

Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC
Centro Sócio Econômico
Departamento de Ciências Econômicas e Relações Internacionais

CAIO BRANDÃO BINI

**METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO E COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA**

FLORIANÓPOLIS, 2015

CAIO BRANDÃO BINI

**METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO E COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA**

Monografia submetida ao curso de Ciências
Econômicas da Universidade Federal de Santa
Catarina, como requisito obrigatório para a
obtenção do grau de Bacharelado.

Orientador: João Randolpho Pontes

Ass.: _____

FLORIANÓPOLIS, 2015

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS**

A Banca Examinadora resolveu atribuir nota 8,5 ao aluno Caio Brandão Bini na disciplina CNM 5420 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora:

Prof. João Raldolfo Pontes

Prof.^a Eva Yamila da Silva Catela

Prof. Avelino Balbino da Silva Neto

Dedico este trabalho a toda minha família.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer o apoio da minha família, amigos e namorada. A minha família agradeço por tudo que sou e conquistei ao longo de toda minha vida, agradeço especialmente por me proporcionarem essa oportunidade única de estudar na UFSC. Agradeço aos meus amigos pela amizade e convivência ao longo de toda a faculdade e que com certeza irá além do período que estivemos juntos na UFSC. A minha namorada agradeço pelo apoio, ajuda e compreensão durante toda a faculdade e especialmente durante a realização da monografia. Agradeço também a todos os professores, pois foram especiais na minha formação como economista. Agradeço especialmente ao professor Pontes e a professora Eva, por suas orientações e contribuições para meu trabalho, não só na monografia, mas também pelo aprendizado dentro da sala de aula.

“A persistência é o menor caminho do êxito”. (Charles Chaplin)

RESUMO

O presente trabalho traz um estudo sobre a tarifa de energia elétrica no Brasil a partir do ano de 2014, tentando mostrar os métodos de regulação deste setor e também a estrutura e composição da tarifa de energia elétrica brasileira paga ao consumidor final. O estudo foi feito através de uma análise descritiva e qualitativa das diversas metodologias existentes para regular um setor de monopólio natural, que tem o intuito de limitar a apropriação abusiva de bem estar por parte das firmas e tornar o setor mais eficiente pelo lado da oferta e demanda. Os resultados atingidos foram a observação dos métodos de custo de serviço, historicamente usado no Brasil, e *price cap* (método atual), como métodos de regulação eficientes em manter o equilíbrio econômico financeiro entre consumidores e firmas. Dessa forma, foi feito também uma análise da composição e estrutura das tarifas no Brasil, que são divididas por lei, em grupos de consumo, e que a principal parte da tarifa é correspondente aos custos gerenciáveis e não gerenciáveis por parte da distribuidora ou concessionária.

Palavras chave: Tarifa de energia elétrica, custo, preço, estrutura tarifária, revisões tarifárias.

ABSTRACT

This study presents a study on the electricity tariff in Brