo seja valorado por todas as despesas necessárias para a sua substituição. Já a valoração de terrenos, servidões, veículos, móveis e utensílios é realizada pelo seu custo histórico corrigido. Atualmente, a ANEEL trabalha na formação de um banco de preços próprio para aplicação nos processos de revisão tarifária. Contudo, por enquanto, o valor atribuído a cada item é obtido junto aos bancos de preços de cada distribuidora, os quais são fiscalizados pela ANEEL. Dos valores encontrados é descontada, a partir de taxas contábeis definidas regulatoriamente, a depreciação dos bens. Além disso, é aplicado um índice de aproveitamento, caso o bem não seja utilizado inteiramente na prestação dos serviços regulados.

Sobre o valor encontrado para a Base de Remuneração, é aplicada uma taxa de retorno para fins de determinação da remuneração da distribuidora, pelos investimentos realizados para a execução do serviço. Em um paralelo com a restrição de participação do problema do Principal-Agente, a taxa de retorno representa o custo de oportunidade dos recursos investidos na BRR, compatível com os riscos associados à prestação do serviço, definindo o retorno esperado pelo investidor.

O grande desafio está na escolha de taxa para uma atividade tão complexa como a distribuição de energia elétrica. Se a taxa for subestimada, os investimentos serão direcionados em outras atividades mais rentáveis, o que significa problemas na qualidade do serviço prestado. Se o contrário ocorrer, a distribuidora terá incentivo a sobreinvestir na atividade, gerando distorção de preços e má alocação de recursos na economia.

A opção feita pela ANEEL para o cálculo do custo de capital é o Custo Médio Ponderado de Capital ou *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) em combinação com o

Capital Asset Pricing Model (CAPM). Segundo a SRE/ANEEL, de acordo com esse modelo, a taxa de retorno de um empreendimento é uma média ponderada dos custos dos diversos tipos de capital, com os pesos representando a participação de cada tipo de capital no valor total dos ativos do empreendimento.

3.4.2.4 Quota de reintegração

Também é adicionada no cálculo da receita requerida, uma quota de reintegração regulatória sobre os custos de capital, composta pelas quotas de depreciação e de amortização. Uma vez que o cálculo da base de remuneração considera somente os valores não depreciados dos ativos utilizados na prestação do serviço, a cada revisão tarifária a distribuidora é ressarcida pela depreciação dos equipamentos ao longo de sua vida útil.

3.4.2.5 Custos operacionais

Em um ambiente de regulação por incentivos do tipo *price cap*, os custos operacionais contábeis não são utilizados diretamente para fins de definição dos preços regulados. Apesar da diversidade de métodos utilizados para estimar os custos operacionais, é possível resumi-los em duas abordagens: Modelos de *Benchmarking* e Modelos Normativos.

Os Modelos de *Benchmarking* contemplam uma diversidade de ferramentas que visam estimar os níveis de eficiência e produtividade de uma empresa ou de um setor. Parte-se dos custos reais das empresas e, a partir de determinada modelagem econométrica de insumos e produtos, estima-se seu nível de eficiência.

Jasmab e Pollit (2000) realizaram um levantamento dos principais métodos de estimação de fronteira (*benchmarking*) empregados tanto em trabalhos acadêmicos como em agências reguladoras de energia elétrica, na regulação dos setores de distribuição e transmissão de energia elétrica. O estudo constatou que há duas abordagens principais utilizadas em ambos os casos, quais sejam, o método DEA (*Data Envelopment Analysis*) e o método de Fronteira Estocástica.

Os Modelos Normativos, por sua vez, são caracterizados como casos especiais de uma função de custo, com níveis de detalhamento que variam de acordo com sua aplicação. Assim, eles são usados para prescrever, antes que estimar, os custos ótimos, ou os possíveis para certo nível de operação. Embora possa se utilizar de dados reais, como dimensão dos serviços e frequência das tarefas, o que caracteriza tal modelo é o fato da prescrição de custos não ser baseada nos custos contábeis das empresas.

Conforme a Nota Técnica nº343/2008-SRE/ANEEL, de 11/11/2008¹⁷, os modelos normativos são utilizados na regulação de distribuição de energia elétrica em países como Chile, Argentina, Espanha e Suécia. Um exemplo de modelo normativo utilizado é o caso da Empresa de Referência, já mencionado na Seção 2.3.6.1, utilizado no Brasil pela ANEEL nos 1º e 2º Ciclos de Revisões Tarifárias Periódicas das distribuidoras (CRTPs)

Ao final do 2º CRTP, foi realizada uma reformulação do modelo de estimação dos custos, introduzindo uma “análise de consistência global”, que trouxe uma segunda dimensão na definição dos custos operacionais. Esta análise, que se assemelha a um modelo de *benchmarking*, consiste numa avaliação estatística do valor resultante da aplicação do modelo da empresa de referência, para certificar que o mesmo reflita suas premissas teóricas, como o nível médio de eficiência do segmento de distribuição.

A partir do 3º CRTP, que terá início em 2011 e se estenderá até 2014, a avaliação dos custos operacionais, proposta pela ANEEL na AP nº040/2009, se limitará ao custo global e à observância de seu nível eficiente, considerando as características de cada área de concessão, em detrimento às minúcias do modelo de Empresa de Referência. Efetivamente, na proposta que atualmente está em discussão, os resultados atualizados do modelo da empresa de referência de 2º CRTP ainda são utilizados, contudo o foco da avaliação é posto sobre o nível de custos a ser reconhecido e a determinação de fronteiras de eficiência, não se atendo mais aos detalhes de cada atividade da distribuidora.

¹⁷ Nota Técnica integrante dos resultados da AP nº052/2007, que aprimorou a metodologia utilizada no 2º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas.

3.4.2.6 O modelo brasileiro da Empresa de Referência (ER)

Como forma de definir os custos operacionais eficientes, até o 2º CRTP a ANEEL optou pela adoção do método de “Empresa de Referência”, uma forma de *Yardstick Competition* entre a distribuidora e uma empresa virtual, que atuariam sob as mesmas condições geográficas, climáticas e econômicas.

Como um modelo normativo, o objetivo da ER é encontrar a função de produção real da distribuidora sem se utilizar dos dados de custos reais. Naturalmente, em razão das inevitáveis simplificações realizadas e as conseqüentes imperfeições da forma de cálculo resultante, a função de produção encontrada pode sofrer adaptações para cada caso, com a consideração de análises adicionais.

O modelo consiste em calcular os custos com base em frequências e tempos de execução de tarefas previamente definidas como atinentes ao serviço público. A valoração dos custos é realizada a partir de pesquisas de mercado para as diferentes atividades, desde custos com pessoal até custos com materiais utilizados. Tais custos devem refletir as condições reais da área geográfica da concessão, ou seja, ao ambiente no qual a concessionária desenvolve sua atividade. Em resumo, é criada uma referência típica de custos com a qual a concessionária deverá competir, de modo a incentivá-la a manter seus custos dentro dos valores reconhecidos para lograr a rentabilidade esperada, ou até superá-la.

A metodologia de ER observa as seguintes macro-etapas:

- a) identificação dos processos inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica, com a descrição das atividades que compõem cada um deles. Na área comercial, são as atividades do ciclo comercial regular, atendimento e serviço técnico. Na área técnica, são as atividades de operação e manutenção das instalações de distribuição;
- b) estabelecimento do padrão de eficiência associado a cada um dos processos e atividades, adotando-se como referência preços de mercado. Para isso, calcula-se o custo eficiente com base na definição das principais tarefas que compõem a

atividade e, para cada tarefa, a quantidade de recursos humanos e materiais necessários e seus respectivos valores de mercado; e

c) projeção de uma estrutura de pessoal e recursos para execução de processos e atividades centralizados, supervisão, gerenciamento e direção da empresa.

A estrutura de gastos da empresa de referência, apresentada no anexo I da Resolução ANEEL nº234/2006, é organizada da seguinte forma:

a) Estrutura Central: compreende as atividades da direção geral (com diretoria jurídica), assuntos regulatórios, gestão comercial, gestão técnica, administração financeira e administração interna. Os custos são avaliados a partir de organograma típico, definido com base na experiência de gestão das distribuidoras, que são agrupadas em grupos de similaridade (*clusters*), definidos a partir dos dados de: extensão da área de concessão, número de consumidores; energia requerida em MWh; extensão total de redes; número de transformadores instalados em poste e número de subestações. O compartilhamento da estrutura central com outras distribuidoras do mesmo grupo (*holding*) é considerado para abatimento de custos;

b) Gerências Regionais: são definidos seis tipos estruturas de gerências regionais. O dimensionamento do quantitativo e do porte das Gerências Regionais levará em consideração a experiência operacional da concessionária que atua na área de concessão, características físicas, tais como quantitativo e dispersão de unidades consumidoras e ativos, distância entre municípios atendidos e contiguidade da área de concessão, além de outros fatores relacionados à necessidade de melhor logística na área de concessão;

c) Operação e Manutenção (O&M): as atividades de operação, modificações, manutenção corretiva, preventiva e preditiva tem seu custo calculado com enfoque da análise dos processos realizados. Para cada atividade: i) é definida uma frequência anual com base em dados reais e na experiência das distribuidoras; ii) são definidos os gastos com materiais; iii) calcula-se o tempo médio de execução

(incluindo o deslocamento); e iv) define-se o número de equipes necessárias. Observe-se que o modelo é complexo; detalha inclusive o tipos diferentes de equipes e os materiais por ela utilizados, além dos gastos com uniformes e equipamentos de proteção individuais. Ao final, os valores encontrados são integralizados, compondo os custos totais de O&M;

d) Processos Comerciais: envolvem os gastos relativos às tarefas comerciais, atendimento comercial, atividades de faturamento (gastos com leitura e cobrança), teleatendimento e combate às perdas não técnicas. Entre várias tarefas contidas no modelo, podemos destacar os gastos com serviços de religação de unidades consumidoras, vistorias, verificação dos níveis de tensão e inspeções para verificação de irregularidade na medição, os quais podem gerar receitas extra-tarifárias;

e) Anuidades: neste quesito deverão ser determinadas as anuidades de investimento (aluguéis ou gastos cíclicos com edificações, veículos, sistemas de informática), os quais não são incluídos na base de remuneração; e

f) Custos Adicionais: considera as particularidades do negócio de distribuição e custos operacionais passíveis de reconhecimento tarifário que não se enquadram nos itens anteriores ou que não tenham sido contemplados na parametrização do Modelo.

3.4.2.6.1 Críticas ao modelo da Empresa de Referência

Como foi possível verificar, o modelo da ER é extremamente intensivo em dados. Dada a especificidade da atividade de distribuição e a quantidade de atividades executadas por uma distribuidora, sejam elas comerciais, administrativas ou de operação e manutenção, a modelagem matemática de uma distribuidora, ainda que de forma simplificada, requer a definição de grande quantidade de parâmetros sob gestão das distribuidoras, o que pode ser fonte de problemas de assimetria de informação, além de tornar o método muito invasivo.

Peano (2005) destaca que, com a adoção da metodologia da empresa de referência, a ANEEL procurou distanciar-se dos custos efetivos das distribuidoras, na tentativa de evitar problemas de assimetria de informação. Contudo, ao tentar descobrir os custos da empresa regulada por meio da empresa de referência, acabou entrando em especificidades relativas à microgestão da firma e incorrendo em problemas de assimetrias de informação, haja vista o fato de o regulador não possuir todas as informações relevantes para fundamentar a defesa de melhorias potenciais na eficiência das empresas reguladas a esse nível de gestão. Ademais, as informações muito detalhadas são mais facilmente manipuladas do que um enfoque mais simples sobre os custos agregados da empresa regulada (MACIEIRA, 2006).

Conforme observado pela ANEEL na proposta de revisão das regras de cálculo dos custos operacionais para o 3º CRTP, como as distribuidoras têm maior conhecimento das especificidades de suas áreas de concessão do que o regulador, “tendem a focar as discussões da aplicação do modelo nos parâmetros que entendem subestimados, sem a contrapartida da indicação dos parâmetros superestimados” (NT nº 265/2010-SRE/ANEEL, p. 8).

Diante desses problemas, ainda no 2º CRTP foi utilizada a “análise de eficiência global”, técnica que utiliza os custos contábeis da distribuidora, para avaliar a adequação dos resultados do modelo de empresa de referência. Entretanto, com isso, perdeu-se um dos grandes trunfos da aplicação de um modelo normativo de cálculo dos custos, que era ser independente de dados reais.

Por esses motivos, para o 3º CRTP a ANEEL entendeu (a proposta ainda está em fase de estudos pós audiência pública) que existem modelos que atingem objetivos análogos ao de Empresa de Referência, porém são menos intensivos em dados e parâmetros. Segundo a SRE/ANEEL isso seria bom, pois traria de volta o foco da discussão sobre a definição dos critérios globais de estimação das receitas operacionais e não sobre os detalhamentos de sua aplicação caso a caso.

4 OUTRAS RECEITAS – AVALIAÇÕES PRELIMINARES

O objetivo desse capítulo é estudar os aspectos regulatórios e econômicos da arrecadação e reversão de “Outras Receitas” para a modicidade tarifária, bem como as normas que permitem (ou impedem) às distribuidoras arrecadar tais valores. Além disso, serão apresentados detalhes sobre a forma de contabilização dessas receitas e apresentada a base de dados a ser utilizada no restante do trabalho.

Saliente-se que, além das receitas decorrentes da aplicação das tarifas de energia elétrica, denominadas “Receitas de Fornecimento”, as distribuidoras recebem receitas adicionais decorrentes de suas atividades empresariais, ligadas ou não à prestação de serviço público de energia elétrica. Sendo assim, na etapa final do processo de revisão tarifária, quando já está definida a receita requerida pela distribuidora, relativa aos custos da distribuidora (parcelas A e B), e já foi calculada a receita verificada com a aplicação das tarifas vigentes sobre o mercado de consumo, parte dessas receitas adicionais, classificadas como “Outras Receitas” ou “Receitas Extra-Tarifárias” entra no cálculo do reposicionamento tarifário e é revertida para modicidade tarifária com base na equação 1, já apresentada na introdução deste trabalho:

$$RT = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita Verificada}} \quad (\text{equação 1})$$

4.1 ASPECTOS LEGAIS DA ARRECADAÇÃO E REVERSÃO DE OUTRAS RECEITAS PARA MODICIDADE TARIFÁRIA.

O art. 11 da Lei 8.987/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos estabelece que:

No atendimento às peculiaridades de cada serviço público, poderá o poder concedente prever, em favor da concessionária, no edital de licitação, a possibilidade de outras fontes provenientes de receitas alternativas, complementares, acessórias ou de projetos associados, com ou sem exclusividade, com vistas a favorecer a modicidade das tarifas [...].

Parágrafo único. As fontes de receita previstas neste artigo serão obrigatoriamente consideradas para a aferição do inicial equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Ressalta-se que neste dispositivo, incluído no Capítulo referente à política tarifária da prestação de serviços públicos, define-se que fontes de receitas extra-tarifárias para os concessionários serão previstas com vistas a favorecer a modicidade das tarifas. Outrossim, caberá ao poder concedente definir o percentual de repasse dessas receitas à modicidade tarifária.

Logo e sempre que estiverem presentes circunstâncias propiciando obtenção de outras receitas, a Administração terá o dever de aproveitar tais oportunidades [...] se assim não o fizer, o concessionário terá o dever de repassar ao estado todas as receitas adicionais obtidas por meio do aproveitamento dessas oportunidades (Justen Filho, 2003, p. 372).

Pondo o foco sobre o parágrafo único do art. 11 da Lei 8.987/1995, verifica-se que as fontes alternativas de receita das distribuidoras deveriam ser consideradas, obrigatoriamente, na definição do equilíbrio econômico inicial das concessões de distribuição.

Entretanto, nos Contratos de Concessão de Distribuição (CCDs) as receitas extra-tarifárias não foram mencionadas explicitamente. Para exemplificar, é transcrito a seguir alguns trechos da Cláusula Sétima dos CCDs, cujo título é “Tarifas Aplicáveis na Comercialização de Energia”.

Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas discriminadas no Anexo II, que é rubricado pelas partes e integra este instrumento, ficando homologadas pela ANEEL.

[...]

Subcláusula Segunda - A CONCESSIONÁRIA reconhece que as tarifas indicadas no Anexo II, em conjunto com as regras de reajuste e revisão a seguir descritas, **são suficientes**, nesta data, **para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato**.

[...]

Subcláusula Quinta - Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos: Cota da Reserva Global de Reversão - RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; valores relativos à taxa de fiscalização do serviço público de distribuição concedido; compra de energia elétrica para revenda; compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; e, encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Parcela B: **valor remanescente da receita** da CONCESSIONÁRIA, excluído o ICMS, após a dedução da Parcela A.

[...]

Subcláusula Sétima - A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta Subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia elétrica, alterando-os para mais ou para menos, **considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA**, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os **estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas**. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Subcláusula Terceira; a partir desta primeira revisão, as subsequentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos. [...] (BRASIL, 1999, fls. 9, 10 e 11, grifos do autor).

Conforme mencionado na Subcláusula Segunda citada, na assinatura dos CCDs as distribuidoras assumiram que a tarifa então vigente juntamente com os dispositivos de reajuste e revisão tarifária eram suficientes para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro. Contudo, não foi estabelecido explicitamente a forma de tratamento das receitas extra-tarifárias.

Como o disposto no parágrafo único do art. 11 da Lei 8.987/1995 obriga que tais receitas sejam consideradas na aferição do equilíbrio econômico financeiro dos contratos, conclui-se por duas possibilidades: ou não existiam receitas extra-tarifárias na assinatura dos CCDs ou elas estariam consideradas, implicitamente, dentro dos procedimentos de atualização tarifária.

Desprezando a primeira possibilidade, visto que são conhecidos inúmeros tipos de receitas tarifárias já existentes na época, e considerando o disposto nas Subcláusulas Quinta e Sétima anteriormente citadas, conclui-se que a única resolução viável para o problema é que as “receitas extra-tarifárias” sejam, de alguma forma, revertidas à modicidade tarifária durante o processo de revisão tarifária, quando os custos previstos para a parcela B da receita requerida, não analisados durante os reajustes tarifários, são redefinidos.

É evidente que o produto arrecadado [com Outras Receitas] deverá reverter para a manutenção do serviço e, se for o caso, realizar o postulado da modicidade tarifária (JUSTEN FILHO, 2003, p. 379).

A reversão dessas “Outras Receitas” pode-se dar de duas formas: como dedução da receita requerida na equação do reposicionamento tarifário ou como dedução de custos operacionais específicos dentro da parcela B, caso seja possível distinguir os custos diretamente vinculados a atividades geradoras de receitas extra-tarifárias.

Nesse sentido, a adoção do modelo da Empresa de Referência para os dois primeiros ciclos de revisão tarifária facilita a avaliação de quais receitas já foram deduzidas no cálculo dos custos operacionais, fato que ocorreu com as receitas referentes aos serviços cobráveis (relição de urgência, inspeção, aferição de medidor etc.).

4.1.1 Considerações sobre a forma de Compartilhamento.

É prerrogativa do poder concedente, representado pela Agência Reguladora, proceder à revisão periódica das fontes alternativas de receita que serão consideradas para reversão para modicidade tarifária.

O recurso à integração de receitas [extra-tarifárias] à concessão, antes de se apoiar na letra do dispositivo do artigo 11 da Lei n. 8987/95, descende de princípios gerais do contrato administrativo, que autorizam a sua mutabilidade em prol do interesse coletivo. Um contrato de concessão, como contrato administrativo que é (por excelência), pode ser modificado para melhor atender ao interesse público, desde que respeitados certos princípios e limites. Portanto e uma vez assegurada a intangibilidade da equação econômico-financeira e respeitados os direitos do concessionário, o regime da mutabilidade dos contratos de concessão acolhe a possibilidade de integrarem-se supervenientemente à celebração do ajuste (e à realização do processo licitatório) fontes alternativas à receita tarifária, no propósito de alcançar-se a modicidade tarifária. A finalidade pressuposta – o alcance da tarifa módica ou o incremento da qualidade do serviço – é evidente que se configura um fim de interesse coletivo (adaptado de GUIMARÃES, 2008, p.199).

Como vimos, por obrigação legal, os Contratos de Concessão já prevêm a existência de receitas extra-tarifárias e o seu aproveitamento, para fins de modicidade tarifária, na ocasião das revisões. Desta forma, considerando as premissas da teoria dos contratos incompletos e sem receio de estar alterando unilateralmente cláusulas econômicas dos contratos de concessão, são admitidas alterações dos valores e critérios de reversão de “Outras Receitas” à modicidade tarifária, não devendo a ANEEL se manter restrita somente às metodologias utilizadas nos ciclos anteriores de revisão tarifária.

Uma vez conhecidos os valores líquidos de “Outras Receitas” recolhidos pelas distribuidoras, faz-se necessário definir os valores de repasse à modicidade tarifária, com base em percentuais de reversão que variam de zero, para o caso de receitas que devem permanecer

integralmente com a distribuidora, a cem por cento, para o caso de receitas as quais a distribuidora não tem nenhum direito.

[...] se é certo que as [Outras Receitas] serão absorvidas em benefício da modicidade tarifária, planta-se a dúvida acerca da hipótese destes ganhos serem dirigidos também ao incremento do lucro do concessionário. A cogitação pressupõe soluções que alcancem não só o uso destas receitas excedentes como via para a redução das tarifas, mas ainda em benefício também do concessionário, elevando sua margem de lucro, numa fórmula que promova a repartição dos ganhos obtidos com os tais negócios e projetos associados. Subjacente a esta idéia está uma meta de incentivo ao concessionário no que diz com a gestão eficiente e lucrativa dos negócios explorados com vinculação econômica à concessão (GUIMARÃES, 2008, p. 202).

A exigência de apropriação econômica de Outras Receitas não significa que deve ser procedida à aplicação global dos recursos auferidos pelas distribuidoras na compensação dos custos/redução das tarifas, visto que nem sempre essa será a melhor via para a promoção da modicidade tarifária.

Ressalta-se que, não há regramento legal ou método definido para o cálculo dos valores percentuais a serem revertidos à modicidade tarifária. Portanto, no que concerne às concessões de distribuição de energia elétrica, tal tarefa deve ser realizada pela ANEEL.

Cabe à agência reguladora dar efetividade à norma do art. 11 da Lei nº 8.987/95, definindo o percentual das receitas extraordinárias que será destinado respectivamente ao delegatário e à modicidade das tarifas e o procedimento a empreender para fazê-lo (MACHADO, 2004).

4.1.2 Atividades permitidas às distribuidoras

As fontes de “Outras Receitas”, como veremos, são variadas e correspondem a diferentes atividades realizadas pelas distribuidoras, ligadas direta ou indiretamente à prestação do serviço público de distribuição ou utilizando recursos da concessão. Entretanto, a legislação e a regulamentação do setor, por vezes, limitam a liberdade de ação das distribuidoras, proibindo a realização de determinadas atividades que geram “Outras Receitas”.

De forma mais geral, o artigo 4º da Lei 9.074/95, alterada pela Lei 10.848/2004, prevê em seu parágrafo 5º, inciso V, que:

§ 5º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional - SIN **não poderão desenvolver atividades:**

(...)

V - estranhas ao objeto da concessão, permissão ou autorização, **exceto** nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão” (grifo nosso).

Assim, a lei restringe a prática de atividades estranhas ao objeto da concessão pelas concessionárias de distribuição, que só podem ser executadas em casos expressamente previstos em leis ou em contratos. Nesse sentido, na Cláusula Primeira dos CCDs verificamos que:

Subcláusula Quinta: A concessionária aceita que a exploração dos serviços de energia elétrica que lhe é outorgada deverá ser realizada como função de utilidade pública prioritária, **comprometendo-se a somente exercer outra atividade empresarial com a prévia comunicação à ANEEL** e desde que as receitas auferidas, que deverão ser contabilizadas em separado, sejam parcialmente destinadas a favorecer a **modicidade das tarifas do serviço** de energia elétrica que serão consideradas nas revisões de que trata a Cláusula Sétima deste Contrato. Até que seja expedida a regulamentação própria prevista nesta Subcláusula, o exercício de outras atividades empresariais dependerá de prévia autorização da ANEEL. (BRASIL, 1999, grifos do autor).

Além dessas condições, deve ser observado o disposto nas resoluções específicas da Agência e suas atualizações. Por exemplo, a Resolução n. 456/2000, que dispôs sobre as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, em seu art. 109, § 7º, dispunha o seguinte:

A concessionária poderá executar outros serviços não vinculados à prestação do serviço público de energia elétrica, desde que observe as restrições constantes do contrato de concessão e que o consumidor, por sua livre escolha, opte por contratar a concessionária para a realização dos mesmos. (BRASIL, 2000)

Contudo, recentemente as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica foram revisadas, sendo publicada a Resolução Normativa n. 414, de 09/09/2010. O assunto abordado pelo art. 109 da Res. 456/2000 foi alterado, recebendo nova redação como segue:

A distribuidora pode executar serviços vinculados à prestação do serviço público ou a utilização da energia elétrica, desde que previstos em regulamentação específica da ANEEL, observadas as restrições constantes do contrato de concessão ou permissão, e que o consumidor, por sua livre escolha, opte por contratar a distribuidora para sua realização.

Considerando que a Resolução n. 456/2000 estará revogada após 1 (um) ano da publicação da Resolução Normativa n. 414/2010, na teoria, a partir de setembro de 2011, não haverá mais autorização geral para as distribuidoras executarem, indiscriminadamente, atividades não vinculadas com a prestação do serviço público, como exige o Contrato de Concessão. Não sendo publicado novo regulamento, cada atividade precisará ser autorizada individualmente pela ANEEL.

4.2 ASPECTOS ECONÔMICOS DA REVERSÃO DE OUTRAS RECEITAS À MODICIDADE TARIFÁRIA

Como mencionado no Capítulo 2, a regulação econômica de monopólios naturais envolve questões mais complexas, que vão além da questão tarifária. A missão da Agência Reguladora é promover o bem-estar social e a eficiência na aplicação dos recursos, equilibrando os potenciais benefícios no curto e no longo prazo, para os consumidores de energia elétrica, para as distribuidoras e para os demais interessados na sociedade.

Ao utilizar os recursos obtidos como “Outras Receitas” no processo de revisão tarifária, a ANEEL privilegia a utilidade dos consumidores do serviço regulado em detrimento dos potenciais benefícios à distribuidora e à sociedade em geral. Isso ocorre porque a parcela de recursos que é destinada à distribuidora pode influenciar na sua predisposição à realização de uma determinada atividade, levando a mesma a aumentar ou diminuir o ritmo da prestação de serviços.

Ocorre que, em muitos casos, a realização de serviços pela distribuidora representa uma forma mais eficiente de execução de uma atividade, em decorrência das economias de escopo envolvidas, que abrangem o compartilhamento de recursos materiais e humanos com as atividades do serviço regulado. Por exemplo, a utilização de faturas de energia para a cobrança da contribuição de iluminação pública torna mais barato o recolhimento desse tributo pelas prefeituras municipais. Caso este serviço não fosse prestado pelas distribuidoras, teria que ser criada toda uma estrutura de arrecadação, cujos custos acabariam sendo arcados, em última instância, pelos próprios contribuintes.

Portanto, antes de privar as distribuidoras de energia de recursos, o regulador deve observar os incentivos e os sinais econômicos de suas decisões e o potencial benefício trazido pelo compartilhamento de recursos da concessão para outras atividades.

4.2.1 Custos Adicionais e a receita líquida de Outras Receitas

Além do desconto dos tributos incidentes (ICMS, PIS COFINS etc.), para a utilização de “Outras Receitas” no cálculo do reposicionamento tarifário é importante estimar e subtrair eventuais Custos Adicionais (CAd) suportados pelas distribuidoras. Tais custos correspondem a despesas não cobertas pela tarifa de energia elétrica, que tenham sido pagas pela distribuidora visando a execução de atividades que geram outras receitas. Como exemplo, pode-se elencar despesas administrativas, jurídicas ou de O&M adicionais ou mesmo gastos com prospecção de novos clientes.

Cada modalidade de “Outra Receita” poderá ter um valor diferente de Custos Adicionais associados, que deve ser subtraído das receitas auferidas com outras receitas para obtenção do valor a ser compartilhado entre os consumidores de energia elétrica e a distribuidora.

Neste trabalho, os Custos Adicionais foram definidos em forma de um percentual da Receita com Outras Receitas (excluídos os tributos). Evidentemente, há brutal incerteza na tarefa de definir os montantes de custos adicionais associados a cada tipo de receita extra-tarifária, até mesmo porque cada distribuidora poderá gastar maior ou menor parcela de recursos próprios na execução de uma atividade, a depender de sua eficiência, do grau de economia de escopo atingido, além de outras características intrínsecas da área de concessão (região, clima, área urbana ou rural etc.).

Por esse motivo, na maioria das vezes, foram tomados por base os valores de Custos Adicionais definidos pela SRE/ANEEL na Nota Técnica nº266/2010-SRE/ANEEL de 25/08/2010. Tais valores são apresentados mais à frente, no Capítulo 5, quando da apresentação de cada modalidade de Outras Receitas.

4.2.2 O Comportamento das distribuidoras

Para avaliar o papel do comportamento das distribuidoras sobre os quantitativos de Outras Receitas, há que se considerar a inviabilidade de monitorar todas ações desenvolvidas pelas distribuidoras durante a execução de seus serviços. Sabendo que os valores históricos de outras receitas influenciam na receita prevista para o próximo ciclo tarifário, os agentes podem ter incentivos a assumir comportamentos desalinhados com os objetivos da Agência Reguladora, prejudicando o alcance dos resultados pretendidos.

Diante de tal realidade, a utilização de soluções tendo por base a teoria da agência, com a consideração do problema Principal-Agente, é uma alternativa recomendável. Esclarecendo, ao definir quais modalidades de Outras Receitas devem ser revertidas à modicidade tarifária, o regulador deve considerar a restrição de participação e a restrição de incentivo existentes na realização de determinadas atividades. Da restrição de participação pode-se inferir que qualquer esforço adicional que a distribuidora realizar para a obtenção de uma outra receita precisa ser minimamente recompensado, do contrário a distribuidora poderá preferir ficar inerte. Da restrição de incentivo, pode-se avaliar o incentivo necessário para a obtenção de um esforço por parte da distribuidora que otimiza a relação entre eficiência econômica e modicidade tarifária. Este incentivo se dará pela determinação de que um percentual das receitas recolhidas permanecerá com a distribuidora: o percentual restante será repassado à modicidade das tarifas.

A dificuldade está em escolher um percentual ótimo de retenção de receita pelas distribuidoras que permita maximizar o nível de receitas a ser transferido para modicidade tarifária. Este percentual dependerá da modalidade de Outra Receita e da relação entre o nível de sua arrecadação com o esforço empregado pela distribuidora.

É lógico entender que o percentual de compartilhamento das receitas em uma atividade interfere no esforço empregado pela distribuidora na sua realização ou mesmo na proteção daquelas receitas. Quanto maior a “fatia do bolo” destinada a distribuidora, maior o esforço empenhado no crescimento daquele bolo. De forma matemática, pode-se propor que:

$$\frac{\partial e}{\partial COMP} \geq 0 \text{ e } e(COMP) = A * COMP \quad (\text{equação 4})$$

Onde e é o nível de esforço empenhado, **COMP** é o percentual da receita que permanece com a distribuidora e **A** é a relação linear entre ambos. Quando o segundo aumenta, o primeiro tende a aumentar também podendo, na pior das hipóteses, ficar igual, quando não houver esforço adicional a ser realizado. A figura 7 ilustra essa relação.

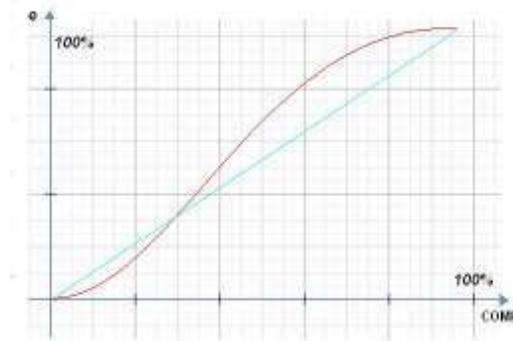


Figura. 7. Relação entre o percentual de compartilhamento e o esforço da distribuidora

A princípio, presume-se que a relação não seja linear, visto que para ficar com pequenas proporções de receita a distribuidora deve apresentar certa inércia de ação e para grandes proporções de receita o esforço adicional pode passar a ser muito oneroso. Isso é representado pela linha roxa na figura 7. A linha azul representa uma aproximação linear da relação entre o percentual da receita compartilhada que permanece com a distribuidora e seu esforço na atividade.

Portanto, pode-se afirmar que a relação entre estas variáveis é crescente, porém o formato da curva e a inclinação de sua aproximação linear (curva azul na fig. 7) depende do tipo de atividade geradora de receita e do padrão de resposta de cada distribuidora.

Por exemplo, algumas Outras Receitas são geradas independentemente do (ou com pouca relação com) esforço empreendido pela distribuidora, neste caso a inclinação da curva é pequena, sendo possível que mesmo que 100% das receitas sejam destinadas à distribuidora, esta não empreenda muito esforço. Em outros casos, a recompensa financeira da atividade é tão grande e tão dependente de esforço que a distribuidora logo chega a 100% de esforço, mesmo que tenha direito a um percentual baixo de compartilhamento.

4.2.3 Relação entre a Receita Líquida de Outras Receitas e o esforço das distribuidoras.

Como vimos o esforço empreendido pelas distribuidoras pode ser definido em função do grau de compartilhamento, ou seja, do percentual da Outra Receita que permanece com a distribuidora. A forma da função depende do tipo de atividade que gera a receita em análise.

De forma similar, a receita total líquida (excluindo tributos e gastos adicionais não cobertos pela tarifa de energia) de cada modalidade de Outras Receitas pode variar positivamente com o esforço empreendido. Matematicamente se propõe que:

$$\frac{\partial RL}{\partial e} \geq 0 \quad (\text{equação 5})$$

Onde **RL** é a Receita Líquida de uma modalidade de Outra Receita e **e** é o nível de esforço empregado. Ou seja, se a atividade que gera uma receita extra-tarifária depende diretamente do esforço da distribuidora, o total de receitas recolhidas será maior quando maior for o esforço empreendido.

Para fins de simplificação, poder-se-ia propor relações lineares entre a receita líquida e o esforço. Contudo, presume-se que embora a receita cresça com o esforço, a taxa de crescimento é decrescente, ou seja:

$$\frac{\partial^2 RL}{\partial e^2} \leq 0 \quad (\text{equação 6})$$

Assim, o que se espera usualmente é que a variação dos retornos do esforço seja decrescente quando a receita cresce, ou seja, há uma saturação na quantidade de receita possível de se obter. Uma função que possui essa característica é a função **RL = raiz(e)**, ou seja, a receita líquida cresce na proporção da raiz quadrada do esforço. Com isso, obtemos as relações a seguir, ilustradas posteriormente na figura 8:

- a) $RL(e) = B$, se a obtenção de receita não depende do esforço da distribuidora, onde B é uma constante. Ou seja, a receita não se altera em função das ações da distribuidora;
- b) $RL(e) = C \cdot \text{raiz}(e)$, se a obtenção de receita cresce na proporção da raiz quadrada do esforço, onde C é a intensidade da relação de crescimento da receita com o esforço;
- c) $RL(e) = B + D \cdot \text{raiz}(e)$, se há obtenção de receita mesmo sem esforço, mas a receita aumenta com a aplicação de esforço, onde D também é a intensidade da relação de crescimento da receita com o esforço. É uma combinação dos dois efeitos anteriores.

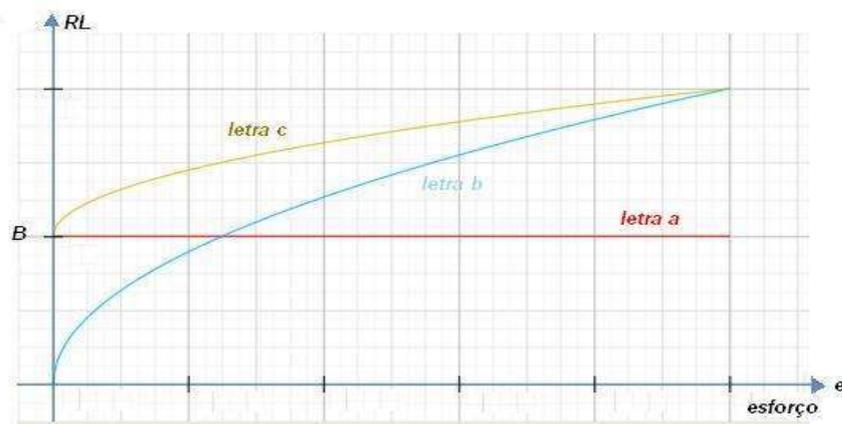


Figura. 8. Receita Líquida *versus* esforço.

Evidentemente, os formatos reais das curvas apresentadas na figura 8 irão variar em inclinação conforme o tipo de Outra Receita e conforme as características de cada distribuidora e de sua área de concessão, durante o período considerado, podendo não ser perfeitamente semelhantes à função utilizada. Por exemplo, pode ser que em uma determinada época do ano um certo tipo de serviço, gerador de Outras Receitas, seja melhor recebido pelo mercado consumidor, e a receita aumenta muito com pouco esforço da distribuidora. Enquanto isso, em outra época, mesmo com muito esforço da distribuidora, a receita não aumenta.

4.2.4 Dependência dos valores revertidos à modicidade tarifária com o grau de compartilhamento escolhido.

Como vimos, o esforço ao mesmo tempo que pode influenciar no total da receita, pode depender do percentual definido pela ANEEL de retenção daquela receita para a distribuidora. Assim, pode ser ruim reverter 100% de uma Outra Receita à modicidade tarifária, visto que por falta de incentivo a distribuidora não empreenderá esforço na execução da atividade, pois a mesma não se beneficiará da receita auferida. Do mesmo modo, se o volume de receitas depender fortemente do esforço, quase nenhuma receita será auferida e tampouco restará alguma riqueza a ser destinada à modicidade tarifária. Por outro lado, se uma receita é auferida sem a necessidade de esforço, mesmo destinando um percentual baixo da receita para a distribuidora, a receita total não se reduzirá e o benefício para a modicidade tarifária permanecerá otimizado.

Com o aumento do percentual destinado a distribuidora, fatalmente os recursos destinados à modicidade se reduzirão. Contudo, dependendo do volume de receitas obtidas, mesmo com um reduzido percentual destinado a modicidade tarifária, o volume total pode ser otimizado. Matematicamente, considerando as relações propostas anteriormente para fins de simplificação, podemos ter relações da seguinte forma, ilustradas nas figura que seguem:

- a) $REVMOD(COMP) = RL * (1 - COMP) = B * (1 - COMP)$: se a obtenção de receita não depende do esforço da distribuidora, a tendência é a receita destinada à modicidade tarifária (REVMOD) diminuir com o crescimento da parcela destinada à distribuidora;

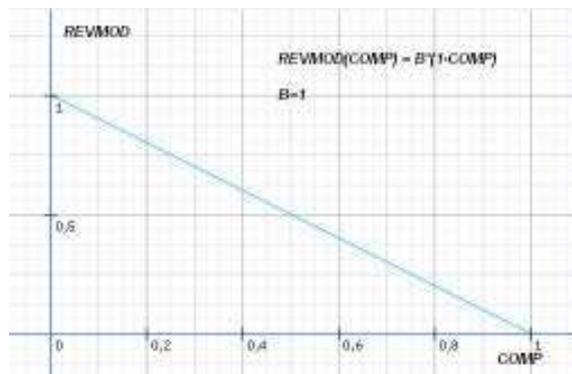


Figura. 9. Reversão para modicidade *versus* Compartilhamento: Outra Receita não depende do esforço.

b) $REVMOD(COMP) = C * raiz(e) * (1 - COMP) = C * raiz(A * COMP) * (1 - COMP)$:
lembrando que o esforço é função de $COMP$, a reversão de receita à modicidade tarifária tende a crescer até o percentual de 33% e reduzir depois. O ponto máximo pode variar, caso as relações propostas para o esforço e nível de compartilhamento (A) (linear), bem como para a receita líquida e o esforço ($RL = raiz(e)$) não sejam satisfeitas. Outrossim, como mostrado na figura 10, quanto mais intensas forem essas relações maior será valor revertido para a modicidade tarifária;

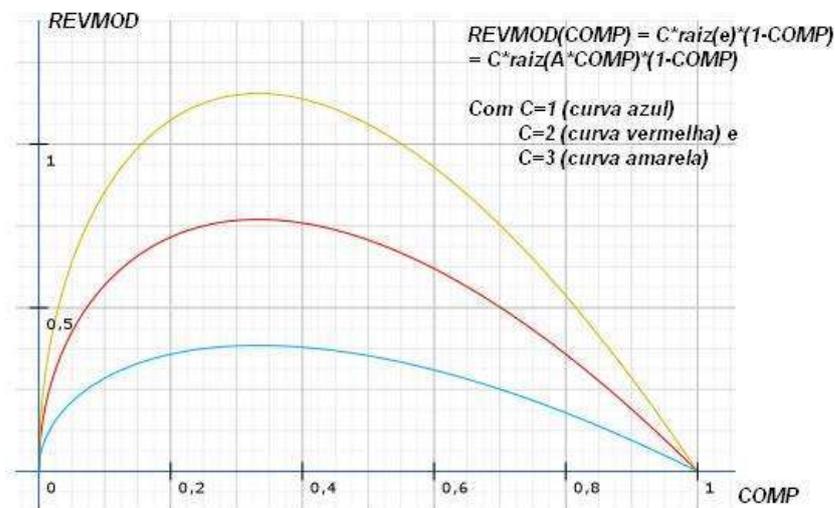


Figura. 10. Reversão para modicidade versus Compartilhamento: Outra Receita depende do esforço.

c) $REVMOD(COMP) = (B + D * e) * (1 - COMP) = (B + D * raiz(A * COMP)) * (1 - COMP)$:
lembrando que o esforço é função de $COMP$, a reversão à modicidade tarifária tem um valor inicial (100% para modicidade tarifária) em B (receita independente de esforço) atingindo um valor máximo em um percentual variável (menor que 50%) a depender da relação de crescimento (inclinação) entre o esforço com o nível de compartilhamento (A), bem como entre a receita total e o esforço (D). Na figura 11, são mostrados três casos possíveis, onde o valor de “ D ” varia de 1 a 3.

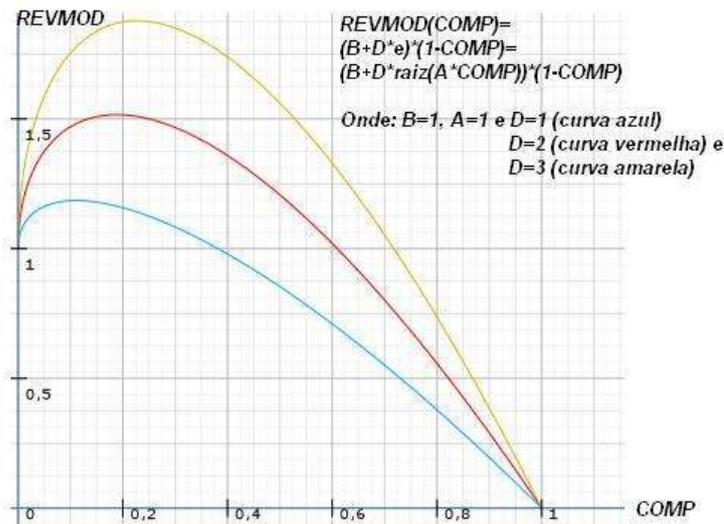


Figura. 11. Reversão para modicidade versus Compartilhamento: Outra Receita livre de esforço, que aumenta com a aplicação de esforço.

Considerando que, na realidade, as relações que resultam no volume de Outras Receitas revertidas à modicidade tarifária são extremamente difíceis de se medir, a tarefa de prever de maneira precisa o grau de compartilhamento adequado é virtualmente inviável. Não obstante, somente analisando o formato das curvas é possível compreender o efeito do compartilhamento sobre o incentivo gerado às distribuidoras para diferentes tipos de Outras Receitas.

Portanto, ao definir o grau de compartilhamento (COMP) para cada modalidade de Outra Receita, como será realizado no Capítulo 5, será utilizado, a princípio, os valores encontrados nesta seção. Eventuais alterações serão justificadas.

Assim, avaliando, mesmo que subjetivamente, o grau de esforço necessário para a obtenção de uma determinada modalidade de Outra Receita, é intuitivo definir uma taxa de compartilhamento que se aproxime do ideal. A precisão só poderá ser melhorada ao longo dos ciclos tarifários e com a maturidade do procedimento regulatório, observando a reação das receitas totais perante as alterações de percentuais realizadas pela ANEEL.

4.2.5 O caráter preditivo da atuação da ANEEL

Corroborando com os princípios da regulação por incentivos, a ANEEL se propõe a estimar *ex-ante* o quantitativo de Outras Receitas, definindo previamente o critério de compartilhamento desses ganhos entre a empresa regulada e os consumidores de energia

elétrica. Para tanto, a ANEEL utiliza-se de dados históricos, contratos vigentes e outras informações que estiverem à disposição no momento da revisão tarifária para prever o valor anual das receitas extra-tarifárias a ser considerado no cálculo do reposicionamento para o ciclo tarifário futuro. Este valor será abatido das tarifas de energia elétrica, de acordo com a fórmula contida na equação do reposicionamento tarifário (equação 1).

Desta forma, salienta-se a não retroatividade no recolhimento das receitas auferidas, ou seja, não está se falando de devolução de valores auferidos no passado, mas sim uma previsão dos valores que serão auferidos no futuro.

Tendo em vista a natural variação da quantidade de outras receitas e a possibilidade de influência da distribuidora sobre o total dos valores recolhidos (pelo menos em algumas modalidades de Outras Receitas), é esperado que existam diferenças entre os valores previstos e os valores efetivamente obtidos a cada ano do novo ciclo tarifário. Assim, entre uma revisão tarifária e a seguinte, as concessionárias poderão se beneficiar com eventuais ganhos adicionais aos previstos com Outras Receitas.

Portanto, não se vislumbra consequência econômica negativa na reversão de Outras Receitas para modicidade tarifária, porque as distribuidoras sempre terão incentivos para aumentar a arrecadação de Outras Receitas, visto que do valor que superar a estimativa realizada pela ANEEL não é previsto nenhum tipo de compartilhamento.

Além disso, fazendo uma análise intertemporal sobre a influência dos resultados obtidos na estimativa de Outras Receitas para o próximo ciclo, verifica-se que, ao manter constante o critério de compartilhamento utilizado e considerando uma taxa de juros positiva, a distribuidora terá benefícios aumentando ao máximo sua arrecadação no presente.

Não obstante, cabe à ANEEL considerar para cada tipo de outra receita a possibilidade de variação nos recolhimentos durante o próximo ciclo tarifário, que pode ser influenciada pelos seguintes fatores:

- a) mudanças no mercado consumidor que alterem a frequência e intensidade de demanda por determinado serviço ou ocorrência de determinada infração;

- b) aspectos regulatórios que podem impedir ou dificultar a execução de serviços pelas distribuidoras que resultem em ganho de receitas extra-tarifárias; e
- c) incentivos econômicos que podem alterar o nível de esforço empregado pela distribuidora e conseqüentemente o volume de receitas recebido.

4.3 CONTABILIZAÇÃO DE OUTRAS RECEITAS.

Para operacionalizar a reversão de Outras Receitas é necessário, primeiramente, conhecer os valores recolhidos pelas distribuidoras. E, para se conhecer os dados contábeis da distribuidora, o primeiro local a ser consultado é o seu balanço patrimonial.

O item 7.2.4 do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), define a conta “Consumidores”, localizada no plano de contas em:

Sistema: I - Patrimonial
Subsistema: I - Ativo
Grupo: 11 - Ativo Circulante
Subgrupo: 112 - Créditos, Valores e Bens
Conta - Código: 112.01

Segundo o MCSE a conta “consumidores” destina-se à:

Contabilização dos créditos perante consumidores oriundos de fornecimento de energia elétrica faturado ao consumidor, inclusive ICMS, do ajuste de fator de potência e do adicional para carga de flutuação brusca, bem como de outros créditos assemelhados que, igualmente, sejam estabelecidos pelo Órgão Regulador, da execução dos serviços técnicos e administrativos taxados pelo Órgão Regulador, da participação financeira do consumidor, cobrada pela concessionária de acordo com a legislação específica do Serviço Público de Energia Elétrica. [...] Incluirá a contabilização, entre outros, dos créditos provenientes da aplicação do acréscimo moratório, juros sobre parcelamentos, inclusive sobre o Acréscimo à Tarifa ANEEL em atraso e do aluguel de equipamento elétrico instalado pela concessionária. [...]

Nas páginas 162, 163 e 164 do MCSE foi definida a técnica de funcionamento da conta “consumidores”. Cada débito ou crédito nessa conta é relacionado com operações em outras contas, que definem o real destino das receitas recebidas, tais como:

- Subconta 611.OX.1.1.01 – Fornecimento: destina-se à contabilização da receita faturada e não faturada correspondente ao fornecimento de energia elétrica,

bem como dos ajustes e adicionais específicos (ajuste do fator de potência e do adicional para carga de flutuação brusca).

- Subconta - 631.0X.X.9 - Outras Receitas Financeiras: destina-se à contabilização das receitas financeiras não classificáveis nas subcontas precedentes do subgrupo (631). Incluirá a contabilização, dentre outras, da receita derivada das multas moratórias e compensatórias e dos acréscimos moratórios em contas de energia.
- Subconta - Código: 611.0X.1.9.16 - Serviço Taxado: destina-se à contabilização da receita derivada de serviços tarifados.

Como verificado, com exceção dos serviços taxados, a terminologia utilizada no MCSE não permite discriminar os valores de contabilização das outras receitas visto que não há correspondência entre as classificações das contas e as diferentes modalidades apresentadas.

Até o momento, a ANEEL não dispõe de um canal de comunicação permanente com as distribuidoras para o recebimento de informações específicas sobre outras receitas. Alguns sistemas, como o Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, mantido pela ANEEL, possui alguns dados, tais como os valores referentes às receitas com ultrapassagem de demanda. Contudo, não abrange outras receitas extra-tarifárias conhecidas.

Por esse motivo, como ocorreu no 2º CRTP, são as distribuidoras que informam os valores arrecadados em cada uma das categorias de outras receitas, cabendo à ANEEL tão-somente fiscalizar as informações prestadas.

4.4 BASE DE DADOS DE OUTRAS RECEITAS.

Nesta seção é descrito o processo de coleta e formatação preliminar dos dados de Outras Receitas. Os dados apresentados aqui serão utilizados nas análises apresentadas no Capítulo 6.

Com o objetivo de subsidiar os estudos de aprimoramentos metodológicos para o 3º CRTP, a Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL (SRE/ANEEL)

encaminhou às distribuidoras em 14/07/2010 o Ofício Circular nº005/2010-SRE/ANEEL, solicitando o envio de inúmeros dados complementares, referentes aos anos de 2007, 2008 e 2009, entre os quais, dados de outras receitas. Foi solicitado que as distribuidoras preenchessem uma planilha específica com informações sobre os valores brutos de diferentes fontes de receitas extra-tarifárias, bem como os tributos incidentes. Na tabela 2 é apresentado um resumo dos dados oriundos das distribuidoras, totalizados por modalidade de Outras Receitas.

CATEGORIA DE OUTRA RECEITA	2007 (R\$)	2008 (R\$)	2009 (R\$)	Média Anual (R\$)	% do total
Ultrapassagem de demanda	345.582.366,96	322.990.085,59	331.733.668,42	333.435.373,66	11,02%
Excedente de reativo	460.535.902,23	496.461.303,05	550.095.364,58	502.364.189,95	16,60%
Reserva de capacidade	14.835.972,21	8.689.275,80	11.308.115,03	11.611.121,01	0,38%
Compartilhamento infra	368.648.747,82	414.532.573,65	462.483.335,64	415.221.552,37	13,72%
Encargos de conexão	13.383.346,57	19.287.416,78	15.637.827,20	16.102.863,52	0,53%
Sistemas de comunicação (plc)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Serviços consultoria	525.487,92	569.144,27	695.514,07	596.715,42	0,02%
Serviços de O&M	9.267.164,34	14.076.713,57	9.392.129,73	10.912.002,55	0,36%
Serviços comunicação	1.094.860,33	1.178.893,82	1.218.850,76	1.164.201,64	0,04%
Serviços engenharia	79.551.920,50	90.140.472,02	80.132.291,38	83.274.894,63	2,75%
Publicidade	13.457,79	211.397,20	418.265,51	214.373,50	0,01%
Convênios	43.767.352,30	49.268.898,13	54.104.566,97	49.046.939,13	1,62%
Outros serviços	65.612.452,14	101.763.577,41	69.695.704,26	79.023.911,27	2,61%
Serviços taxados	201.109.135,94	230.198.133,05	210.738.658,25	214.015.309,08	7,07%
Juros/multas	755.134.770,69	879.036.608,89	768.435.881,34	800.869.086,97	26,46%
IP	281.936.136,75	314.045.063,59	345.601.328,18	313.860.842,84	10,37%
Alienações	37.323.576,29	87.953.340,13	23.212.224,70	49.496.380,37	1,64%
Aluguéis	4.543.601,26	5.390.494,29	7.509.958,94	5.814.684,83	0,19%
Outros	241.485.148,70	83.862.140,18	93.554.992,72	139.634.093,87	4,61%
TOTAL	2.924.351.400,73	3.119.655.531,42	3.035.968.677,66	3.026.658.536,61	100%

Tabela 2. Dados encaminhados pelas distribuidoras – Of. Circ. 005/2010-SRE/ANEEL

Pode-se notar que parte dos valores informados não correspondem somente a recebimentos considerados como Outras Receitas. Certas modalidades, desatreladas do objeto de estudo desta dissertação, foram marcadas em cinza na tabela 2 e não foram consideradas no restante do estudo. Por exemplo, a Contribuição para Iluminação Pública (CIP) é um valor repassado diretamente aos municípios, ficando a distribuidora somente com o percentual relativo ao serviço de arrecadação, já incluído sob a rubrica “Convênios”. Outro caso são as operações como aluguel ou vendas de imóveis que, por não estarem em uso nas atividades da concessão, já não são considerados na base de remuneração devido à aplicação do índice de aproveitamento. Os valores informados como “multas e juros” por atraso no pagamento misturam valores relativos a ajustes financeiros, que não são Outras Receitas, e valores arrecadados com custos administrativos, recolhidos em casos de cobrança por irregularidade

na medição. Finalmente, algumas receitas não identificadas, tais como as contidas sob a classificação “Outros”, não foram utilizadas.

Das 64 distribuidoras, cinco não responderam ao Ofício até início do mês de dezembro de 2010, quando os dados foram coletados. Outrossim, algumas distribuidoras, de porte médio a grande, deixaram de encaminhar os dados referentes às receitas com Ultrapassagem de Demanda. Como tal categoria representa uma parcela substancial das Outras Receitas, cuja reversão à modicidade tarifária será avaliada, os dados ausentes foram substituídos por dados disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, referentes ao ano de 2009. Com esses ajustes, com a exclusão das receitas que não serão utilizadas e considerando somente a média anual de outras receitas, obtém-se os resultados observados na Tabela 3.

Para suprimir eventuais variações anuais, registre-se que as análises foram realizadas utilizando somente a média de três anos (2007 a 2009) dos valores brutos recebidos a título de Outras Receitas, por modalidade, em todas as 59 distribuidoras cujos dados estavam disponíveis, com a abertura de dados para cada distribuidora¹⁸.

Categoria de Outra Receita	Média Anual (2007-2009)	%
Ultrapassagem de Demanda	R\$ 436.652.482,32	23,99%
Excedente de Reativo	R\$ 502.364.189,95	27,60%
Reserva de Capacidade	R\$ 11.611.121,01	0,64%
Compartilhamento Infra	R\$ 415.221.552,37	22,81%
Encargos de Conexão	R\$ 16.102.863,52	0,88%
Sistemas de Comunicação (PLC)	R\$ 0,00	0,00%
Serviços Consultoria	R\$ 596.715,42	0,03%
Serviços O&M	R\$ 10.912.002,55	0,60%
Serviços Comunicação	R\$ 1.164.201,64	0,06%
Serviços Engenharia	R\$ 83.274.894,63	4,58%
Publicidade	R\$ 214.373,50	0,01%
Convênios	R\$ 49.046.939,13	2,69%
Outros Serviços	R\$ 79.023.911,27	4,34%
Serviços Taxados	R\$ 214.015.309,08	11,76%
Total	R\$ 1.820.200.556,39	100,00%

Tabela 3. Dados encaminhados pelas distribuidoras após ajustes (valores em reais).

É possível verificar que três categorias se destacam com mais de 75% dos valores arrecadados a título de Outras Receitas. Estas são as receitas com cobrança de Ultrapassagem de Demanda, Consumo Reativo Excedente e Compartilhamento de Infra-Estrutura.

¹⁸ A abertura de dados por distribuidora é apresentada no Anexo deste trabalho.

Além disso, a análise foi realizada com os valores de Outras Receitas, já descontados os tributos incidentes, a saber, ICMS¹⁹, PIS, COFINS e ISS, cujas alíquotas médias informadas pelas distribuidoras, são apresentadas na Tabela 4 a seguir.

Categoria de Outra Receita	ICMS médio	PIS	COFINS	ISS	Somatório
Ultrapassagem de Demanda	20,98%	1,65%	7,60%		30,23%
Excedente de Reativo	20,98%	1,65%	7,60%		30,23%
Reserva de Capacidade	20,98%				20,98%
Compartilhamento Infra	20,98%	1,65%	7,60%	5,00%	35,23%
Encargos de Conexão	20,98%	1,65%	7,60%		30,23%
Sistemas de Comunicação (PLC)	20,98%	1,65%	7,60%	5,00%	35,23%
Serviços Consultoria	20,98%	1,65%	7,60%	5,00%	35,23%
Serviços O&M	20,98%			5,00%	25,98%
Serviços Comunicação	20,98%				20,98%
Serviços Engenharia	20,98%	1,65%	7,60%	5,00%	35,23%
Publicidade	20,98%	1,65%	7,60%		30,23%
Convênios	20,98%	1,65%	7,60%	5,00%	35,23%
Outros Serviços	20,98%	1,65%	7,60%	5,00%	35,23%
Serviços Taxados	20,98%	1,65%	7,60%		30,23%

Tabela 4. Impostos incidentes sobre Outras Receitas

Com a dedução dos impostos incidentes, obtém-se a receita livre de impostos:

Outras Receitas - Valores anuais médios (2007-2009)				
Categoria de Outra Receita	Valor Bruto		Valor Livre de Impostos	
Ultrapassagem de Demanda	R\$	436.652.482,32	R\$	301.525.576,32
Excedente de Reativo	R\$	502.364.189,95	R\$	349.890.721,61
Reserva de Capacidade	R\$	11.611.121,01	R\$	9.085.003,50
Compartilhamento Infra	R\$	415.221.552,37	R\$	356.052.481,16
Encargos de Conexão	R\$	16.102.863,52	R\$	11.079.770,32
Sistemas de Comunicação (PLC)	R\$	-	R\$	-
Serviços Consultoria	R\$	596.715,42	R\$	511.683,47
Serviços O&M	R\$	10.912.002,55	R\$	10.366.402,42
Serviços Comunicação	R\$	1.164.201,64	R\$	1.164.201,64
Serviços Engenharia	R\$	83.274.894,63	R\$	71.408.222,15
Publicidade	R\$	214.373,50	R\$	194.543,95
Convênios	R\$	49.046.939,13	R\$	42.057.750,31
Outros Serviços	R\$	79.023.911,27	R\$	67.763.003,91
Serviços Taxados	R\$	214.015.309,08	R\$	194.218.892,99
TOTAL	R\$	1.820.200.556,39	R\$	1.415.318.253,74

Tabela 5. Valores Anuais de Outras Receitas (Fonte: Dados encaminhados pelas Distribuidoras e adaptações do autor).

Este ainda não é o valor a ser considerado para fins de reversão à modicidade tarifária, visto que uma parcela das receitas auferidas pode permanecer com a distribuidora. O

¹⁹ A alíquota do ICMS varia de uma distribuidora para outra e o valor mostrado na tabela 4 corresponde a um valor médio observado entre as distribuidoras. Contudo, nos cálculos realizados no Capítulo 6 foi considerada a alíquota vigente para cada área de concessão.

percentual de reversão será determinado a partir da natureza da receita extra-tarifária e pela avaliação dos níveis de compartilhamento a serem adotados, tendo em vista critérios de incentivo econômico, restrições regulatórias e definição dos custos adicionais envolvidos na obtenção de cada receita.

Tais questões serão abordadas no Capítulo 5, juntamente com os conceitos e classificação dos diferentes tipos de Outras Receitas passíveis de reversão (pelo menos parcial) para a modicidade tarifária.

4.4.1 Alternativas à utilização da base de dados apresentada.

A aplicação da fórmula do reposicionamento tarifário implica a consideração de um volume de outras receitas previsto para o ciclo tarifário futuro. Ou seja, os valores de outras receitas encaminhadas pelas distribuidoras, recolhidos entre 2007, 2008 e 2009 serão utilizados na definição das quantias a serem reduzidas das tarifas aplicadas a partir da revisão tarifária, durante um ciclo tarifário no qual a arrecadação real pode ser diferente.

Dessa forma, corre-se risco similar aos riscos verificados na regulação por taxa de retorno ou custo do serviço, com o agente regulado tendo incentivos para modificar seu comportamento visando a informação de receitas menores do que as reais.

De modo semelhante ao cálculo dos custos operacionais, o cálculo dos valores recolhidos como Outras Receitas poderia ser obtido de forma alternativa. Assim, ao invés de simplesmente consultar-se as informações da distribuidoras, o valor total de Outras Receitas auferidas poderia ser estimado com base em critérios normativos ou de benchmarking para mitigação dos problemas de assimetria de informação.

4.5 METODOLOGIA PARA ESTIMAR OS PERCENTUAIS A SEREM REVERTIDOS À MODICIDADE TARIFÁRIA

Diante dos problemas de incentivo apresentados, para definir um método de avaliação dos percentuais de outras receitas que devem ser revertidos à modicidade tarifária, primeiramente, sugere-se avaliar cada modalidade de receita extra-tarifária (apresentadas no Capítulo 5), sob os seguintes aspectos:

- a) Receita Auferida (RA): é o total de receitas recolhidas em cada modalidade de Outras Receitas, já descontadas as obrigações legais da distribuidora, como os tributos incidentes;
- b) Percentual de Custos Adicionais empenhados pela distribuidora (CAAd): Para auferir certos tipos de Outras Receitas a distribuidora pode ter de incorrer em Custos Adicionais (CAAd), não previstos na definição dos custos operacionais, ou seja, não cobertos pelas tarifas de energia. Para auxiliar na comparação, esse valor será definido como um percentual da Receita Auferida (RA);
- c) Receita Líquida (RL): diferença entre RA e CAAd. Por definição, $RA > CAAd$, ou seja, a Receita Líquida de uma atividade que gere Outras Receitas é positiva. Caso ocorresse o contrário, a atividade traria prejuízo à distribuidora que optaria pela sua interrupção ou, caso fosse obrigada a realizá-la, solicitaria revisão tarifária extraordinária para não entrar em desequilíbrio econômico-financeiro;
- d) Grau de compartilhamento (COMP): corresponde ao percentual da Receita Líquida (RL) que é destinado à distribuidora, como incentivo econômico visando o esforço da mesma nas tarefas e atividades que aumentem ou garantam sua arrecadação; e
- e) Reversão à Modicidade Tarifária (REVMOD): uma vez definida a Receita Líquida da Atividade (RL), basta aplicar o grau de compartilhamento escolhido para saber qual o valor percentual que pode ser retido pela distribuidora. O

restante deve ser revertido para a modicidade tarifária (REVMOD), valor que pode ser calculado pela seguinte fórmula:

$$REVMOD = (1-COMP) * (RA - CAd) \quad (\text{Equação 7})$$

Exemplificando a aplicação do método tomaremos por base o serviço de Compartilhamento de Infra-Estrutura, apresentado no Capítulo 5 adiante. Supõe-se que seja necessário 10% do total de Receita Auferida para cobrir Custos Adicionais (CAd) não cobertos pelas tarifas. Esses custos correspondem a gastos adicionais em manutenção, operação e administração dos contratos de compartilhamento. Em razão desse serviço ser uma obrigação legal, ou seja, a distribuidora não pode optar por não realizá-lo, o grau de incentivo necessário é baixo. Portanto, propõe-se um percentual de compartilhamento (COMP) de 10% da receita para a distribuidora.

Aplicando a equação proposta, temos:

$$REVMOD = (1-0,1) * (RA - 0,1 * RA) = 0,9 * 0,9 * RA = 0,81 * RA \quad (\text{Equação 8})$$

Desta forma, 81% da Receita Auferida com compartilhamento de infra-estrutura seria revertida para modicidade tarifária.

O referido cálculo deve ser realizado para cada modalidade de Outra Receita. A soma dos resultados obtidos para cada modalidade resultará na “Receita Total de Outras Receitas” (RTOR), que será calculada para cada distribuidora da seguinte forma:

$$RTOR_X = \sum_i^n REVMOD_i \quad (\text{equação 9})$$

Onde X é o nome da distribuidora e i é a modalidade de Outras Receita.

O valor de RTOR será utilizado na fórmula do reposicionamento tarifário (equação 1):

$$RT_X = \frac{RR_X - RTOR_X}{RV_X} \quad (\text{equação 10})$$

onde, RT é o índice de reposicionamento tarifário, RR é a Receita Requerida da distribuidora e RV é a receita verificada com a aplicação das tarifas vigentes sobre o mercado da distribuidora.

5 OUTRAS RECEITAS - MODALIDADES E PERCENTUAL DE REVERSÃO

Para o 3º CRTP, a ANEEL classificou os tipos de Outras Receitas dentro de duas categorias, conforme a natureza das atividades que as geram: Atividades Complementares e Atividades Atípicas à concessão. Para facilitar a comparação e avaliação dos resultados, será mantido neste trabalho o mesmo tipo de categorização.

As atividades complementares são aquelas cujas despesas associadas (totalidade ou quase totalidade) já são cobertas pela receita tarifária e, de certa forma, fazem parte das atribuições legais ou regulamentares das distribuidoras. Entre as receitas obtidas com essas atividades se incluem as receitas resultantes de contratos de compartilhamento de infraestrutura (postes e dutos), sistemas de comunicação (PLC), encargos de conexão e reserva de capacidade e, ainda, as receitas auferidas a título de ultrapassagem de demanda, excedente de reativos, outras taxas pagas pelos consumidores na regulamentação e serviços tarifados.

Esta categoria é dividida em duas subcategorias: (i) serviços em que o preço/receita é regulado, para os quais não há gestão da empresa sobre os valores arrecadados; e (ii) serviços com preços/receitas livremente negociados, nos quais a empresa pode contribuir ativamente para majoração da receita.

As receitas advindas de atividades atípicas decorrem de atividades desenvolvidas por iniciativa própria da concessionária e que, embora se utilizem de recursos da concessão, são estranhas à natureza da concessão (por vezes são chamadas de “receitas extra-concessão”). Por esse motivo, desde os contratos de concessão se impõem critérios de administração e gestão dessas receitas que permitam total distinção de contabilização dos custos e resultados.

Pode-se enumerar nessa categoria as receitas advindas da prestação de serviços a terceiros (O&M, consultoria e engenharia), cessão de espaço para publicidade, nas faturas ou em ativos da concessão, cobrança pela arrecadação de convênios (a exemplo da Contribuição de Iluminação Pública – CIP), além de outros serviços.

A figura a seguir resume a categorização apresentada:



Figura. 12. Categorias de Outras Receitas

Neste Capítulo são apresentadas as diferentes categorias de Outras Receitas, destacando para cada uma sua origem, a regulamentação pertinente, sua forma de arrecadação os Custos Adicionais (CA_d) envolvidos, o grau de compartilhamento adequado (COMP) e o percentual destinado à modicidade tarifária (REVMOD).

5.1 ATIVIDADES COMPLEMENTARES – PREÇOS REGULADOS

Como mencionado, as atividades complementares são aquelas cujas principais despesas associadas são cobertas pela receita tarifária. Nesta subseção serão apresentadas as atividades com preços regulados, informando-se sua previsão regulamentar e comentando-se sobre os incentivos econômicos associados.

5.1.1 Receitas por cobrança de ultrapassagem de demanda.

O valor máximo de utilização instantânea de energia elétrica (integralizado em períodos de 15 minutos) durante um ciclo de faturamento é conhecido como demanda de energia. Em unidades consumidoras atendidas em alta tensão (tensões maiores que 2,3 kV) o faturamento é realizado com tarifação binômica, isto é, com cobrança do consumo e da demanda de energia elétrica.

O consumidor e a distribuidora assinam um “Contrato de Fornecimento”, no qual é definido, entre outros detalhes, a demanda a ser utilizada na unidade consumidora. Tal valor é denominado “demanda contratada” e é pago mensalmente, mesmo que durante o período o consumidor não atinja em nenhum momento uma demanda igual à demanda contratada.

Porém, se em algum intervalo de medição for registrada demanda superior à contratada, o consumidor estará sujeito ao pagamento de uma penalidade, denominada cobrança por ultrapassagem de demanda, conforme regulamentado no art. 93 da Resolução ANEEL n. 414/2010:

[...] quando os montantes de demanda de potência ativa ou de uso do sistema de distribuição – MUSD medidos excederem em mais de 5% (cinco por cento) os valores contratados, deve ser adicionada ao faturamento regular a cobrança pela ultrapassagem. (BRASIL, 2010b)

No mesmo dispositivo é apresentada uma fórmula para o cálculo da ultrapassagem que, em linhas gerais, estipula a cobrança em triplo da parcela de demanda ultrapassagem.

A cobrança por ultrapassagem de demanda tem o intuito de incentivar o consumidor a não utilizar a rede além do que foi contratado. A ocorrência de ultrapassagem de demanda não se vincula diretamente a um custo adicional, podendo não gerar qualquer problema à distribuidora, dependendo do nível de carregamento da rede de distribuição no horário que ocorre a ultrapassagem.

Desta forma, e corroborando com a opinião expressa pela SRE/ANEEL na Nota Técnica nº266/2010, não vislumbra-se Custo Adicional (CAAd) significativo incorrido pelas distribuidoras relacionados à receita por cobrança de demanda por ultrapassagem. Portanto, CAAd = 0% da Receita Auferida.

Considerando as características do tipo de receita que poderiam influenciar no percentual de compartilhamento a ser utilizado (COMP), aparentemente, não se observa influência do esforço das distribuidoras sobre o total da Receita Auferida.

Contudo, não se pode esquecer a função de faturamento exercida pelas distribuidoras. Por exemplo, se houver uma contestação judicial por parte do consumidor, alegando ser indevida uma determinada cobrança por ultrapassagem de demanda, qual seria o incentivo econômico que a distribuidora teria em defender aquela receita sabendo que toda a

arrecadação seria revertida para modicidade tarifária? Preferível seria desistir da receita e poupar em gastos com a defesa judicial.

Voltando num momento anterior, para o mesmo caso, qual seria o incentivo em faturar ultrapassagem de demanda e correr o risco de tais preocupações na justiça se toda a receita seria revertida? Talvez fosse menos oneroso não faturar ultrapassagem de demanda, e compensar os efeitos do sobre-uso da rede de distribuição mediante o adiantamento de investimentos em expansão dos ativos, “engordando” desnecessariamente a base de remuneração. Conclui-se que a ausência total de sinais econômicos no compartilhamento de Outras Receitas pode resultar, em última instância, em aumento tarifário ao invés de modicidade.

Desta forma, diferentemente da proposta da ANEEL para o 3º CRTP, propõe-se um percentual mínimo de compartilhamento, permitindo que as distribuidoras permaneçam com 10% das receitas oriundas de cobrança por ultrapassagem de demanda. Esse valor corresponde à uma aproximação do ponto máximo verificado na curva em azul na figura 11 da Seção 4.2.4, que apresenta o efeito do compartilhamento quando parte da Outra Receita é livre de esforço, mas a arrecadação aumenta um pouco com a aplicação de esforço. Com isso, o percentual a ser revertido para modicidade tarifária (REVMOD) é de 90% da receita auferida.

5.1.2 Receita por cobrança de excedente de reativo.

A qualidade do fornecimento de energia prestado pela distribuidora é afetada pela forma de utilização da rede de energia elétrica. O uso de determinados tipos de equipamentos (cargas elétricas) pode prejudicar o funcionamento dos sistemas elétricos, gerando custos adicionais para manutenção da rede e a correção dos efeitos gerados.

Uma grandeza que caracteriza uma carga elétrica é o seu fator de potência, cujo valor varia entre -1 e 1, dependendo da relação temporal (defasamento) entre os sinais de corrente e tensão elétricas observados quando o mesmo é colocado em funcionamento. Quanto maior o defasamento, menor é o módulo do fator de potência (mais próximo de zero), e piores os efeitos causados sobre a rede elétrica. Exemplos de cargas com fator de potência baixo são equipamentos que funcionam com motores, lâmpadas eletrônicas, reatores etc.

O fator de potência do conjunto de cargas em uma unidade consumidora está diretamente vinculado à proporção entre os componentes ativos e reativos presentes no sistema elétrico. Em linhas gerais, quanto menor (em módulo) for o fator de potência maior será a proporção de energia elétrica reativa, a qual é prejudicial para o funcionamento do sistema elétrico²⁰.

Felizmente, é possível adotar medidas corretivas para evitar a geração de componentes reativos ou compensar seu excesso. A mais comum é a compensação de reativos por meio de bancos de capacitores²¹. Essa compensação pode ser feita individualmente por equipamento, por conjunto de cargas de uma unidade consumidora ou mesmo fora das unidades consumidoras, diretamente na rede de distribuição.

Para limitar a geração de componentes reativos de energia e demanda elétrica foi regulamentado²² que o valor mínimo do fator de potência das cargas existentes em uma unidade consumidora (UC) deve ser 0,92 (em módulo). Violado esse limite, a distribuidora tem a prerrogativa de cobrar pelo consumo e demanda reativa excedente. Tais grandezas são medidas, respectivamente, em quilovolt-ampère-reativo-hora (kvarh) e quilovolt-ampère-reativo (kvar), cujos valores unitários são definidos pela ANEEL. A figura 13 ilustra uma fatura de energia com tal cobrança.

Essa cobrança visa desestimular o uso ineficiente da rede, o que provê benefícios a todos os consumidores, retardando investimentos em bancos de capacitores, para correção de fator de potência na rede de distribuição, e reduzindo o percentual de perdas técnicas. A cobrança é obrigatória em unidades consumidoras atendidas em alta tensão (maior que 2,3 kV) e facultativa para as unidades consumidoras atendidas em baixa tensão.

²⁰ Componentes reativas de energia aumentam as perdas elétricas, geram quedas dos níveis de tensão e causam subutilização da capacidade instalada. Outrossim, não geram trabalho efetivo, ou seja, não podem ser convertidas em outras formas de energia (movimento, calor, luz etc.).

²¹ Capacitores: componentes elétricos que, de forma simplificada, geram efeito inverso ao das cargas indutivas geradoras de energia e demanda reativas, compensando-as.

²² Ver Resolução Normativa n.º 414, de 09/09/2010, arts. 76, 95, 96 e 97.

MÊS/ANO	06/08	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO			
DATA DA APRESENTAÇÃO	28/08/2008	POTENCIA DE TRANSFORMAÇÃO	500kVA	kWh	kW	kvarh/Qh
LEITURA ATUAL EM	24/06/2008	CARGA INSTALADA	20kW	medidor 981484426	981484426	981484426
LEITURA ANTERIOR	24/05/2008	TENSAO DE FORNECIMENTO	13,2kV	FORNEC TRL COM MEDIACAO ET INDIRTA, 220/127 V, 3 FIOs, 13,2 kV		
PROXIMA LEITURA	24/08/2008					

GRANDEZAS PARA FATURAMENTO	kWh	kW	kvarh	PRODUTOS E SERVIÇOS	VALORES R\$
LEITURA ATUAL	23846	81547	12247	001 IMPORTE DE CONSUMO	10.259,89
LEITURA ANTERIOR	23312	80429	12076	002 IMPORTE DE DEMANDA	7.100,85
DIFERENCIAL	334	1055	185	003 IMP. DEMANDA ULTRAPASSAGEM	2.068,50
CONSTANTE	180,0	0,180	180,0	004 IMP. CONSUMO EXCEDENTE REATIVO	318,42
PERDAS DE TRANSFORMAÇÃO	2,6%	2,0%	2,6%	005 IMP. DEMANDA EXCEDENTE REATIVO	236,89
CONSUMO MEDIDO	54776			006 CONT. ILUMINACAO PUBLICA MUNICIPIO	0,00
CONSUMO CONTRATADO	0				
CONSUMO FATURADO	54776				
DEMANDA MEDIDA		173		VALOR TOTAL	21.188,93
DEMANDA CONTRATADA		150			
		150			

Figura. 13. Fatura de energia elétrica com cobrança de uso de energia reativa excedente.
(Fonte: Adaptado do site da Companhia Paranaense de Energia)

É importante mencionar que as distribuidoras executam as atividades de correção de fator de potência na rede de distribuição, sem vínculo obrigatório com um eventual problema verificado em uma UC específica. Conforme a configuração de cargas em uma determinada região, a influência de um baixo fator de potência em uma UC pode ser desprezível perante o total de cargas existentes, não sendo necessário à distribuidora gastar qualquer valor para correção do fator de potência.

Outrossim, cabe lembrar que, no modelo da Empresa de Referência utilizado no 2º CRTP para a determinação dos custos operacionais cobertos pela tarifa, já foram computados os gastos realizados pela distribuidora com as atividades operação e manutenção de bancos de capacitores instalados na rede de distribuição. Além disso, tais equipamentos fazem parte da Base de Remuneração Regulatória (BRR) e sua depreciação é restituída na quota de depreciação.

Assim, mantendo o proposto pela ANEEL para o 3º CRTP, não verifica-se a ocorrência de Custos Adicionais (CA_d) vinculados à receita relativa à cobrança por reativo excedente, portanto CA_d=0% da Receita Auferida (RA).

De forma semelhante às receitas por ultrapassagem de demanda, a tarefa de arrecadação enseja uma compensação mínima à distribuidora, como forma de incentivo.

Adicionalmente, há que se considerar que a receita tem potencial de aumento que depende do esforço da distribuidora, visto que a cobrança é opcional em unidades consumidoras atendidas em baixa-tensão, e depende da realização de medições transitórias ou utilização de equipamento de medição especial.

Desse modo, propõe-se um fator de compartilhamento (COMP) de 20% das receitas com a distribuidora, correspondente à aproximação observada na curva em vermelho da figura 11 da seção 4.2.4, fazendo com que o valor a ser revertido à modicidade tarifária seja de 80% da Receita Auferida (REVMOD=80%).

5.1.3 Receita sobre Reserva de Capacidade

O §1º do Art. 1º da Resolução Normativa n.º 371, de 29/12/1999, apresenta o conceito de Reserva de Capacidade:

“Reserva de Capacidade é o montante de uso, em MW, requerido dos sistemas elétricos de transmissão ou de distribuição para suprimento a uma ou mais unidades consumidoras diretamente conectadas à usina de autoprodutor ou de produtor independente de energia, quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica da referida usina, adicionalmente ao montante de uso já contratado de forma permanente para atendimento às referidas unidades consumidoras”.

Se, por uma causa emergencial, um produtor de energia que atenda, total ou parcialmente, consumidores diretamente conectados às suas instalações não puder gerar energia, a energia necessária é absorvida da rede de distribuição. A reserva de capacidade é folga de capacidade de transporte de energia garantida pela distribuidora para utilização nessas ocasiões, assemelhando-se a um contrato de demanda ocasional. As grandezas contratadas são medidas em MW (mega-watt), cujo valor é definido pela ANEEL.

A contratação é opcional e tem caráter emergencial, podendo ser realizada para fins de manutenções programadas que exijam a interrupção ou redução na geração de energia elétrica, sendo vedada a contratação para qualquer outro propósito. Tal contrato é anual, por ponto de conexão ao sistema de distribuição. O montante em MW a ser contratado deverá ser limitado ao valor da potência nominal instalada de geração do contratante.

Sobre os custos envolvidos, a contratação de reserva de capacidade pode implicar em sobre-dimensionamento da rede de distribuição, já que a capacidade reservada não pode ser utilizada por outros consumidores. Contudo, os ativos são remunerados na BRR e os custos de operação e manutenção são previstos no modelo da ER.

Cabe lembrar que não foi aplicado índice de aproveitamento²³ sobre ativos de redes de distribuição utilizados como reserva de capacidade na obtenção da BRR durante o 2º CRTP. Portanto, as receitas tarifárias da distribuidora não sofrem redução em função da contratação de reserva de capacidade (cf. Anexo IV da Res. ANEEL nº234/2006). Desta forma, em consonância com a proposta da ANEEL para o 3º CRTP, não será considerado nenhum Custo Adicional relacionado a esta receita (CAAd=0% da Receita Auferida).

Sobre o percentual de compartilhamento ideal, pelos mesmos motivos apresentados para o caso da receita de ultrapassagem de demanda, sugere-se adotar o percentual de 10% para retenção por parte da distribuidora. Assim, a reversão para modicidade tarifária representa 90% da Receita Auferida (REVMOD=90%).

5.1.4 Serviços tarifados

O Art. 102 da Resolução ANEEL nº414/2010 prevê a cobrança por serviços de: i) vistoria de unidade consumidora; ii) aferição de medidor; iii) verificação de nível de tensão; iv) religação normal; v) religação de urgência; vi) emissão de segunda via de fatura; vii) emissão de segunda via da declaração de quitação anual de débitos; viii) disponibilização dos dados de medição armazenados em memória de massa; ix) desligamento e religação programados; x) fornecimento de pulsos de potência e sincronismo para unidade consumidora do grupo A; xi) comissionamento de obra; xii) remoção de poste; e xiii) remoção de rede.

A lista apresentada no parágrafo anterior foi alterada pela Resolução ANEEL nº414/2010, incluindo os serviços do item (vii) em diante, que não constavam na Resolução ANEEL nº456/2000. Anteriormente, em geral, eram definidos valores com base no custo incorrido na prestação do serviço e, não raramente, as distribuidoras realizavam alguns serviços sem cobrar qualquer valor dos consumidores.

²³ Índice de aproveitamento é um percentual, estipulado pela ANEEL, que demonstra o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica, para fins de consideração na BRR.

Os valores referentes aos serviços são definidos pela ANEEL na homologação das tarifas. Diferentemente das três receitas anteriores, a cobrança por serviços tarifados envolvem a contraprestação por parte da distribuidora de serviços solicitados individualmente pelo consumidor.

Outra diferença importante sobre os serviços tarifados é que, de forma explícita, no 2º CRTP os valores estimados dessas receitas entraram como desconto no cálculo dos custos operacionais representados no modelo da empresa de referência. Desta forma, a ANEEL modelou tais atividades, com base nas frequências de realização e nos custos de cada etapa de trabalho obtendo um custo final anual, porém não remunerou tal custo na tarifa de energia. Isso pode ser observado na figura 14, onde aparece o detalhamento de parte do cálculo utilizado na revisão tarifária da concessionária Light, com o desconto dos valores anuais previstos de arrecadação com serviços tarifados.

Descrição	Unidade	Parâmetros	
		Driver	Custo [R\$]
Seguros	[%/BRRb]	0,056%	—
Tributos	[%/BRRb]	0,025%	—
Publicações legais	[R\$]	—	1.000.000
Engenharia e Supervisão de Obras	[%/Inv]	1,00%	—
Crescimento de Processos de O&M	[R\$]	1,50%	—
Crescimento de Processos Comerciais	[R\$]	0,90%	—
Consumo Próprio em Subestações	[R\$]	—	17.969.292
Exames Periódicos	[R\$/empregado]	70,00	—
Adicional de O&M em redes subterrâneas	[R\$]	—	6.439.452
Inspecção Aérea	[R\$]	—	200.000
Manutenção de Equipamentos em Oficina	[R\$]	—	2.000.000
Meio Ambiente	[R\$]	—	682.748
Receita de serviços tarifados	[R\$]	—	-8.434.419

Figura. 14. Desconto na Empresa de Referência dos Serviços Tarifados

(Fonte: Nota Técnica nº 264/2008-SRE/ANEEL, de 03/09/2008 – 2º CRTP)

Com o aumento dos tipos serviços tarifados realizados pela Resolução ANEEL nº414/2010, naturalmente a estimativa de receita com tais atividades deve ser maior. Por isso, haverá necessidade de ajustes no modelo da Empresa de Referência para o 3º CRTP, incluindo nova estimativa de receita com os novos serviços tarifados.

Desta forma, todo o custo incorrido na obtenção das receitas com serviços tarifados, não é coberto pelas tarifas de energia elétrica. Portanto, tal custo representa um Custo Adicional (CAAd). Considerando que as tarifas definidas para os serviços tarifados cobrem somente os custos incorridos em sua realização, os Custos Adicionais neste caso são de 100% (CAAd = 100% da Receita Auferida).

Aplicando a fórmula proposta para o cálculo do valor a ser revertido à modicidade tarifária (*equação 7*), temos:

$$\text{REVMOD} = (1-\text{COMP}) * (\text{RA}-\text{CAd}(\text{RA}))$$

$$\text{REVMOD} = (1-\text{COMP}) * (\text{RA}-1 * \text{RA})$$

$$\text{REVMOD} = (1-\text{COMP}) * 0 = 0$$

Ou seja, nenhum valor recebido como serviços tarifados deve ser considerado no somatório das “Outras Receitas”.

5.1.5 Custos administrativos em caso de irregularidade na medição.

Conforme art. 131 da Resolução ANEEL nº414/2010, em caso de recuperação da receita decorrente de cobrança por irregularidades no sistema de medição de uma unidade consumidora a distribuidora pode cobrar, além do consumo não registrado em função da irregularidade, o custo administrativo incorrido com a realização de inspeção in loco e os demais procedimentos necessários.

Esse custo, que até o momento permanece sendo de no máximo 30% do valor do consumo a recuperar (art. 73 da Res. ANEEL 456/2000), gera uma receita que difere do conjunto de receitas obtidas com os serviços tarifados, visto que as eventuais despesas não se dão por solicitação dos consumidores e sim pela iniciativa da distribuidora em fiscalizar a regularidade do sistema de medição.

Cabe lembrar que na composição de custos previstos no Modelo da Empresa de Referência foram previstos os custos decorrentes das atividades de combate às perdas não técnicas²⁴, envolvendo a regularização de ligações clandestinas e a inspeção de unidades consumidoras para o combate à irregularidades na medição. Dessa forma, os custos associados a tais atividades já estariam cobertos pela tarifa, não havendo, efetivamente, Custos Adicionais (CAd = 0).

²⁴ Perdas não-Técnicas: Perdas de energia na rede de distribuição não decorrentes das características físicas naturais do sistema elétrico. Geralmente se devem à furtos de energia através de ligações clandestinas ou irregularidades no sistema de medição.

Por outro lado, para a definição do percentual de compartilhamento é importante destacar os incentivos que a retenção dessa receita pelas distribuidoras significa. Além do incentivo para o aumento da receita extra-tarifária, a redução do número de unidades consumidoras em situação irregular aumenta também a receita tarifária da distribuidora.

Considerando que o problema das perdas não técnicas de energia é um problema gravíssimo em algumas áreas de concessão no Brasil, que apresentam índices de perdas não-técnicas superiores a 30% da energia injetada, desincentivar a fiscalização pode significar um prejuízo tarifário muito maior para os consumidores. Portanto, propõe-se estabelecer um percentual de 100% das receitas obtidas com as distribuidoras, não revertendo qualquer valor para a modicidade tarifária (REVMOD=0).

5.2 ATIVIDADES COMPLEMENTARES – PREÇOS NEGOCIADOS.

Nesta subseção serão abordadas as atividades que geram receitas calculadas com base em preços definidos pela distribuidora, em livre negociação com os contratantes. A diferença básica em relação às receitas citadas até aqui é que os preços não são definidos pela ANEEL, podendo a distribuidora estabelecer ou negociar preços com os usuários dos serviços prestados. Não obstante, a ANEEL pode, no futuro, vir a regulamentar tais atividades, definindo procedimentos e preços a serem cobrados pelas distribuidoras.

5.2.1 Receitas com Compartilhamento de Infraestrutura.

O compartilhamento de infraestrutura representa o uso dos elementos de suporte de redes de distribuição de energia elétrica (postes e dutos) para o suporte de redes de outros serviços como redes de comunicação óptica, TV a cabo e telefonia.

A economia que se obtém por esse uso compartilhado é evidente e não se limita aos aspectos estritamente econômicos de custos evitados de duplicação de redes, abrangendo também a solução para as dificuldades existentes para construir novos elementos de infraestrutura física em áreas de alta densidade urbana.

Ambos os elementos incidem nos custos diretos desses projetos, que poderiam se tornar inviáveis, não fosse a possibilidade de uso compartilhado das estruturas (postes/dutos) já construídas e mantidas pelas distribuidoras de energia elétrica (e, conseqüentemente, pelos seus consumidores), sendo uma opção racional a ser incentivada pelo marco regulatório dos serviços envolvidos.

A Resolução ANATEL/ANEEL/ANP n.º 001/1999 regulamentou o compartilhamento de infraestrutura entre os agentes do setor de energia elétrica, gás e petróleo e comunicações, de forma a otimizar a utilização de recursos entre os setores regulados.

O regulamento prevê que este ocorra de forma não discriminatória, aplicando-se preços e condições justas, e não afete os parâmetros de qualidade, segurança ou demais obrigações definidas na legislação e Contratos de Concessão vigentes. Portanto, é a distribuidora que estipula os custos pelo uso de sua infraestrutura e acorda, com as empresas compartilhantes, os procedimentos de operação e manutenção.

A maior parcela dos custos envolvidos para a obtenção das receitas auferidas com compartilhamento de infraestrutura tem relação com os gastos de instalação e manutenção de postes e remuneração desses ativos, os quais estão cobertos pela tarifa regulada do serviço de distribuição.

Na proposta para o 3º CRTP, a ANEEL não previu Custos Adicionais não cobertos pelas tarifas relacionados ao serviço de compartilhamento. Contudo, propõe-se considerar algum Custo Adicional (CAAd), pequeno, para as distribuidoras relativo aos custos de administração desses contratos e custos decorrentes do aumento das restrições de operação, decorrentes da necessidade de manutenção da continuidade dos demais serviços. Esse custo adicional foi estipulado em 10% das receitas.

A título de compartilhamento da Receita Líquida remanescente, observa-se que parte considerável das Receitas com Compartilhamento de Infra-Estrutura depende da vontade da distribuidora.

Embora sejam obrigadas por lei a compartilhar sua estrutura, até o momento não há regulamentação sobre os valores a serem cobrados. Se, durante a negociação, houver divergência sobre o preço exigido pela distribuidora, a controvérsia pode ser levada à decisão

administrativa ou judicial ou, até mesmo, inviabilizar o compartilhamento. Assim, as distribuidoras interferem, ao menos parcialmente, na demanda por compartilhamento ao ter voz ativa na negociação dos preços a serem cobrados.

Utilizando qualquer dos modelos teóricos verificados na figura 10 da Seção 4.2.4, para um aumento de receita decorrente do esforço da distribuidora, estabelece-se um percentual de compartilhamento (COMP) de 33% da Receita Líquida. Desta forma, aplicando a fórmula da reversão para modicidade tarifária temos:

$$\text{REVMOD} = (1-\text{COMP}) * (\text{RA}-\text{CAAd}) = (1-0,33) * (\text{RA}-0,1 * \text{RA})$$

$$\text{REVMOD} = (1-0,33) * (0,9 * \text{RA}) = 0,6 * \text{RA}$$

Assim, 60% das receitas com Compartilhamento de Infraestrutura seriam revertidas à modicidade tarifária.

5.2.2 Receitas com Sistemas de Comunicação (PLC).

Os sistemas de comunicação fazem uso das redes de distribuição de energia elétrica como meio de transporte para a comunicação digital ou analógica de sinais. Esse tipo de uso da rede de distribuição foi regulamentado por meio da Resolução n.º 375, de 25/08/2009, na qual é definido o sistema PLC (Power Line Communications), que usa a rede elétrica para transporte de sinais de internet, vídeo, entre outros.

Observe-se que não se trata da receita oriunda da exploração direta do serviço de PLC pela distribuidora, mas sim do valor recebido com o aluguel das redes de distribuição para que terceiro execute tal serviço. Conforme previsto na referida norma, a manutenção e gestão das redes constituem-se de obrigações da própria distribuidora.

Os preços das atividades comerciais desenvolvidas com o uso do PLC são livremente negociados entre as partes e a maior parte das despesas são cobertas pelas tarifas de energia elétrica.

Em face da semelhança do tipo de receita com as receitas decorrentes do compartilhamento de infraestrutura, propor-se-ia o mesmo percentual de repasse às tarifas: 60% das receitas auferidas. Contudo, conforme explicado mais adiante no item 6.1.1, a

atividade de PLC até o momento é incipiente, merecendo maior sinalização de incentivo por parte do regulador. Por esse motivo, propõe-se abrir uma exceção neste caso, estabelecendo REVMOD=0, para todo o 3º Ciclo.

Salienta-se que não se tem notícia de operação comercial do serviço de PLC antes do ano de 2010, motivo pelo qual não há valores de outras receitas relativos a este serviço disponíveis. Assim, a alteração proposta no parágrafo anterior não alterará os resultados em termos de modicidade tarifária.

Outrossim, um eventual aproveitamento dessa modalidade de outra receita, ainda no 3º CRTP, dependeria da aplicação de um modelo normativo ou de *benchmarking* para estimar os valores que serão auferidos nos próximos anos. Dado que o PLC é uma tecnologia nova mesmo a nível global, não se entende pertinente realizar isto, sendo a solução mais adequada postergar a inclusão desta modalidade de Outra Receita para os próximos ciclos de revisões tarifárias.

5.2.3 Receitas relativas a encargos de conexão.

Os custos incorridos com a conexão de agentes de geração, outras distribuidoras (supridas) e consumidores livres por ponto de conexão à rede da distribuidora podem ser segregados em duas partes:

- a) Investimentos iniciais: Gastos para a conexão em si, incluindo obras e equipamentos utilizados. Podem ser realizados pela distribuidoras ou pelo agente acessante, sendo, neste último caso, incluídos na base de remuneração como obrigações especiais (ativos sem remuneração).
- b) Operação e Manutenção: Gastos contínuos que envolvem atividades de O&M e medição relacionadas ao ponto de conexão, de responsabilidade da distribuidora.

Para cobertura de tais custos a distribuidora tem a prerrogativa de cobrar os encargos de conexão, receita que é prevista no art. 18 e seguintes da Resolução ANEEL nº281/1999 com o seguinte texto:

“Os encargos de conexão aos sistemas de transmissão ou de distribuição serão de responsabilidade dos usuários.

§ 1º Os encargos de conexão deverão cobrir os custos incorridos com o projeto, a construção, os equipamentos, a medição, a operação e a manutenção do ponto de conexão”.

Como verificado, tanto as despesas com investimentos iniciais ou atividades de O&M realizadas pela distribuidora são remuneradas pelas tarifas de energia. Em alguns casos, existem Custos Adicionais (CAAd) relacionados às atividades de aprovação de projetos, fiscalização de obras e gestão dos Contratos de Conexão. À semelhança das demais atividades complementares com preços negociados, a ANEEL propôs 0% de Custo Adicional, enquanto neste trabalho é estipulado um valor de 10%.

Diferentemente dos dois casos anteriores, não há forte relação entre as receitas verificadas e o esforço empregado pela distribuidora. Embora os preços sejam negociados, é possível calcular de forma mais precisa os custos envolvidos (cobertos pelas tarifas) em cada ponto de conexão, portanto a negociação de preços possui menor grau de liberdade. Não obstante, tal qual foi realizado no caso da receita por ultrapassagem de demanda, entende-se que a atividade de arrecadação realizada pela distribuidora demanda um incentivo mínimo de 10% para a distribuidora (COMP=10%).

Desta forma, aplicando a fórmula de reversão à modicidade tarifária temos:

$$REVMOD = (1 - COMP) * (RA - CAAd) = (1 - 0,1) * (RA - 0,1 * RA) = 0,81 * RA$$

Arredondando, propõe-se que 81% das receitas sejam revertidas para modicidade tarifária.

5.3 ATIVIDADES ATÍPICAS

Nesta subseção serão abordadas as atividades conhecidas como extra-concessão. Tais atividades estão relacionadas a serviços que visam lucro, os quais a distribuidora presta voluntariamente a terceiros (consumidores ou não), muitas vezes em regime competitivo com outras empresas no mercado, utilizando-se de ativos, recursos ou informações vinculados à concessão de serviço público.

Salienta-se que algumas dessas atividades foram proibidas ou tiveram sua execução mais restrita a partir da revisão das Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, realizada por meio da Resolução ANEEL nº414/2010. Por esse motivo,

possivelmente, parte das receitas associadas à atividades atípicas poderão sofrer redução no 3º CRTTP.

5.3.1 Serviços de Engenharia

Os Serviços de Engenharia prestados pelas distribuidoras se referem a prestação de serviços técnicos e de engenharia, inclusive quando envolver a venda de equipamentos e realização de obras civis e projetos a terceiros na qualidade de consumidores finais dos serviços.

Tais serviços se caracterizam mesmo em caso de obras imprescindíveis ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor, desde que seja deste a responsabilidade pelas obras. Por exemplo, a construção do padrão de entrada de energia elétrica, manutenção/limpeza da subestação particular de consumidor do Grupo A ou correção do fator de potência de unidade consumidora são serviços de responsabilidade do consumidor, que podem ser oferecidos pela distribuidora em igualdade de condições com outras empresas.

Sob a perspectiva regulatória, a revisão das Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica influencia na continuidade da prestação desses serviços pelas distribuidoras. Até o momento, o dispositivo que autoriza a execução desses serviços é o §7 do art. 109 da Resolução ANEEL nº456/2000.

Art. 109, § 7º. A concessionária **poderá executar outros serviços não vinculados à prestação do serviço público de energia elétrica**, desde que observe as restrições constantes do contrato de concessão e que o consumidor, por sua livre escolha, opte por contratar a concessionária para a realização dos mesmos (BRASIL, 2000).

A referida norma estará vigente até o dia 09/09/2011, doze meses após a publicação da Resolução ANEEL nº414/2010, que passou a regular a questão da seguinte forma:

Art. 102, § 11. A distribuidora pode executar **serviços vinculados à prestação do serviço público ou a utilização da energia elétrica, desde que previstos em regulamentação específica da ANEEL**, observadas as restrições constantes do contrato de concessão ou permissão, e que o consumidor, por sua livre escolha, opte por contratar a distribuidora para sua realização (BRASIL, 2010b).

Como pode-se observar, a nova norma deixou pendente a necessidade de previsão em regulamentação específica para a execução de atividades vinculadas à utilização da energia elétrica, como os serviços de engenharia. De fato, mesmo que tal regulamentação venha a ser emitida pela Agência, parece que serviços totalmente desvinculados à utilização de energia elétrica, como obras exclusivamente civis, não poderão ser executados no futuro em nenhuma hipótese.

A maior parte dos custos associados à prestação de serviços de engenharia não foram previstos no modelo da Empresa de Referência, sendo cobertos pelas distribuidoras com recursos próprios. Alguns recursos compartilhados com a atividade regulada são os recursos humanos (empregados) ou uso de sistemas de informação, para obtenção de informações sobre a rede de distribuição.

Considerando que para o 3º CRTP as distribuidoras não mais poderão executar tais atividades, não faz sentido estimar nenhum valor de receita como serviços de engenharia. Desta forma, apenas para fins de zerar as receitas no modelo de reversão para modicidade tarifária, propõe-se um percentual de compartilhamento (COMP) de 100% das receitas, ou seja, nenhuma receita será revertida à modicidade tarifária (REVMOD=0).

5.3.2 Operação e Manutenção de Propriedade de Terceiros (IP)

A operação e manutenção de ativos de iluminação pública é uma atividade largamente realizada por distribuidoras no Brasil. Contudo, a atribuição constitucional pela prestação do serviço de iluminação pública pertence aos poderes públicos municipais.

Em muitos locais a propriedade das redes de iluminação pública ainda pertence às próprias distribuidoras²⁵, caso em que tanto os serviços de O&M são prestados sem remuneração (pois os serviços já são remunerados nas tarifas) e a distribuidora só cobra do poder municipal o valor referente à energia elétrica consumida pelas lâmpadas e reatores.

Portanto, somente são auferidas “Outras Receitas” quando os serviços são prestados em instalações de iluminação pública, cuja propriedade já seja do Poder Público

²⁵ A Res. 414/2010, em seu art. 218, disciplinou a transferência de todos os ativos de Iluminação Pública para os respectivos poderes públicos, no prazo de 24(vinte e quatro) meses.

Municipal e a distribuidora seja contratada para realizar a manutenção. Conforme as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica:

A responsabilidade pelos serviços de elaboração de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública é de pessoa jurídica de direito público ou por esta delegada mediante concessão ou autorização.

Parágrafo único. A distribuidora pode prestar esses serviços mediante celebração de contrato específico para tal fim, ficando a pessoa jurídica de direito público responsável pelas despesas decorrentes” (BRASIL, 2010b, art. 21).

Assim, sendo contratada pela prefeitura, a distribuidora recebe um pagamento pelos serviços de O&M, gerando uma receita extra-tarifária. Essa categoria, que poderia ser parte da anterior (serviços de engenharia), foi destacada diante das especificidades desse tipo de receita e também pela continuidade das mesmas, mesmo após a revisão das Condições Gerais de Fornecimento.

Os Custos Adicionais (CA_d) associados são grandes, vez que no modelo da empresa de referência só foram consideradas as despesas associadas à Operação e Manutenção das redes das distribuidoras. A distribuidora se beneficia de alguns recursos da concessão como o compartilhamento de equipamentos e maior facilidade para a programação de desligamentos. Na falta de outro parâmetro, será adotado o valor de Custos Adicionais (extra-tarifa) definido pela ANEEL na proposta apresentada para o 3º CRTP, que foi 80% da Receita Auferida (CA_d=80% de RA).

Quanto ao percentual de compartilhamento (COMP), verifica-se que o nível de receitas é diretamente proporcional ao esforço empregado em negociar com as prefeituras a realização do serviço. Caso não haja acerto entre distribuidora e prefeitura, a distribuidora não é obrigada a realizar o serviço de O&M da rede de IP que não é de sua propriedade. Por sua vez, a prefeitura poderá contratar outra empresa para a realização dos serviços.

Assim, de forma coerente com o segundo modelo apresentado na Seção 4.2.4 (figura 10), em que a receita cresce linearmente com o esforço aplicado, propõe-se o percentual de 33% de compartilhamento. Logo, aplicando a fórmula de reversão para a modicidade tarifária temos:

$$REVMOD = (1-0,33)(0,2*RA) = 0,133*RA$$

Portanto, 13,3% da Receita Auferida deve ser revertida à modicidade tarifária.

5.3.3 Publicidade em Faturas de Energia Elétrica

Dado o elevado grau de capilaridade do fornecimento de energia elétrica, a fatura garante longo alcance para o mercado publicitário. Conforme observa-se nos dados encaminhados pelas distribuidoras entre 2007 e 2009, algumas delas auferiram receitas pela veiculação de propagandas na fatura de energia elétrica.

Até o ano de 2010, tal atividade era realizada com a autorização da ANEEL, como mostra o *caput do art. 84* da Resolução ANEEL n°456/2000 transcrito a seguir:

Art. 84. Além das informações relacionadas no artigo anterior, fica facultado à concessionária incluir na fatura outras informações julgadas pertinentes, **inclusive veiculação de propagandas comerciais**, desde que não interfiram nas informações obrigatórias, vedadas, em qualquer hipótese, mensagens político-partidárias (BRASIL, 2000, grifos do autor).

Contudo, a inserção de publicidade nas faturas de energia foi expressamente proibida pela ANEEL, a partir da atualização das Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, conforme observa-se a seguir:

Art. 120, Além das informações relacionadas no art. 119 [que inclui possibilidade de cobrança do valor da Iluminação Pública], faculta-se à distribuidora incluir na fatura outras informações de interesse dos consumidores, desde que não interfiram nas informações obrigatórias, **vedadas, em qualquer hipótese, a veiculação de propagandas comerciais e mensagens político-partidárias** (BRASIL, 2010b, grifos do autor).

Neste contexto, não faz sentido a ANEEL prever para os anos posteriores ao 3º CRTTP uma receita à qual as distribuidoras não terão mais como receber. Portanto, o percentual de compartilhamento (COMP) a ser utilizado no modelo de cálculo dos valores a serem revertidos para a modicidade tarifária é **COMP = 100%**. Assim, nenhuma parcela da Receita Auferida (RA) observada entre 2007 e 2009 será subtraída no cálculo do reposicionamento tarifário, ou seja: REVMOD = 0%.

5.3.4 Arrecadação de Convênios na Fatura de Energia Elétrica

Trata-se do recolhimento, autorizado pelo consumidor²⁶, de valores/mensalidades na fatura de energia. Tem a vantagem de garantir um índice de inadimplência relativamente baixo, visto que o pagamento é atrelado ao pagamento pelo uso da energia elétrica. A distribuidora firma um contrato de arrecadação com terceiros e recebe um valor (fixo por fatura ou percentual do valor arrecadado) pela prestação do serviço.

Os tipos de empresas que geralmente se utilizam do serviço de arrecadação de valores nas faturas de energia elétrica são Companhias de Seguro e Previdência ou Planos de Saúde. Contudo, os principais clientes das distribuidoras são as Prefeituras Municipais, que se utilizam das faturas de energia elétrica para o recolhimento da Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública (COSIP ou CIP), um tributo de competência municipal.

Em termos regulatórios, o parágrafo único do art. 84 da Resolução ANEEL nº456/2000 regulamentou a questão:

Parágrafo único. Fica também facultado **incluir a cobrança de outros serviços**, de forma discriminada, após autorização do consumidor (BRASIL, 2000, grifos do autor).

A resolução ANEEL nº414/2010, que revisou a norma citada anteriormente, definiu um prazo limite para a continuidade da arrecadação de valores nas faturas:

Art. 224. Para a implementação dos respectivos procedimentos, a distribuidora dispõe dos seguintes prazos máximos, a contar da data de publicação desta Resolução:

[...]

“§ 3o Além do previsto no art. 121, faculta-se a cobrança de outros serviços, de forma discriminada na fatura, **pelo prazo de 24 (vinte e quatro) meses** da publicação desta Resolução, observadas as seguintes condições:

I – o disposto neste parágrafo se aplica exclusivamente aos contratos celebrados pela distribuidora com o fornecedor ou prestador dos serviços em data anterior à publicação desta Resolução.

II - é vedada a celebração de novos contratos de prestação de serviços de que trata este parágrafo após a publicação desta Resolução;

III – a cobrança dos serviços na fatura deve ser comprovadamente autorizada mediante manifestação voluntária do titular da unidade

²⁶ O recolhimento de IP dispensa autorização do consumidor, mas depende de autorização de lei municipal.

consumidora, que pode, a qualquer tempo e sem ônus, solicitar sua exclusão; e

IV – a distribuidora deve incluir na fatura a discriminação do serviço e do valor correspondente, bem como informar os respectivos canais de atendimento.”

Após o prazo de dois anos só poderão continuar sendo arrecadados nas faturas a cobrança da COSIP, prevista no art. 68 e, sem ganhos para a distribuidoras, “**de contribuições ou doações para entidades, legalmente reconhecidas, com fins de interesse social**”, mencionados no art. 121 da referida norma:

Art. 68. O contrato de fornecimento para iluminação pública deve ser celebrado com os poderes públicos municipais ou distrital e conter, além das cláusulas constantes do art. 63, quando pertinentes, e daquelas essenciais a todos os contratos, outras relacionadas a: “[...]”

IX – condições para **inclusão da cobrança** de contribuição social para o custeio do serviço de iluminação pública **na fatura de energia elétrica**, quando cabível, em conformidade com o estabelecido por lei municipal [...].

Art. 121. Faculta-se a **inclusão, sem qualquer ônus**, de forma discriminada na fatura, de contribuições ou doações para entidades, legalmente reconhecidas, com fins de interesse social, desde que comprovadamente autorizados mediante manifestação voluntária do titular da unidade consumidora, que pode, a qualquer tempo, solicitar sua exclusão diretamente à distribuidora.

As principais despesas incorridas na atividade, que envolvem impressão, entrega da fatura, arrecadação e cobrança, já são cobertas pela receita oriunda das tarifas. Nesse contexto, em termos de Custos Adicionais (CAAd) Associados, é de se esperar que os mesmos sejam nulos ou muito pequenos, pois se referem somente e eventuais custos de gestão dos contratos de arrecadação. Outros custos adicionais incorridos seriam as despesas de prospecção de novos clientes, caso não houvesse a proibição de novas contratações a partir da Resolução ANEEL nº414/2010.

Na Nota Técnica nº266/2010-SRE/ANEEL, apresentada na AP nº040/2010 aberta para discussão da metodologia a ser utilizada no 3º CRTP, a SRE/ANEEL não considerou despesas adicionais associadas à atividade de Arrecadação de Convênios. Sem melhor base para avaliação desses Custos Adicionais, será adotado nesse trabalho o mesmo valor sugerido pela ANEEL, ou seja, CAAd= 0% de RA.

Sobre o percentual de compartilhamento (COMP) ideal, o mesmo pode ser definido mediante a análise das características do serviço associado às receitas com arrecadação de convênios.

Parte da receita é obtida por meio dos contratos da cobrança da COSIP nas faturas. Tal parcela, que presume-se ser substancial, pode ser considerada livre de esforço. A parcela restante refere-se às receitas arrecadação de convênios oriundos de empresas de seguros e outros convênios com fins comerciais, que podem ser mantidas por até dois anos.

Portanto, a arrecadação de parte das receitas ainda depende de esforço da distribuidoras, em manter os contratos operacionais. Desta forma, tal modalidade de “Outra Receita” apresenta uma característica semelhante à apresentada na letra “c” da Seção 4.2.4 onde parte da receita é livre de esforço e parte da receita depende de esforço.

Como demonstrado naquela Seção, na curva em amarelo da figura 11, o percentual ótimo de compartilhamento depende das relações entre esforço e aumento da receita, que neste caso presume-se ser pequena. Portanto, define-se um percentual de compartilhamento (COMP) de aproximadamente 25% da Receita Líquida (RL) recolhida.

Aplicando a fórmula proposta para calcular o percentual a ser destinado à modicidade tarifária, obtemos o seguinte:

$$\text{REVMOD} = (1-\text{COMP}) * (\text{RA}-\text{CAAd}) = (1-0,25) * (\text{RA}-0) = 75\% \text{ de RA}$$

5.3.5 Outras modalidades

Outras modalidades de outras receitas geradas por atividades atípicas geralmente poderão ser enquadradas no mesmo caso dos serviços de engenharia: falta de autorização regulamentar para sua realização.

Por isso, não é pertinente prever receitas futuras para essas atividades, motivo pelo qual, para adaptar o modelo utilizado neste trabalho, é definido um percentual de compartilhamento de 100%, revertendo 0% à modicidade tarifária.

Em seguida apresentamos algumas modalidades conhecidas que se enquadrariam neste caso:

- a) Serviços de Consultoria: Remuneração recebida pelo fornecimento de conhecimentos técnicos da distribuidora para fins particulares mediante cobrança. A experiência da distribuidora pode ser muito útil a consumidores (especialmente os grandes consumidores) para orientações sobre as melhores modalidades de contratação e uso da energia elétrica. A maior parte dos recursos utilizados são recursos humanos, que acabam sendo compartilhados com o serviço regulado;
- b) Serviços de Comunicação: Diferem-se dos sistemas de comunicação no sentido em que a distribuidora, além de ceder o meio de comunicação (redes de energia), explora e vende serviços de comunicação a terceiros. Há diversos custos adicionais não remunerados pelas tarifas, contudo algumas atividades como a cobrança são compartilhadas.

Pode-se imaginar um rol de outros serviços que podem ser prestados pela distribuidora, passíveis de geração de outras receitas. Por exemplo, em alguns países as distribuidoras cobram aluguel pela instalação de medidor com classe de exatidão ou funções especiais que auxiliem no controle da carga. A ANEEL caracteriza tais serviços como reversíveis à modicidade tarifária, desde que: (i) envolvam a utilização de ativos vinculados à concessão ou mão de obra de seus funcionários, (ii) sejam prestados a terceiros, mesmo que integrantes do mesmo grupo econômico, (iii) consistam em atividades prestadas de maneira voluntária, que não decorra de qualquer imposição legal, regulamentar ou contratual e (iv) sejam prestados com o intuito de lucro ou vantagem econômica, mesmo que indireta.

5.4 HISTÓRICO DO TRATAMENTO DISPENSADO PELA ANEEL

Em razão das competências atribuídas, desde o primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias (1º CRTP) a ANEEL passou a regulamentar a questão.

Para o 1º CRTP a ANEEL não estabeleceu procedimento específico para expurgo de percentuais de modalidades específicas de outras receitas do cálculo do reposicionamento tarifário, do que se pode concluir que a totalidade dos valores informados pelas distribuidoras foram revertidos para a modicidade tarifária. Salienta-se que não foi possível distinguir que tipos de receitas foram informadas pelas distribuidoras na época, visto que foram utilizados valores contábeis não discriminando as fontes das outras receitas.

No 2º CRTP, a ANEEL apresentou proposta de adoção de um enfoque conceitual regulatório para o tratamento de “Outras Receitas”. Tal enfoque deveria ser “consistente com o considerado para o serviço básico, de forma que os instrumentos disponíveis para esse fim devem ser similares àqueles utilizados na regulação desse serviço” (NT 167/2006-SRE/ANEEL).

Nesse contexto, foi considerado que as atividades atípicas não apresentavam repercussão negativa na tarifa de energia, motivo pelo qual deveria se manter o incentivo utilizado na prestação do serviço básico, recuperando 0% dessas receitas à modicidade tarifária. Segundo, NT 167/2006-SRE ANEEL, “em contrapartida, o regulador deve garantir que essas atividades não prejudiquem o atendimento dos padrões de qualidade do serviço básico” e “ao proceder à revisão tarifária, deverá contemplar ajustes na estrutura e custos de recursos humanos associados ao serviço”.

Das atividades complementares ao serviço, a única atividade considerada foi a de compartilhamento de infra-estrutura. Inicialmente a ANEEL propôs que os percentuais fossem definidos por meio de modelagem matemática, para obtenção dos custos adicionais (incluindo os custos cobertos pelas tarifas) sobre postes e dutos referentes ao seu compartilhamento com redes telefônicas ou de TV a cabo. Em linhas gerais, a receita líquida auferida seria repartida entre a distribuidora e a modicidade tarifária. Após a audiência pública, a ANEEL optou pela simplificação do método, definindo um percentual de compartilhamento que resultava em 10% da receita auferida para a distribuidora e 90% para a modicidade tarifária.

Na proposta apresentada para o 3º CRTP, mediante a NT-266/2010-SRE/ANEEL, a proposição da ANEEL para o compartilhamento de infra-estrutura foi semelhante. Porém, foram incluídas mais modalidades de outras receitas a serem compartilhadas. Tal proposta contempla a reversão, para modicidade das tarifas, das receitas relativas a ultrapassagem de demanda, excedente de reativo, reserva de capacidade, compartilhamento de infra-estrutura, sistemas de comunicação, encargos de conexão, serviços de consultoria, serviços de operação e manutenção, serviços de comunicação, serviços de engenharia, publicidade, arrecadação de convênios e uma modalidade “coringa” denominada outros serviços. A tabela a seguir apresenta os percentuais de repasse à modicidade das tarifas propostos e a comparação dos critérios utilizados/propostos no 2º CRTP e 3º CRTP.

Modalidade de OR	2° CRTP	3° CRTP
Ultrapassagem de Demanda	0%	100%
Excedente de Reativo	0%	100%
Reserva de Capacidade	0%	100%
Compartilhamento Infra	90%	90%
Encargos de Conexão	0%	90%
Sistemas de Comunicação (PLC)	0%	60%
Serviços Consultoria	0%	30%
Serviços O&M	0%	10%
Serviços Comunicação	0%	40%
Serviços Engenharia	0%	10%
Publicidade	0%	50%
Convênios	0%	50%
Outros Serviços	0%	10%
Serviços Tarifados	0%	0%

Tabela 6. Percentuais de repasse à modicidade tarifária por modalidade de Outras Receitas do 2° CRTP e 3° CRTP (proposta).

É possível observar que na proposta para o 3° CRTP a ANEEL considerou percentuais de 100% de repasse para as atividades complementares com preço regulado (ultrapassagem de demanda, excedente de reativo e reserva de capacidade), sob a justificativa de que as despesas incorridas estão contempladas na receita do serviço de distribuição e que não haveria para essas atividades qualquer incentivo de majoração da receita.

Para as demais atividades foram estipulados percentuais de 50% para o compartilhamento dos resultados, com variações para os custos adicionais considerados. Como vimos anteriormente, os resultados obtidos são aplicados à dados históricos e outras informações disponíveis para a previsão das receitas anuais a serem auferidas nos próximos anos.

Na definição dos percentuais de compartilhamento realizadas nesse Capítulo foram seguidas as premissas básicas utilizadas pela ANEEL, porém tomando cuidado especial com eventuais reduções ou aumento de receitas decorrentes de alterações regulatórias, que podem gerar distorções na previsão das receitas para o ciclo tarifário futuro e com a definição de um percentual de incentivo mínimo, visando alinhar o interesse das distribuidoras na atividade de arrecadação.

6 APRESENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

Nesse Capítulo serão apresentados os resultados do trabalho.

6.1 ANÁLISE DO PERCENTUAL A SER REVERTIDO PARA MODICIDADE TARIFÁRIA (REVMOD)

A tabela a seguir resume os resultados encontrados no Capítulo 5.

Modalidade	REVMOD
Ultrapassagem de Demanda	90%
Excedente de Reativo	80%
Reserva de Capacidade	90%
Compartilhamento Infra	60%
Encargos de Conexão	81%
Sistemas de Comunicação (PLC)	60%
Serviços Consultoria	0%
Serviços O&M	13,3%
Serviços Comunicação	0%
Serviços Engenharia	0%
Publicidade	0%
Convênios	75%
Outros Serviços	0%
Serviços Tarifados	0%

Tabela 7. Percentual da Receita Líquida a reverter para a modicidade tarifária (REVMOD)

Os percentuais de reversão para modicidade tarifária das Outras Receitas apresentados na tabela 7 podem ser comparados aos utilizados no último ciclo de revisão tarifária e aos propostos pela ANEEL para o terceiro ciclo, conforme consta na tabela 8.

Modalidade	2 CRTP	3 CRTP	Neste Trabalho
Ultrapassagem de Demanda	0,0%	100,0%	90%
Excedente de Reativo	0,0%	100,0%	80%
Reserva de Capacidade	0,0%	100,0%	90%
Compartilhamento Infra	90,0%	90,0%	60%
Encargos de Conexão	0,0%	90,0%	81%
Sistemas de Comunicação (PLC)	0,0%	60,0%	0%
Serviços Consultoria	0,0%	30,0%	0%
Serviços O&M	0,0%	10,0%	13,3%
Serviços Comunicação	0,0%	40,0%	0%
Serviços Engenharia	0,0%	10,0%	0%
Publicidade	0,0%	50,0%	0%
Convênios	0,0%	50,0%	75%
Outros Serviços	0,0%	10,0%	0%
Serviços Tarifados	0,0%	0,0%	0%

Tabela 8. Comparação dos percentuais obtidos para reversão à modicidade tarifária.

Em geral, verifica-se que os valores propostos para compartilhamento são aproximados aos propostos pela ANEEL para o 3º CRTP. Contudo, observa-se uma pequena redução no percentual de reversão de receitas de atividades complementares ao serviço de distribuição.

Isso decorre do entendimento, traduzido nos critérios explicados a cada modalidade de “Outra Receita”, de que as distribuidoras merecem ficar com pelo menos uma parcela mínima das receitas auferidas em todas atividades, inclusive as complementares ao serviço, com preço regulado e que há pequenos custos adicionais envolvidos no recebimento desse tipo de outras receitas. Foram apresentadas algumas razões para tal consideração, sendo a mais abrangente, a noção de que deve ser superada a restrição de participação da distribuidora no negócio, concedendo-a uma parcela variável de remuneração, por mais que ela já esteja recebendo um valor fixo por isso. Superada essa barreira, a distribuidora terá incentivo alinhado com o desejo do regulador.

As receitas oriundas de atividades atípicas correspondem a percentual pequeno se comparados com as receitas decorrentes de atividades complementares, motivo pelo qual os resultados não serão muito afetados pela aparente falta de parâmetros para a obtenção dos valores relativos a Custos Adicionais constantes na Nota Técnica nº266/2010-SRE/ANEEL. Para fins de aplicação prática, sugere-se que as distribuidoras apresentem, com maior detalhamento, os Custos Adicionais associados (CAAd) a essas atividades.

A proposta da ANEEL para o 3º CRTP é bastante ousada, representando quase sempre o maior percentual de repasse à modicidade tarifária.

Entende-se que o critério utilizado no 2º CRTP (e até então vigente) não deva ser mantido por ignorar a necessidade de compartilhamento de uma série de “Outras Receitas” que, como vimos, foram auferidas durante o último ciclo tarifário. A justificativa utilizada durante o 2º CRTP foi que as discrepâncias seriam reduzidas mediante ajustes no modelo da empresa de referência. Ocorre que isso só ocorre, de fato, para as receitas referentes aos serviços tarifados. Além disso, seria virtualmente impossível desagregar dos custos operacionais comuns alguns custos incorridos em atividades que geram Outras Receitas.

O critério proposto nesse trabalho mantém algumas receitas sem repasse para a modicidade tarifária, porém por motivos distintos. Ocorre que muitas das receitas, cujos dados foram encaminhados pelas distribuidoras, deverão ser acentuadamente reduzidas nos

próximos anos, em virtude das restrições impostas pela ANEEL a partir da publicação da Resolução ANEEL n°414/2010, que revisou as condições gerais de fornecimento. Desta forma há muita incerteza sobre a arrecadação dessas receitas, não sendo recomendável prever o recebimento das mesmas no reposicionamento tarifário.

A Agência continua avaliando a possibilidade de regulamentar, no futuro, algumas atividades geradoras de receitas extras. Contudo, há preocupação com o eventual distanciamento das distribuidoras do seu foco de atuação, que é realizar bem a atividade de distribuição. O temor é que à medida que se especializam em outras atividades, as distribuidoras podem deixar de lado as preocupações com a qualidade do serviço.

Outrossim, a condição de monopolista das distribuidoras na atividade de distribuição geram demandas extras para a Agência, relacionadas com as atividades dessas empresas em setores não regulados. Isso ocorre porque, diferentemente de um ambiente competitivo, as distribuidoras adentram os mercados contando com vantagens competitivas inúmeras, decorrentes do uso compartilhado de recursos da concessão.

Por exemplo, há cerca de 2 anos foram recebidas denúncias oriundas do estado do Ceará contra a atuação da distribuidora de energia elétrica no mercado de serviços de engenharia. Como as denúncias se referiam à postura da distribuidora na atividade regulada, quanto ao tratamento concedido as suas concorrentes no mercado não regulado, coube à ANEEL dirimir os conflitos apresentados.

Em outro caso, como no Compartilhamento de Infra-Estrutura, as divergências encontradas pelas partes na obtenção de um preço justo de compartilhamento acabam tendo que ser resolvidas pela Agência, sendo que já está em estudo uma proposta de regulamentação dos preços de compartilhamento visando reduzir os problemas gerados.

6.1.1 Reações à proposta da ANEEL para o 3º CRTP.

Como mencionado anteriormente, a proposta da ANEEL para o 3º CRTP foi colocada em audiência pública com o objetivo de envolver a sociedade e os agentes interessados na discussão e na coleta de subsídios acerca dos principais aspectos relacionados aos procedimentos a serem aplicados nas próximas Revisões Tarifárias.

Em análise das contribuições recebidas no âmbito da Audiência Pública nº040/2010, as principais críticas recebidas se reportaram à definição dos Custos Adicionais (CAAd) relacionados às receitas decorrentes de atividades complementares ao serviço, especialmente as cobranças por ultrapassagem de demanda e por excedente de reativo.

As alegações encaminhadas por distribuidoras, como a CELESC, a CEMIG, a COCEL e consultores não identificados como representantes de uma empresa em específico, foram que o mau uso da rede pelos consumidores geram custos adicionais às distribuidoras como ultrapassagem nos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão - MUST (paga pela distribuidora), aumento de interrupções na rede, multas por violação dos limites dos indicadores de continuidade e conformidade dos níveis de tensão, aumento de perdas técnicas, redução da vida útil de equipamentos etc.

Como mencionado quando da avaliação, item a item, das modalidades de outras receitas, tais efeitos não foram desconsiderados. Contudo, a cobrança imputada aos consumidores penalizados suplanta em muito os eventuais Custos Adicionais gerados, que podem nem existir, dependendo da configuração da carga local.

Outrossim, tais custos não são cobertos pelas distribuidoras pois são repassados às tarifas novamente, mediante a remuneração dos ativos empregados no reforço e expansão do sistema, necessários para manter os níveis de qualidade do fornecimento. Quanto às perdas técnicas, a ANEEL já estabelece limites percentuais permitidos, cujo valor pode ser ajustado e também é coberto pelas tarifas.

Com relação aos aspectos legais, em algumas contribuições foi reclamado de um eventual desequilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão, considerando que as Outras Receitas ligadas à prestação do serviço integravam a proposta de licitação, sendo um direito adquirido das distribuidoras.

Primeiramente, nem todas as distribuidoras foram licitadas. Segundo, não verifica-se desequilíbrio econômico-financeiro ou violação da proposta de licitação na alteração dos critérios de compartilhamento, visto que o mecanismo de revisão tarifária, já previsto nos CCDs, define e remunera claramente todos os custos envolvidos na prestação do serviço para a composição da receita requerida, sem descontar eventuais custos que seriam cobertos por Outras Receitas (excetuando o caso dos serviços tarifados).

As alegações sobre violação de direitos adquiridos pelas distribuidoras não contém uma base econômica sustentável, visto que somente defendem a destinação de receitas e não o objetivo desta destinação. Sob o ponto de vista jurídico, tais argumentos não se coadunam com os conceitos de função social do contrato e da prevalência dos interesses coletivos sobre os individuais.

Além disso, verifica-se que a má interpretação do conteúdo dos CCDs, que prevê que as receitas por ultrapassagem de demanda e excedente de reativo não fazem parte do reajuste tarifário, levou a conclusões imprecisas. O fato de tais receitas não serem consideradas no reajuste não impedem que as mesmas sejam utilizadas no processo de revisão, como está sendo proposto.

Outra crítica importante apresentada pela CEMIG e por um consultor independente se reporta à baixa previsibilidade de algumas receitas, especialmente as que independem do esforço da distribuidora. De fato, como já comentado, a base de dados histórica existente de Outras Receitas é pequena, talvez insuficiente para a previsão segura do nível de Outras Receitas que será observado nos próximos anos.

Nesse sentido, a distribuidora COCEL sugeriu que o 3º CRTP fosse utilizado para composição de uma base de dados mais robusta, para aplicação das mudanças a partir do 4º CRTP. Independentemente da aceitação de tal sugestão por parte da ANEEL, entende-se urgente a criação, no âmbito da ANEEL de uma base de dados mais robusta, com informações mensais mais detalhadas sobre o recebimento de Outras Receitas.

Destaca-se uma sugestão importante, apresentada por um consultor participante da AP 040/2010, que propõe um critério de escalonamento dos níveis de compartilhamento em função do prazo de maturação de serviços e os incentivos desejados. Por exemplo, a atividade de PLC, que até o momento é incipiente, deveria ter incentivo total nos primeiros ciclos tarifários. Somente após sua maturação passaria a ter receitas parcialmente revertidas à modicidade tarifária.

Caberá à ANEEL, durante os próximos meses, ponderar as argumentações e verificar a melhor solução para cada problema. Todavia, entende-se que não há restrições legais à proposta da Agência, que poderá pautar as discussões principalmente sobre a definição justa dos Custos Adicionais associados às Outras Receitas e aos incentivos econômicos adequados.

6.2 AVALIAÇÃO QUANTITATIVA

Nesta seção serão analisados os valores quantitativos de outras receitas e simular os benefícios potenciais à modicidade tarifária decorrente das alterações dos critérios vigentes para a reversão de receitas à modicidade tarifária.

Os resultados e análises apresentadas terão como enfoque principal mostrar a ordem de grandeza das receitas consideradas e as diferenças obtidas mediante a utilização de diferentes critérios. Embora os cuidados tomados na utilização da base de dados, suas características intrínsecas como, por exemplo, a origem dos dados, não recomendam que os resultados sejam levados em consideração para fins extra-acadêmicos. Para a aplicação na prática, faz-se necessário uma seleção muito mais criteriosa dos dados utilizados, possivelmente integrada à confirmação de algumas das informações prestadas pelas distribuidoras.

Convém reafirmar que os princípios de análise utilizados remontam à definição *ex ante* dos valores a serem considerados como Outras Receitas para um ciclo tarifário futuro. Não se pretende aqui contestar as decisões sobre incentivos ideais adotados no passado, visto que foram realizadas sob perspectiva diversa. A eventual contestação de critérios utilizados no passado, se levada a efeito, tende a ser mais prejudicial ao setor do que o contrário, devido aos efeitos da insegurança jurídica sobre os investidores.

Para apresentação de dados referentes às distribuidoras será preservada a identificação nominal das empresas. Serão apresentados dados referentes às 59 distribuidoras²⁷ que encaminharam a resposta ao Ofício Circular 005/2010-SRE/ANEEL até a data da coleta para este trabalho.

Inicialmente será apresentado um resumo, por distribuidora, dos valores totais de outras receitas a serem revertidos à modicidade tarifária, com a aplicação de três critérios diferentes, o utilizado no 2º CRTP, o proposto pela ANEEL para o 3º CRTP e o proposto nesse trabalho.

Posteriormente, tais dados serão comparados com os valores líquidos de receita requerida e receita verificada das distribuidoras, definidos com base em critérios específicos,

²⁷ Note-se que, apesar do identificador ir de D01 a D64, são somente 59 distribuidoras mesmo, visto que as distribuidoras de códigos D20, D21, D38, D56 e D59 não apresentaram os dados solicitados pela ANEEL.

e, finalmente, com base nesses valores será simulado, para cada um dos critérios o resultado do reposicionamento tarifário.

6.2.1 Quantitativo de Outras Receitas a ser revertido para modicidade tarifária.

Aplicando as equações propostas ao final do Capítulo 4 para obtenção da Receita Total de Outras Receitas (RTOR), obtêm-se os seguintes resultados, totalizados por distribuidora:

Crítérios de Reversão			
Distribuidora	2 CRTP	3 CRTP (proposto)	Nova Proposta
D01	R\$ 9.625.958,05	R\$ 31.836.131,00	R\$ 25.290.292,45
D02	R\$ 1.536,55	R\$ 1.782,71	R\$ 1.024,37
D03	R\$ 11.137.234,86	R\$ 47.634.775,72	R\$ 40.048.289,17
D04	R\$ 11.520.581,62	R\$ 24.025.114,32	R\$ 18.841.468,63
D05	R\$ 494.991,23	R\$ 1.720.182,65	R\$ 1.401.544,15
D06	R\$ 1.153.026,12	R\$ 2.849.274,33	R\$ 2.262.417,93
D07	R\$ 236.732,86	R\$ 3.237.770,44	R\$ 2.859.191,21
D08	R\$ 1.736,95	R\$ 2.719.564,34	R\$ 2.447.203,22
D09	R\$ 10.619,54	R\$ 7.341.088,34	R\$ 6.604.308,03
D10	R\$ 9.648.073,92	R\$ 29.318.994,59	R\$ 23.053.244,20
D11	R\$ 23.553,30	R\$ 10.880.862,66	R\$ 9.789.270,68
D12	R\$ 16.656.304,78	R\$ 36.764.069,61	R\$ 28.075.877,34
D13	R\$ 3.199.627,35	R\$ 24.346.014,15	R\$ 20.235.554,92
D14	R\$ 7.024.343,32	R\$ 27.688.971,00	R\$ 21.874.801,18
D15	R\$ 495.591,82	R\$ 3.966.316,77	R\$ 3.256.691,22
D16	R\$ 3.860.887,23	R\$ 21.464.878,41	R\$ 17.407.495,70
D17	R\$ 4.551.298,55	R\$ 19.836.087,27	R\$ 15.920.922,87
D18	R\$ 34.165.148,55	R\$ 86.251.145,35	R\$ 67.748.903,16
D19	R\$ 3.651.204,57	R\$ 6.297.236,39	R\$ 4.815.565,02
D22	R\$ 476.410,17	R\$ 853.248,15	R\$ 643.254,45
D23	R\$ 175.288,53	R\$ 277.473,22	R\$ 191.277,98
D24	R\$ 460.448,51	R\$ 2.111.904,63	R\$ 1.741.243,42
D25	R\$ 355.583,07	R\$ 984.370,54	R\$ 766.130,14
D26	R\$ 1.277.586,14	R\$ 4.291.408,98	R\$ 3.412.535,87
D27	R\$ 318.535,60	R\$ 1.263.673,93	R\$ 1.016.875,05
D28	R\$ 234,10	R\$ 139.344,20	R\$ 125.355,15
D29	R\$ 11.705.807,93	R\$ 46.490.627,34	R\$ 38.663.285,93
D30	R\$ 8.204.370,87	R\$ 29.315.526,07	R\$ 20.145.950,25
D31	R\$ 246.522,70	R\$ 377.582,90	R\$ 273.294,90
D32	R\$ 38.726.083,72	R\$ 70.967.225,29	R\$ 53.153.018,05
D33	R\$ 3.626.805,90	R\$ 16.099.733,41	R\$ 12.740.634,98
D34	R\$ 507.750,61	R\$ 1.155.247,84	R\$ 883.285,50
D35	R\$ 13.075.204,05	R\$ 44.317.240,02	R\$ 35.457.546,76
D36	R\$ 30.065.041,69	R\$ 88.825.228,22	R\$ 70.080.188,27

D37	R\$ 1.145.312,09	R\$ 1.881.181,40	R\$ 1.388.683,24
D39	R\$ 478.159,03	R\$ 1.298.335,20	R\$ 879.660,71
D40	R\$ 419.665,46	R\$ 3.977.917,28	R\$ 3.390.524,19
D41	R\$ 1.113.980,44	R\$ 2.650.181,91	R\$ 2.040.832,74
D42	R\$ 449.082,75	R\$ 1.996.299,11	R\$ 1.564.993,72
D43	R\$ 0,00	R\$ 20.699,94	R\$ 18.631,08
D44	R\$ 37,04	R\$ 110,06	R\$ 86,01
D45	R\$ 6.232.785,55	R\$ 24.085.360,33	R\$ 18.568.952,89
D46	R\$ 753.202,03	R\$ 2.085.978,73	R\$ 1.701.633,72
D47	R\$ 141.289,98	R\$ 482.198,02	R\$ 379.507,61
D48	R\$ 40.470.528,82	R\$ 164.470.354,24	R\$ 131.273.332,42
D49	R\$ 399.793,45	R\$ 1.651.455,24	R\$ 1.343.530,06
D50	R\$ 1.209.734,55	R\$ 3.744.134,94	R\$ 2.946.846,74
D51	R\$ 1.721.754,62	R\$ 16.252.236,80	R\$ 13.681.805,35
D52	R\$ 921.449,23	R\$ 1.341.507,16	R\$ 975.820,92
D53	R\$ 3.016.726,65	R\$ 12.588.532,34	R\$ 10.136.378,44
D54	R\$ 3.799.087,19	R\$ 11.841.447,43	R\$ 9.789.482,44
D55	R\$ 1.799.445,89	R\$ 7.980.204,34	R\$ 6.447.054,23
D57	R\$ 47,59	R\$ 99,12	R\$ 76,73
D58	R\$ 230.564,94	R\$ 368.709,33	R\$ 273.194,71
D60	R\$ 18.214.066,71	R\$ 44.445.553,74	R\$ 34.476.749,36
D61	R\$ 25.442,21	R\$ 68.835,28	R\$ 55.761,73
D62	R\$ 11.164.041,17	R\$ 27.694.298,07	R\$ 21.566.911,53
D63	R\$ 0,00	R\$ 768.392,03	R\$ 642.595,80
D64	R\$ 60.910,89	R\$ 275.306,57	R\$ 219.257,54
Total	R\$ 320.447.233,04	R\$ 1.027.619.423,42	R\$ 814.990.246,02

Tabela 9. Valores a reverter à modicidade tarifária – por distribuidora.

Em todas as distribuidoras consideradas o critério pelo qual são revertidos os maiores valores para modicidade tarifária foi o critério proposto pela ANEEL para o 3º Ciclo de Revisões tarifárias. Isso não significa que tal critério seja o mais vantajoso para os consumidores, visto que a redução de incentivos às distribuidoras para o crescimento ou manutenção dessas receitas pode reduzir o volume total de Outras Receitas no longo prazo.

Mais relevante, porém, é a ordem de grandeza dos valores encontrados com a aplicação dos critérios propostos. Aplicando os critérios propostos pela ANEEL para o 3º CRTP, cerca de 1 bilhão de reais/ano é o valor a ser revertido à modicidade tarifária, se somadas todas as distribuidoras. Tal valor é comparável, por exemplo, a receita líquida anual verificada em 2010 numa distribuidora como a COSERN, que atende todo o estado do Rio Grande do Norte.

Respectivamente para o critério utilizado no 2º CRTP, o proposto pela ANEEL para o 3º CRTP e o proposto neste trabalho, a soma dos valores obtidos de “Outras Receitas”

em todas as distribuidoras representam, em média, 0,5, 1,44 e 1,12 por cento das Receitas Verificadas no ano de 2010.

A dimensão desses resultados pode ser mais bem compreendida se comparamos os valores de Outras Receitas a serem revertidos à modicidade tarifária (na proposta desse trabalho) com o lucro obtido pelas distribuidoras. Na tabela 10, a seguir, pode-se verificar que a reversão à modicidade tarifária pode representar mais de 15% do lucro das distribuidoras.

Código da Distribuidora	RESULTADO DO SERVIÇO AJUSTADO (Receita Operacional Líquida - Custo do Serviço) - Ref. 12/2009	Receita total com Outras Receitas (RTOR)	%
Distribuidoras Grandes			
D18	R\$ 398.915.732,27	R\$ 67.748.903,16	16,98%
D48	R\$ 1.194.363.197,11	R\$ 131.273.332,42	10,99%
D60	R\$ 829.315.980,26	R\$ 34.476.749,36	4,16%
Distribuidoras Média/Pequenas			
D25	R\$ 9.720.409,91	R\$ 766.130,14	7,88%
D61	R\$ 1.351.744,51	R\$ 55.761,73	4,13%
D63	R\$ 5.962.562,06	R\$ 642.595,80	10,78%

Tabela 10. Comparação entre Outras Receitas e o lucro das distribuidoras.

Fonte: Balancete Mensal Padronizado - ANEEL

Além disso, é possível analisar que tal percentual (Outras Receitas / Lucro), aparentemente, não depende tanto do porte da distribuidora mas sim da característica da área de concessão. Por exemplo, uma área de concessão com muitas unidades consumidoras industriais e grandes consumidores, tem maiores índices de cobrança por ultrapassagem de demanda e consumo reativo excedente. Consequentemente, a distribuidora de tal área obterá uma maior parcela do seu lucro, proveniente de Outras Receitas.

6.2.2 Exercício de reposicionamento tarifário

Para ilustrar os efeitos dos diferentes critérios de repasse das receitas extra-tarifárias para a modicidade das tarifas, foi proposto simular, de forma simplificada, o cálculo de um reposicionamento tarifário fictício realizado no ano de 2010. Lembra-se que o reposicionamento tarifário (RT) é uma etapa do processo de revisão tarifária, que é realizado em intervalos variáveis de 3 a 5 anos. No ano de 2010 somente uma distribuidora teve sua

tarifa revisada (Escelsa do Espírito Santo), para as demais foi realizado o reajuste tarifário anual.

Como vimos, para o cálculo do RT necessita-se de três informações em valores líquidos: a Receita Requerida, a Receita Verificada e a Receita Total de Outras Receitas.

Para o caso da distribuidora Escelsa, foram utilizados os valores de receita requerida e receita verificada reais, utilizados em seu processo de revisão tarifária. Para as demais, os valores foram adaptados dos constantes nos reajustes tarifários anuais ocorridos em 2010. Os dados desses reajustes estão disponíveis na página da ANEEL na Internet.

Por exemplo, em substituição à Receita Verificada, que corresponde à aplicação das tarifas no ano-teste (correspondente a 12 meses após a data da Revisão Tarifária), foi utilizado o valor da receita observada nos 12 meses anteriores ao Reajuste Tarifário Anual (RA₀). Por serem calculados com base na mesma tarifa (tarifa vigente) porém sobre períodos distintos, tais valores, serão diferentes (em geral menores) em decorrência da evolução do mercado consumidor.

Como apresentado no Capítulo 3, o cálculo da Receita Requerida realizado num processo de revisão tarifária é extremamente complexo, demandando um elevado volume de informações das distribuidoras, especialmente para o cálculo dos novos componentes da parcela B.

Se observada a fórmula do Reajuste Tarifário (equação 3 reescrita a seguir), pode-se notar que o componente presente no numerador é nada mais do que uma aproximação para a Receita Requerida, formada pela soma dos valores da parcela A, atualizados anualmente, com os valores da parcela B, corrigidos pelo modelo do *Price Cap*.

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

Se fosse possível determinar perfeitamente o índice de inflação e o fator de ganhos de eficiência (Fator X), o numerador da fórmula do reajuste tarifário seria idêntico à receita requerida pela distribuidora.

Por esse motivo, o valor resultante no numerador da equação do reajuste, denominado RA_1 no processo de Reajuste Tarifário Anual será utilizado como a receita requerida da distribuidora na simulação de reposicionamento tarifário ora realizada.

Foram colhidos nos documentos referentes aos reajustes tarifários das 58 distribuidoras restantes (com exceção da Escelsa e das distribuidoras que não enviaram os dados) os valores da RA_0 e RA_1 , que serão considerados, respectivamente, como receita verificada e receita requerida. A seguir apresentamos os dados utilizados.

Com base no exposto, foi possível criar a seguinte tabela:

	RA0	RA1
Distribuidora	Receita Verificada 2010	Receita Requerida 2010
D01	R\$ 1.758.383.971,21	R\$ 1.801.631.590,25
D02	R\$ 1.218.011.326,00	R\$ 1.256.271.075,00
D03	R\$ 2.767.252.114,14	R\$ 2.809.536.254,65
D04	R\$ 2.553.224.522,67	R\$ 2.814.888.447,42
D05	R\$ 133.408.721,00	R\$ 138.235.373,00
D06	R\$ 228.669.632,49	R\$ 248.293.027,00
D07	R\$ 242.070.173,00	R\$ 287.551.074,00
D08	R\$ 596.913.739,91	R\$ 646.555.488,58
D09	R\$ 1.181.060.359,03	R\$ 1.282.008.895,36
D10	R\$ 1.820.074.010,82	R\$ 1.950.460.741,56
D11	R\$ 3.862.453.473,50	R\$ 4.219.767.788,62
D12	R\$ 2.154.407.652,97	R\$ 2.391.341.216,21
D13	R\$ 1.623.074.738,00	R\$ 1.782.854.593,00
D14	R\$ 2.524.859.067,96	R\$ 2.529.946.466,02
D15	R\$ 454.909.533,69	R\$ 480.379.077,98
D16	R\$ 1.250.257.864,00	R\$ 1.327.403.447,00
D17	R\$ 1.583.203.798,00	R\$ 1.664.035.037,00
D18	R\$ 7.974.659.463,32	R\$ 7.974.659.463,32
D19	R\$ 644.669.250,00	R\$ 692.678.789,00
D22	R\$ 57.016.404,84	R\$ 58.186.764,24
D23	R\$ 2.436.438,68	R\$ 2.896.895,20
D24	R\$ 88.632.597,89	R\$ 93.781.688,05
D25	R\$ 56.217.594,13	R\$ 58.748.424,11
D26	R\$ 219.663.954,84	R\$ 224.893.164,52
D27	R\$ 119.331.154,59	R\$ 131.013.783,07
D28	R\$ 55.633.965,00	R\$ 56.478.361,00
D29	R\$ 3.748.056.260,00	R\$ 3.908.525.053,00
D30	R\$ 2.259.758.081,25	R\$ 2.354.487.919,28
D31	R\$ 38.281.742,00	R\$ 40.974.598,00
D32	R\$ 4.921.032.770,45	R\$ 5.259.617.003,90
D33	R\$ 943.239.860,00	R\$ 1.000.885.479,00
D34	R\$ 91.433.685,00	R\$ 85.661.487,60
D35	R\$ 2.454.002.060,41	R\$ 2.664.741.243,30
D36	R\$ 5.427.276.234,07	R\$ 5.511.337.443,00
D37	R\$ 101.099.381,71	R\$ 105.471.775,52

D39	R\$ 94.617.818,07	R\$ 98.057.445,14
D40	R\$ 116.843.487,46	R\$ 123.599.496,52
D41	R\$ 201.276.830,99	R\$ 203.929.778,39
D42	R\$ 186.620.184,88	R\$ 202.817.048,71
D44	R\$ 13.805.250,39	R\$ 15.019.856,79
D45	R\$ 3.203.979.397,44	R\$ 3.502.401.478,88
D46	R\$ 212.629.948,00	R\$ 247.030.681,00
D47	R\$ 40.102.259,00	R\$ 41.266.933,00
D48	R\$ 9.564.796.505,00	R\$ 10.136.120.229,00
D49	R\$ 98.442.053,00	R\$ 109.926.085,47
D50	R\$ 394.297.311,17	R\$ 413.941.047,79
D51	R\$ 1.065.753.705,14	R\$ 1.099.748.588,38
D52	R\$ 93.572.608,44	R\$ 93.891.737,70
D53	R\$ 786.866.721,00	R\$ 845.540.966,00
D54	R\$ 1.712.810.133,82	R\$ 1.793.859.141,71
D55	R\$ 533.960.594,00	R\$ 554.000.927,00
D57	R\$ 24.257.317,00	R\$ 24.398.956,00
D58	R\$ 51.128.859,97	R\$ 54.580.460,43
D60	R\$ 5.607.663.278,00	R\$ 6.067.794.173,00
D61	R\$ 12.972.369,19	R\$ 13.203.145,00
D62	R\$ 2.147.706.798,00	R\$ 2.184.562.813,00
D63	R\$ 533.960.594,00	R\$ 554.000.927,00
D64	R\$ 15.667.839,86	R\$ 15.534.234,72

Tabela 11. Dados de entrada para o exercício de reposicionamento tarifário (Fonte: Notas Técnicas da ANEEL).

Uma última aproximação a ser considerada são os valores de “Outras Receitas”, que se basearam em média anual dos anos de 2007, 2008 e 2009, aplicados os percentuais de reversão para modicidade tarifária escolhidos. Tal resultado foi apresentado na tabela 9.

Na prática seria recomendável utilizar pelo menos os valores já disponíveis de 2010, para amenizar os efeitos de assimetria de informações, avaliar os contratos vigentes para prestação de serviços, bem como aplicar alguma metodologia para estimar o crescimento das receitas no futuro (possivelmente a criação de um ano-teste para Outras Receitas).

Aplicando a fórmula contida na Equação 1, obtemos os índices de reposicionamento tarifário para cada distribuidora. Para fins de comparação, na tabela 12 a seguir são apresentados os valores, por distribuidora, para os três diferentes critérios abordados ao longo deste trabalho: O critério vigente, aplicado no 2º CRTP, o critério proposto pela ANEEL para o 3º CRTP e o critério definido neste trabalho.

	Reposicionamento Tarifário		
	2CRTP	3CRTP (proposto)	Nova Proposta
D01	1,9121%	0,6490%	1,0212%
D02	3,1410%	3,1410%	3,1411%
D03	1,1256%	-0,1934%	0,0808%

D04	9,7972%	9,3074%	9,5104%
D05	3,2469%	2,3285%	2,5674%
D06	8,0773%	7,3355%	7,5922%
D07	18,6905%	17,4508%	17,6072%
D08	8,3161%	7,8608%	7,9064%
D09	8,5464%	7,9257%	7,9881%
D10	6,6337%	5,5529%	5,8972%
D11	9,2504%	8,9693%	8,9975%
D12	10,2245%	9,2912%	9,6944%
D13	9,6471%	8,3443%	8,5975%
D14	-0,0767%	-0,8952%	-0,6649%
D15	5,4899%	4,7269%	4,8829%
D16	5,8616%	4,4535%	4,7781%
D17	4,8181%	3,8526%	4,0999%
D18	-0,4284%	-1,0816%	-0,8496%
D19	6,8808%	6,4703%	6,7002%
D22	1,2171%	0,5562%	0,9245%
D23	11,7043%	7,5103%	11,0480%
D24	5,2900%	3,4267%	3,8449%
D25	3,8693%	2,7508%	3,1391%
D26	1,7989%	0,4269%	0,8270%
D27	9,5232%	8,7311%	8,9379%
D28	1,5173%	1,2673%	1,2924%
D29	3,9691%	3,0410%	3,2498%
D30	3,8290%	2,8947%	3,3005%
D31	6,3903%	6,0480%	6,3204%
D32	6,0934%	5,4382%	5,8002%
D33	5,7269%	4,4046%	4,7607%
D34	-6,8683%	-7,5765%	-7,2790%
D35	8,0548%	6,7817%	7,1427%
D36	0,9949%	-0,0878%	0,2576%
D37	3,1920%	2,4641%	2,9513%
D39	3,1299%	2,2631%	2,7056%
D40	5,4229%	2,3776%	2,8803%
D41	0,7646%	0,0014%	0,3041%
D42	8,4384%	7,6093%	7,8405%
D43	7,6927%	7,0219%	7,0889%
D44	8,7979%	8,7974%	8,7975%
D45	9,1196%	8,5624%	8,7345%
D46	15,8245%	15,1976%	15,3784%
D47	2,5519%	1,7018%	1,9579%
D48	5,5501%	4,2537%	4,6007%
D49	11,2597%	9,9882%	10,3010%
D50	4,6752%	4,0324%	4,2346%
D51	3,0282%	1,6648%	1,9060%
D52	-0,6437%	-1,0926%	-0,7018%
D53	7,0733%	5,8569%	6,1685%
D54	4,5101%	4,0406%	4,1604%
D55	3,4161%	2,2586%	2,5457%
D57	0,5837%	0,5835%	0,5836%
D58	6,2998%	6,0296%	6,2165%
D60	7,8806%	7,4128%	7,5906%

D61	1,5829%	1,2483%	1,3491%
D62	1,1963%	0,4266%	0,7119%
D63	4,9221%	3,8800%	4,0506%
D64	-1,2415%	-2,6099%	-2,2521%
Média	5,2422%	4,3233%	4,6308%

Tabela 12. Índices de Reposicionamento Tarifário (RT)

Como resultado, considerando todas as premissas adotadas desde a definição dos percentuais, verifica-se que, em média, as tarifas sofreriam um reposicionamento tarifário aproximadamente 0,6% menor caso seja fossem aplicados os critérios de compartilhamento propostos neste trabalho em substituição aos critérios utilizados no 2º CRTP. Considerando a proposta da ANEEL para o 3º CRTP a diferença aumentaria para quase 1%.

6.2.3 Impacto nas faturas de energia

Outra avaliação que pode-se fazer é relativa ao impacto direto dos diferentes índices de reposicionamento na fatura de energia elétrica.

Considerando as tarifas vigentes para o ano de 2010 nas distribuidoras em análise, pode-se aplicar os índices de reposicionamento tarifário obtidos²⁸ para verificar a diferença do valor de uma fatura de energia elétrica residencial de 100 kWh em função dos diferentes critérios de compartilhamentos de outras receitas escolhidos.

Conforme visto na tabela 13, na média das 59 distribuidoras, a fatura mensal de energia elétrica residencial de 100 kWh custaria R\$ 0,21 a menos, caso sejam aplicados os critérios de compartilhamento de Outras Receitas propostos nesse trabalho, em substituição aos critérios vigentes (utilizados no 2º CRTP). Ao ano a diferença média seria de R\$ 2,52. No pior caso, da distribuidora Energisa Borborema, a diferença mensal seria de R\$ 0,65 e a anual de R\$ 7,86.

Fatura de 100 kWh	Valor Médio das Faturas	Critério	Variação
Pela Tarifa 2010	R\$ 33,96		
Após Reposicionamento Tarifário	R\$ 35,71	Critério 2º CRTP	R\$ 1,74
	R\$ 35,40	Critério 3º CRTP	R\$ 1,43
	R\$ 35,50	Critério deste trabalho	R\$ 1,53

Tabela 13. Variação no valor da fatura de energia residencial.

²⁸ O índice de reposicionamento tarifário obtido é um índice médio que, para a aplicação, é transformado em diversos índices para cada as diferentes classes de consumo (residencial, comercial, industrial etc.).

Embora o efeito individual para cada consumidor pareça pequeno, beirando a insignificância, a diferença nos valores arrecadados pelas distribuidoras é relativamente grande. Para avaliar esse efeito, sugere-se analisar a questão sob a perspectiva do consumo total do mercado consumidor.

A tabela a seguir apresenta os valores anuais de consumo de energia elétrica no Brasil, referentes à 2010, para diferentes classes de consumo.

Classe de Consumo	Consumo (MWh)
Residencial	108.283.761,17
Industrial	78.691.179,75
Comercial	67.626.526,17
Rural	14.371.442,37
Poder Público	12.772.128,97
Iluminação Pública	12.104.192,96
Serviço Público	11.498.790,48
Consumo Próprio	648.141,20
Rural Aquicultor	399.605,15
Rural Irrigante	3.877.189,62
TOTAL	310.272.957,83

Tabela 14. Consumo de energia elétrica no Brasil em 2010, por Classe de Consumo. (Fonte: ANEEL)

Conforme os dados acima, em 2010 o consumo de energia elétrica na classe residencial foi de 108.283.761,17 MWh. Considerando uma redução média de R\$ 0,21 a cada 100 kWh consumidos, os consumidores de energia elétrica deixariam de pagar, ao ano, R\$ 227.395.898,46, somente na classe residencial.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesta dissertação foram estudados os principais aspectos teóricos que regem a regulação econômica do setor de distribuição de energia elétrica, os quais serviram de base para a avaliação das diferentes modalidades de Outras Receitas existentes tanto quanto aos custos a elas associados como quanto aos incentivos econômicos que as mesmas representam.

De forma geral, é louvável que as empresas consigam gerar resultados adicionais às receitas tarifárias, por meio da execução de outras atividades ligadas ou não ao serviço público de distribuição. Sob o aspecto puramente econômico, sabe-se que quanto mais produtos advirem dos mesmos insumos, melhor será para o bem-estar social. Contudo, essas riquezas adicionais, representadas pelas Outras Receitas, são obtidas com o uso integral ou parcial de recursos da concessão, cobertos pelas tarifas pagas pelos consumidores de energia elétrica.

Por outro lado, as distribuidoras empregam esforço para gerar tais receitas e, portanto, merecem uma recompensa financeira proporcional. Sendo assim, o desafio maior foi entender e tentar explicar como os resultados da produção poderiam ser maximizados, contemplando os interesses conflitantes entre as empresas e os consumidores de energia elétrica perante a redução das tarifas, sem perder o foco da busca pela eficiência econômica.

Como resultado das análises, pode-se ressaltar a importância de diferenciar os tipos de Outras Receitas, pelo grau de esforço necessário para sua obtenção. Para alguns tipos de receitas, o grau de esforço não se reflete fortemente no nível de receitas; para outros, ele é determinante. Entendendo a natureza de cada tipo de Outras Receitas pôde-se definir de forma mais precisa o grau de compartilhamento adequado a ser utilizado.

Com base, nos percentuais adequados de compartilhamento encontrados e na base de dados construída a partir de informações das próprias distribuidoras, foi possível solucionar o problema de pesquisa proposto no início do trabalho e alcançar os objetivos do trabalho: avaliar os potenciais benefícios tarifários da alteração nos critérios atualmente utilizados no processo de revisão tarifária, para reversão de parte dos valores arrecadados pelas distribuidoras como Outras Receitas para a modicidade das tarifas.

Como conclusão, verificou-se que grande parcela das Outras Receitas tem sua arrecadação baseada em custos já cobertos pelas receitas tarifárias e que não dependem de

esforço substancial das distribuidoras, motivo pelo qual a revisão dos critérios de compartilhamento é considerada pertinente.

7.1 PERSPECTIVAS PARA O 3º CRTP

O 3º CRTP se estenderá de abril de 2011 a dezembro de 2014. A primeira empresa a ser submetida ao processo de revisão tarifária no 3º CRTP será a COELCE que, pelo cronograma inicial, deveria ter suas tarifas revisadas a partir 22/04/2011.

Entretanto, até o momento, as Audiências Públicas para definição das metodologias aplicáveis aos cálculos tarifários relativos ao 3º CRTP (AP 040/2010) ainda estão em curso e não se dispõe da aprovação definitiva dos Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Revisão Tarifária (PRORET), que tratam das metodologias para o 3º CRTP e a estrutura tarifária a ser empregada.

Desta forma, o cronograma inicialmente proposto para realização dos procedimentos de revisão tarifária ficou prejudicado para as empresas que têm sua revisão tarifária no início do ciclo, uma vez que as ações devem se iniciar 21 semanas antes da data de revisão.

Por esse motivo, a SRE/ANEEL entendeu que não seria prudente a aplicação provisória das premissas propostas antes do término da audiência pública, motivo pelo qual propôs que as distribuidoras com revisão tarifária no início do ciclo mantenham suas tarifas inalteradas enquanto não houver a aprovação dos Módulo 2 e 7 do PRORET.

Especificamente sobre as Outras Receitas, é provável que a ANEEL adapte a metodologia, retirando do cálculo as receitas originadas em atividades cuja execução passou a ser proibida após a revisão das Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. A ANEEL continua avaliando a possibilidade de, a curto prazo, reverter tal decisão mediante novas regulamentações que viabilizem a continuidade da execução das atividades. Porém, uma eventual norma não deve ser publicada a tempo de ser utilizada no processo de revisão do 3º CRTP.

Quanto às receitas referentes à ultrapassagem de demanda e consumo reativo excedente, que representam um percentual relevante do total de Outras Receitas, a tendência é

que as mesmas permaneçam no cálculo. Apesar das fortes críticas apresentadas, entende-se que nenhuma contribuição recebida no âmbito da AP nº040/2010 teve força para negar objetivamente a falta de relação dessas receitas com custos adicionais relevantes não cobertos pelas tarifas ou com um real esforço das distribuidoras. Ao contrário, as contribuições focaram em discussões jurídicas a respeito do procedimento proposto pela ANEEL, na tentativa de tornar ilegal algo que é reconhecidamente justo.

7.2 LIMITAÇÕES DO ESTUDO

Esse estudo tem como limitação principal a utilização de uma base de dados restrita, limitada às informações colhidas junto às distribuidoras em uma única ocasião. Outrossim, a limitação do período de avaliação (de 2007 a 2009) dificultou a observação da variação das receitas com o nível de compartilhamento utilizado, tendo em vista a inexistência de eventos que pudessem alterar os incentivos gerados.

Após alguns anos, com a ocorrência de pequenos ajustes a cada ciclo de revisão, sugere-se que o estudo seja refeito, permitindo observar de forma mais eficaz a reação das distribuidoras às mudanças impostas. Tal como qualquer relação entre Principal e Agente, o transcorrer do tempo gera maior conhecimento mútuo e reduz a ocorrência de problemas de assimetria de informação.

Possivelmente, algumas limitações poderiam ser suprimidas com uma pesquisa mais abrangente, envolvendo novas informações trazidas pelas distribuidoras sobre o tema, que poderiam contribuir para uma melhor identificação dos Custos Adicionais (não cobertos pelas tarifas) associados a cada tipo de Outras Receitas, bem como sobre a real variação das receitas com o nível de esforço empregado. A complexidade de tal pesquisa demandaria mais tempo e mais recursos do que os disponíveis, indo além dos objetivos propostos nesse trabalho.

7.3 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO.

7.3.1 Na esfera acadêmica:

Foi possível revisar a teoria econômica e a legislação pertinente à regulação tarifária dos serviços de distribuição de energia elétrica, focando sobre uma questão pouco debatida até o momento, o tratamento de receitas não tarifárias. Igualmente, foi proposta uma metodologia simplificada para a avaliação dos níveis adequados de compartilhamento de Outras Receitas, que poderá servir como ponto de partida para desenvolvimentos futuros.

A discussão inicial suscitou outro tema interessante: a prestação de outros serviços pelas distribuidoras que não aqueles afetos às atividades concedidas. Observe-se que, com a vigência de novos regulamentos relativos às condições gerais de fornecimento, foi restringida a possibilidade de execução de determinadas atividades geradoras de outras receitas.

Em trabalhos futuros tal restrição poderá ser estudada com maior atenção e sob diversas perspectivas, verificando-se os pontos positivos e negativos da diversificação dos serviços prestados pelas distribuidoras e o crescimento de sua função de comercialização.

7.3.2 No âmbito setorial.

Como contribuição para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, verificou-se que, mesmo com o uso de critérios menos radicais do que os propostos pela ANEEL para o 3º CRTP, já seria possível obter uma redução média de 0,6% no índice de reposicionamento tarifário, considerando 59 distribuidoras. Isso é conseguido a partir do alinhamento de incentivos para as atividades onde eles fazem diferença: as atividades que cuja receita associada depende do esforço.

Portanto, a revisão dos critérios de apropriação das Outras Receitas das distribuidoras de energia elétrica para fins de modicidade tarifária não implica, necessariamente, em gerar desincentivos à realização de outras atividades que gerem valor para distribuidoras e outros interessados.

Para garantir isso, faz-se necessário o aprofundamento dos estudos envolvendo cada tipo de atividade realizada, que permitirá a definição adequada dos parâmetros a serem utilizados no cálculo dos percentuais de compartilhamento de Outras Receitas.

Acredita-se ser possível alcançar uma solução que beneficie a todos os interessados, mas, para tanto, é importante focar a discussão nos aspectos técnicos e econômicos, evitando censurar o tema por meio de eventuais óbices jurídicos que, como vimos, podem servir tanto para justificar o compartilhamento de Outras Receitas como para o contrário.

7.3.3 Na esfera organizacional da ANEEL.

No âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica, o trabalho contribui com uma proposta alternativa à apresentada para o 3º CRTP, elaborada mediante a revisão de conceitos concernentes aos Custos Adicionais relacionados a cada modalidade de Outras Receitas.

Foram retiradas do modelo proposto pela agência algumas modalidades, tendo em vista a perspectiva de redução ou mesmo inexistências destas receitas no futuro, devido a mudanças na regulamentação vigente. Em geral, salienta-se a importância da Agência estar atenta para manter o alinhamento da regulação econômica com as demais regulamentações do setor.

Ficou evidenciada a necessidade de aperfeiçoamento dos canais de comunicação e dos relatórios de informações prestadas pelas distribuidoras à Agência. Atualmente, a ANEEL não recebe de forma permanente e frequente a maior parte dos dados de Outras Receitas utilizados nesse trabalho. Igualmente, o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, editado pela ANEEL, não prevê a contabilização em separado dos diferentes tipos de Outras Receitas.

Atualmente, sempre que for necessário estudar o tema será preciso que as distribuidoras consolidem os dados solicitados para envio à ANEEL. Essa situação sujeita os resultados a inúmeros problemas relacionados às diferentes metodologias de levantamento utilizadas, além dos problemas de assimetria de informação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cadernos Temáticos. Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica**. Brasília: ANEEL, 2005.

ANEEL - AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Todas distribuidoras assinam aditivo aos contratos de concessão**. Notícia disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/output_Noticias.cfm?Identidade=3453&id_are a=>>, acesso em 17/10/2010.

ARAUJO, Antonio C.M. **Perdas e inadimplência na atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil**. Tese de Doutorado em Planejamento energético. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE: 2007.

AMSTRONG, Mark; COWAN, Simon; VICKERS, John. **Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience Cap. 6 – RPI-X Price Cap Regulation**. The MIT Press: Cambridge, 1994.

BARON, David P; MYERSON, Roger B. **Regulating a Monopolist With Unknown Costs**. *Econométrica*, Vol. 50, n° 4, pp. 911-930. The Econometrica Society: 1982.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Contrato de Concessão n° 56/99 (CELESC)**. Disponível na internet em <www.aneel.gov.br>. 22/07/1999.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução n° 456/2000**.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica n° 167/2006-SRE/ANEEL**. *Proposta de metodologia de apuração e alocação das “Outras Receitas” no âmbito do processo de revisão tarifária*. Superintendência de Regulação Econômica – SRE. Disponível no site <<http://www.aneel.gov.br>>, 19/05/2006 (2006a).

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa n° 234, de 31 de outubro de 2006** (2006b).

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica n° 269/2010-SRE/ANEEL**. *Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias – Metodologia e Critérios*. Superintendência de Regulação Econômica – SRE. Disponível no site <<http://www.aneel.gov.br>>, 25/08/2010 (2010a).

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução n° 414/2010** (2010b).

BRASIL. **Portal da Transparência**. Disponível na internet no endereço <<http://www.portaldatransparencia.gov.br/>>. Acesso em 28/01/2011.

DEEPORTER, Ben W. F. **Regulation of Natural Monopoly**. Center for Advanced Studies in Law and Economics. University of Ghent, Faculty of Law, 1999.

EBRASIL – Eletricidade do Brasil. **Regime Tarifário**. Disponível na internet em <<http://ebrasilenergia.com.br/en/setor-de-energia/regime-tarifario/>>, acesso em 19/09/2010.

EISENHARDT, Kathleen M. **Agency theory: an assessment and review**. *Academy of Management Review*. v. 14, n. 1, p. 57-74, 1989.

FIANI, R. **Teoria da Regulação Econômica: Estado Atual e Perspectivas Futuras**. Teoria Política e Instituições de Defesa da Concorrência. Editora da UFRJ, 1998.

GALLI, Oscar Glaudino. **Reflexões Sobre Energia Elétrica** In: Administração no Milênio. Porto Alegre, RS: UFRGS/Escola de Administração 2003 v.2 n.3 outono, p.21;

GALLO, José Alberto Albeny. **Contratos incompletos – Faculdade de Direito Milton Campos**. Nova Lima, 2009.

GUIMARÃES, Fernando V. **Parceria Público-Privada: Caracterização dos tipos legais e aspectos nucleares de seu regime jurídico**. Tese de Doutorado - Programa de Pós-Graduação em Direito da UFPR, Área de concentração: Direito do Estado, sub-área: Direito Econômico. UFPR: Curitiba, 2008

HOLMSTROM, Bengt. **Moral Hazard and Observability**. *The Bell Journal of Economics*, Vol. 10, No. 1, (Spring, 1979), pp. 74-91.

IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. **Metodologia de avaliação do risco de crédito e revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia Elétrica**. In. *Notas Técnicas [6] por Katia Rocha e Francisco A. Alcaraz Garcia*. Rio de Janeiro: IPEA, abril de 2005.

JASMAB, T. e POLLIT, M. **Benchmarking and Regulation of Electricity transmission and Distribution Utilities: Lessons from International Experience**. University of Cambridge, 2000.

JUSTEN FILHO, Marçal. **Teoria Geral das Concessões de Serviço Público**. São Paulo: Ed. Dialética, 2003.

KAHN, Alfred E. **The Economics of Regulations – Principles and Institutions**. Vols. 1 e 2. *John Wiley and Sons: 1970-1971*. Reprint by The MIT Press: Cambridge, 1988.

LIMA, Ricardo L. P. **Avaliação do uso de métodos não paramétricos no processo regulatório do setor elétrico no Brasil**. *Dissertação de Mestrado - Departamento de Economia da Universidade de Brasília - Brasília*, 2003.

MACIEIRA, Leonardo S. **Risco Moral no Cálculo do Reposicionamento Tarifário: O Problema do Oportunismo nas distribuidoras de Energia Elétrica**. *Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Administração (PPGA)*. Universidade de Brasília, 2006.

MACHADO, Cristiane L. **Receitas Alternativas, Complementares, Acessórias e de Projetos Especiais nas Concessões de Serviços Públicos: Exegese do art. 11 da Lei nº 8.987/95**. *Revista de Direito Público da Economia – RDPE*, Belo Horizonte, ano 2, n.7, p.97-107, jul./set. 2004.

MATTOS, César C.A.; COUTINHO, Paulo. **Yardstick Competition, Privatization and Company Restructuring**. *Revista de Economia Aplicada, Abril-Junho de 2004*. 2ª Publicação. USP: São Paulo, 2004.

MAYER, Colin; VICKERS John. **Profit-Sharing Regulation: An Economic Appraisal**. *Fiscal Studies Vol. 17, nº 2, pp. 83-101*. The Institute for Fiscal Studies: London, 1996.

MOTTA, Massimo. **Competition Policy, theory and practice**. Cambridge University Press: New York, 2004.

MP-GO - Ministério Público do Estado de Goiás. **Política e Justiça - Ao contrário do que diz Palácio, estatal não corre risco de perder concessão da Aneel**. Editorial do Jornal Diário da Manhã publicado no Portal do MP-GO em 19/08/2010 Disponível em <<http://www.mp.go.gov.br/porta/web/1/noticia/6ceac16d13145016aeaf12665a96de33.html>>. Acesso em 19/08/2010.

PEANO, Cláudia. **Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil : uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela Aneel**. *Dissertação de Mestrado em Energia. Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo*. IEE/Escola Politécnica/FEA - USP, São Paulo, 2005.

ROCHA, Juliene R. **Estudo e desenvolvimento de sistema automatizado integrado de gestão de energia elétrica**. *Dissertação de Mestrado - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas - São Paulo*, 2009.

SANTANA, Edvaldo A. **Contrato satisfatório multidimensional e a teoria do incentivo**. *Revista Brasileira de Economia vol. 56 n°4*. Rio de Janeiro: Outubro a Dezembro de 2002.

SCHUMPETER, Joseph. **Capitalism, Socialism and Democracy. Chapter VII: The Process of Creative Destruction**. 3rd ed. Harper and Row: New York, 1950.

SOARES, José Joaquim. **Pesquisa Científica**. Disponível em <<http://www.jjsoares.com>>, acesso em 13/07/2010.

STIGLER, George J. **The Theory of Economic Regulation**. *Bell Journal of Economics and Management Science 2 Spring, pp. 3-21. Reimpresso em Stigler, George J. (ed.) (1988): Chicago Studies in Political Economy*. The University of Chicago Press: Chicago, 1971.

STIGLITZ, Joseph E. **The Contributions of Information to Twentieth Century Economics**. *The Quarterly Journal of Economics*. November, 2000.

STRYDOM, P.D.F. **The economics of Information**. *The Investment Analysts Journal*. November, 1984.

TUROLHA, Frederico A. e OHIRA, Thelma Harumi. **A Economia do Saneamento Básico**. *Anais do III Ciclo de Debates do Grupo de Estudos em Economia*. Disponível em <http://www.pucsp.br/eitt/downloads/III_CicloPUCSP_TurollaeOhira.pdf>, acesso em 10/10/2010. PUC-SP: São Paulo, 2005.

VARIAN, Hal R. **Microeconomia: conceitos básicos**. Tradução: Maria José Cyhlar Monteiro e Ricardo Doninelli. – 8. Reimpressão. – Rio de Janeiro: Elsevier, 2006.

VARIAN, Hal R. **Microeconomic Analysis, 3rd Edition**. W.W Norton & Company Inc: New York, 1992.

VISCUSI, W. Kip; HARRINGTON JR., J. Emmet; VERNON, John M. **Economics of Regulation and Antitrust, 4th Edition**. The MIT Press: Cambridge, 2005.

VOGELSANG, Ingo. **Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20-Year Perspective**. *Journal of Regulatory Economics n°22. pp. 5-27*. Kluwer Academic Publishers: Netherlands, 2002.

ANEXO

ABERTURA DOS DADOS POR DISTRIBUIDORA

Outras Receitas - Média entre 2007 e 2009 (Valor livre de tributos)

Código	Ultrapassagem de Demanda	Excedente de Reativo	Reserva de Capacidade	Compartilhamento Infra	Encargos de Conexão	PLC	Serviços Consultoria	Serviços O&M	Serviços Comunicação	Serviços Engenharia	Publicidade	Convênios	Outros Serviços	Serviços Taxados	Total
D01	9.345.184	12.203.134	0	10.695.509	275.357	0	0	0	0	18.999	188.567	635.700	0	6.438.045	39.800.495
D02	0	0	0	1.707	0	0	0	0	0	2.462	0	0	0	773	4.942
D03	16.327.443	13.673.896	0	12.374.705	0	0	0	0	0	18.364.347	0	9.319.533	0	2.200.752	72.260.677
D04	10.210.885	0	1.120.034	12.800.646	0	0	0	0	0	0	0	1.284.339	5.314.446	4.600.256	35.330.606
D05	937.899	284.301	0	549.990	0	0	0	0	0	29.913	0	0	0	910.694	2.712.798
D06	700.966	801.532	0	1.281.140	12.674	0	0	0	0	414.285	0	281.831	0	464.973	3.957.401
D07	3.000.312	0	0	263.037	0	0	0	0	0	0	0	1.452	0	1.616.048	4.880.848
D08	2.717.637	0	0	1.930	211	0	0	0	0	0	0	2	0	1.468	2.721.247
D09	7.330.254	0	0	11.799	0	0	0	0	0	2.033	0	0	118	2.892	7.347.096
D10	8.836.404	10.833.348	0	10.720.082	0	0	0	0	0	0	0	2.337	0	6.054.457	36.446.629
D11	10.853.993	0	0	26.170	0	0	0	0	0	0	0	6.633	0	6.848	10.893.645
D12	6.822.050	11.086.065	1.282.356	18.507.005	821.239	0	0	0	0	824.102	0	191.538	0	26.111.462	65.645.816
D13	9.582.290	10.948.075	0	3.555.141	0	0	0	0	0	1.360.558	0	959.932	0	3.043.892	29.449.888
D14	9.606.452	10.340.332	49.885	7.804.826	0	0	0	984.284	0	4.935.101	0	130.703	106.691	3.409.603	37.367.876
D15	1.086.316	2.323.021	0	550.658	0	0	0	0	0	12.579	0	120.261	0	1.125.073	5.217.907
D16	5.933.823	11.437.473	0	4.289.875	9.697	0	0	0	0	4.367	0	447.064	0	2.888.102	25.010.400
D17	4.460.859	9.867.584	0	5.056.998	786.234	0	0	0	0	213.791	0	454.712	0	2.772.294	23.612.473
D18	21.864.716	24.413.140	213.288	37.961.276	3.942.072	0	0	125.899	1.149.998	0	0	3.148.799	0	41.744.510	134.563.698
D19	2.646.032	0	0	4.056.894	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.153.255	7.856.181
D20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D22	102.956	254.051	0	529.345	0	0	0	0	0	0	0	39.662	0	155.338	1.081.351
D23	31.689	57.374	0	194.765	0	0	0	0	0	131.221	0	0	0	72.401	487.449
D24	1.082.571	554.787	0	511.609	6.761	0	0	80.138	0	0	0	0	0	121.648	2.357.514
D25	259.859	368.818	0	395.092	0	0	0	1.112	0	0	0	0	0	168.250	1.193.130
D26	1.390.285	1.593.370	0	1.419.540	13.602	0	0	179.262	0	0	0	0	0	650.170	5.246.229
D27	307.158	597.549	0	353.928	0	0	0	0	0	70.736	0	66.716	0	166.505	1.562.592
D28	139.110	0	0	260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	257	139.628
D29	7.043.312	17.331.860	3.312.317	13.006.453	0	0	215.689	608.801	0	19.098.175	0	10.123.853	0	4.367.421	75.107.880
D30	3.779.097	9.921.874	225.728	9.115.968	86.799	0	0	0	0	0	0	4.085.627	50.635.231	21.957.631	99.807.955
D31	40.983	90.078	0	273.914	0	0	0	0	0	0	0	0	0	97.056	502.030
D32	12.754.460	17.555.289	896.306	43.028.982	1.000.403	0	365	384.699	0	0	0	192.290	0	7.385.015	83.197.808
D33	3.750.155	8.369.979	0	4.029.784	145.255	0	3.675	612.092	0	1.247.008	0	70.102	0	1.291.069	19.519.120

Código	Ultrapassagem de Demanda	Excedente de Reativo	Reserva de Capacidade	Compartilhamento Infra	Encargos de Conexão	PLC	Serviços Consultoria	Serviços O&M	Serviços Comunicação	Serviços Engenharia	Publicidade	Convênios	Outros Serviços	Serviços Taxados	Total
D34	267.618	379.831	0	564.167	0	0	0	481	0	0	0	0	0	184.860	1.396.957
D35	11.813.455	16.167.770	1.425.253	14.528.004	1.529.698	0	0	2.094.637	0	0	0	498.731	0	4.214.044	52.271.593
D36	22.143.671	34.180.842	399.340	33.405.602	1.092.244	0	0	3.602.612	0	0	0	1.386.104	0	7.541.590	103.752.006
D37	338.296	382.506	0	1.272.569	13.873	0	0	25.816	0	0	0	0	0	327.080	2.360.140
D38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D39	120.305	487.248	0	531.288	77.549	0	0	0	0	1.428.286	0	0	0	190.384	2.835.060
D40	2.489.604	1.045.727	0	466.295	0	0	0	50.559	0	0	0	35.731	0	120.686	4.208.602
D41	488.019	973.052	0	1.237.756	0	0	0	0	14.204	157.688	0	107.361	0	261.862	3.239.942
D42	374.129	1.107.042	0	498.981	0	0	0	0	0	372.082	0	57.674	0	317.361	2.727.269
D43	20.698	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	3	20.705
D44	19	47	0	41	8	0	0	0	0	0	0	1	0	3	118
D45	5.606.233	10.782.374	160.497	6.925.317	0	0	0	2.405	0	1.142.481	0	796.649	7.906.580	5.793.466	39.116.003
D46	1.332.777	0	0	836.891	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.340.773	3.510.441
D47	119.865	220.184	0	156.989	0	0	0	0	0	0	0	1.718	0	0	498.756
D48	40.257.807	79.955.369	0	44.967.254	935.762	0	291.955	217.697	0	6.286.157	0	4.412.983	0	12.691.076	190.016.060
D49	572.444	652.893	0	444.215	0	0	0	0	0	0	0	52.649	0	238.985	1.961.186
D50	752.467	1.674.431	0	1.344.150	0	0	0	0	0	251.079	0	164.790	0	605.528	4.792.445
D51	7.057.707	7.075.084	0	1.913.061	40.992	0	0	0	0	349.571	0	651.682	0	2.803.788	19.891.885
D52	183.071	226.339	0	1.023.832	0	0	0	3.650	0	1.488	0	20.267	0	242.742	1.701.391
D53	3.614.631	5.785.687	0	3.351.918	0	0	0	621.409	0	21.052	0	214.483	0	937.643	14.546.824
D54	7.061.415	0	0	4.221.208	0	0	0	0	0	0	0	1.201.979	3.799.559	2.716.314	19.000.475
D55	2.371.184	3.598.068	0	1.999.384	0	0	0	554.462	0	486.199	0	214.880	0	1.895.110	11.119.287
D56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D57	38	14	0	53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	147
D58	106.034	0	0	256.183	29.697	0	0	0	0	23.573	5.977	0	379	86.193	508.036
D59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D60	24.815.598	0	0	20.237.852	0	0	0	0	0	14.158.890	0	0	0	8.962.360	68.174.700
D61	38.621	4.453	0	28.269	0	0	0	0	0	0	0	639	0	11.592	83.573
D62	6.292.148	9.652.204	0	12.404.490	251.218	0	0	216.389	0	0	0	676.340	0	1.434.996	30.927.785
D63	271.238	489.570	0	0	8.426	0	0	0	0	0	0	0	0	259.070	1.028.305
D64	71.337	143.058	0	67.679	0	0	0	0	0	0	0	0	0	63.179	345.254
Total	301.525.576	349.890.722	9.085.003	356.052.481	11.079.770	0	511.683	10.366.402	1.164.202	71.408.222	194.544	42.057.750	67.763.004	194.218.893	1.415.318.254

Código	Distribuidora	ICMS	Tarifa B1 Atual	Receita Verificada 2010	Receita Requerida 2010	Fonte de RV e RR
D01	AES-SUL	19,50%	0,29637	R\$ 1.758.383.971,21	R\$ 1.801.631.590,25	NT-087/2010-SRE
D02	AME	18,88%	0,30425	R\$ 1.218.011.326,00	R\$ 1.256.271.075,00	VOTO Reh 1077/2010
D03	AMPLA	27,13%	0,37394	R\$ 2.767.252.114,14	R\$ 2.809.536.254,65	NT 047/2010-SRE
D04	BANDEIRANTE	18,40%	0,32537	R\$ 2.553.224.522,67	R\$ 2.814.888.447,42	NT 312/2010-SRE
D05	Boa Vista	17,00%	0,26876	R\$ 133.408.721,00	R\$ 138.235.373,00	NT 334/2010-SRE
D06	CAIUÁ	17,46%	0,28195	R\$ 228.669.632,49	R\$ 248.293.027,00	NT 136/2010-SRE
D07	CEA	25,00%	0,19729	R\$ 242.070.173,00	R\$ 287.551.074,00	NT 349/2010-SRE
D08	CEAL	21,62%	0,34363	R\$ 596.913.739,91	R\$ 646.555.488,58	NT 255/2010-SRE
D09	CEB	21,00%	0,27952	R\$ 1.181.060.359,03	R\$ 1.282.008.895,36	NT 260/2010-SRE
D10	CEEE	22,20%	0,31642	R\$ 1.820.074.010,82	R\$ 1.950.460.741,56	NT 318/2010
D11	CELESC	20,68%	0,32499	R\$ 3.862.453.473,50	R\$ 4.219.767.788,62	NT 230/2010-SRE
D12	CELG	27,00%	0,29353	R\$ 2.154.407.652,97	R\$ 2.391.341.216,21	NT 274/2010-SRE
D13	CELPA	23,03%	0,3699	R\$ 1.623.074.738,00	R\$ 1.782.854.593,00	NT 229/2010-SRE
D14	CELPE	22,03%	0,31929	R\$ 2.524.859.067,96	R\$ 2.529.946.466,02	NT 129/2010-SRE
D15	CELTINS	22,34%	0,41807	R\$ 454.909.533,69	R\$ 480.379.077,98	NT 211/2010-SRE
D16	CEMAR	15,79%	0,41392	R\$ 1.250.257.864,00	R\$ 1.327.403.447,00	NT 254/2010-SRE
D17	CEMAT	22,88%	0,36483	R\$ 1.583.203.798,00	R\$ 1.664.035.037,00	NT 081/2010-SRE
D18	CEMIG-D	22,36%	0,37624	R\$ 7.711.655.695,29	R\$ 7.974.659.463,32	NT 085/2010-SRE
D19	CEPISA	23,41%	0,37314	R\$ 644.669.250,00	R\$ 692.678.789,00	NT 256/2010-SRE
D20	CERON	14,71%	0,35123	R\$ 574.951.056,00	R\$ 673.014.704,00	NT 352/2010-SRE
D21	CER		0,32728	R\$ 15.856.238,00	R\$ 16.781.553,00	VOTO Reh 1082/2010
D22	CFLO	26,22%	0,3041	R\$ 57.016.404,84	R\$ 58.186.764,24	NT 198/2010-SRE
D23	CHESP	26,86%	0,38426	R\$ 2.436.438,68	R\$ 2.896.895,20	NT 273/2010-SRE
D24	JAGUARI	16,80%	0,28636	R\$ 88.632.597,89	R\$ 93.781.688,05	NT 026/2010-SRE
D25	MOCOCA	17,41%	0,38851	R\$ 56.217.594,13	R\$ 58.748.424,11	NT 025/2010-SRE
D26	CLFSC	16,69%	0,3541	R\$ 219.663.954,84	R\$ 224.893.164,52	NT 024/2010-SRE
D27	NACIONAL	15,22%	0,31201	R\$ 119.331.154,59	R\$ 131.013.783,07	NT 132/2010-SRE
D28	COCEL	25,40%	0,33214	R\$ 55.633.965,00	R\$ 56.478.361,00	NT 204/2010-SRE
D29	COELBA	20,50%	0,34858	R\$ 3.748.056.260,00	R\$ 3.908.525.053,00	NT 117/2010-SRE
D30	COELCE	27,00%	0,40199	R\$ 2.259.758.081,25	R\$ 2.354.487.919,28	NT 128/2010-SRE
D31	COOPERALIANÇA	25,00%	0,35786	R\$ 38.281.742,00	R\$ 40.974.598,00	NT 246/2010-SRE
D32	COPEL	24,67%	0,3	R\$ 4.921.032.770,45	R\$ 5.259.617.003,90	NT 202/2010-SRE
D33	COSERN	17,09%	0,32365	R\$ 943.239.860,00	R\$ 1.000.885.479,00	NT 116/2010-SRE
D34	CPEE	15,22%	0,34867	R\$ 91.433.685,00	R\$ 85.661.487,60	NT 027/2010-SRE

Código	Distribuidora	ICMS	Tarifa B1 Atual	Receita Verificada 2010	Receita Requerida 2010	Fonte de RV e RR
D35	CPFL - Piratininga	20,32%	0,31421	R\$ 2.454.002.060,41	R\$ 2.664.741.243,30	NT 325/2010-SRE
D36	CPFL PAULISTA	18,62%	0,3077	R\$ 5.427.276.234,07	R\$ 5.511.337.443,00	NT 083/2101-SRE
D37	CSPE	16,22%	0,36183	R\$ 101.099.381,71	R\$ 105.471.775,52	NT 029/2010-SRE
D38	DEMEI	31,29%	0,36764	R\$ 31.575.217,87	R\$ 32.314.872,69	NT 203/2010-SRE
D39	DME-PC	21,56%	0,30425	R\$ 94.617.818,07	R\$ 98.057.445,14	NT 201/2010-SRE
D40	BORBOREMA	19,97%	0,25757	R\$ 116.843.487,46	R\$ 123.599.496,52	NT 028/2010-SRE
D41	PARANAPANEMA	16,99%	0,29901	R\$ 201.276.830,99	R\$ 203.929.778,39	NT 134/2010-SRE
D42	BRAGANTINA	20,92%	0,34503	R\$ 186.620.184,88	R\$ 202.817.048,71	NT 131/2010-SRE
D43	JOAO CESA	22,70%	0,38626	R\$ 3.085.464,01	R\$ 3.322.820,92	NT 053/2010-SRE
D44	URUSSANGA	25,24%	0,31736	R\$ 13.805.250,39	R\$ 15.019.856,79	NT 050/2010-SRE
D45	ELEKTRO	19,05%	0,36604	R\$ 3.203.979.397,44	R\$ 3.502.401.478,88	NT 253/2010-SRE
D46	ELETROACRE	19,54%	0,37545	R\$ 212.629.948,00	R\$ 247.030.681,00	NR 350/2010-SRE
D47	ELETROCAR	20,18%	0,3692	R\$ 40.102.259,00	R\$ 41.266.933,00	NT 197/2010-SRE
D48	ELETROPAULO	19,76%	0,29651	R\$ 9.564.796.505,00	R\$ 10.136.120.229,00	NT 212/2010-SRE
D49	SANTA MARIA	21,59%	0,37573	R\$ 98.442.053,00	R\$ 109.926.085,47	NT 020/2010-SRE
D50	ENERGISA MINAS GERAIS	21,25%	0,43907	R\$ 394.297.311,17	R\$ 413.941.047,79	NT 188/2010-SRE
D51	ENERSUL	19,40%	0,36343	R\$ 1.065.753.705,14	R\$ 1.099.748.588,38	NT 080/2010-SRE
D52	ENERGISA NOVA FRIBURGO	24,96%	0,33311	R\$ 93.572.608,44	R\$ 93.891.737,70	NT 189/2010-SRE
D53	ENERGISA PARAÍBA	21,95%	0,34886	R\$ 786.866.721,00	R\$ 845.540.966,00	NT 252/2010-SRE
D54	ESCELSA	23,55%	0,32889	R\$ 1.712.810.133,82	R\$ 1.793.859.141,71	NT 244/2010-SRE
D55	ENERGISA SERGIPE	20,06%	0,30425	R\$ 533.960.594,00	R\$ 554.000.927,00	NT 119/2010-SRE
D56	FORCEL	16,99%	0,36405	R\$ 10.361.285,00	R\$ 10.583.366,00	NT 257/2010-SRE
D57	HIDROPAN	27,13%	0,36026	R\$ 24.257.317,00	R\$ 24.398.956,00	NT 199/2010-SRE
D58	IGUAÇU ENERGIA	21,09%	0,37183	R\$ 51.128.859,97	R\$ 54.580.460,43	NT 233/2010-SRE
D59	JARI		0,30345	R\$ 4.795.199,00	R\$ 5.211.784,00	NT 231/2010-SRE
D60	LIGHT	25,28%	0,31769	R\$ 5.607.663.278,00	R\$ 6.067.794.173,00	NT 341/2010-SRE
D61	MUX-Energia	21,25%	0,32609	R\$ 12.972.369,19	R\$ 13.203.145,00	Voto Reh 1014/2010
D62	RGE	20,06%	0,38429	R\$ 2.147.706.798,00	R\$ 2.184.562.813,00	NT 187/2010
D63	SULGIPE	6,47%	0,38054	R\$ 73.730.824,00	R\$ 77.359.942,00	NT 357/2010-SRE
D64	UHENPAL	21,12%	0,42086	R\$ 15.667.839,86	R\$ 15.534.234,72	NT 089/2010
Total				R\$ 81.785.798.382,24	R\$ 86.516.013.194,00	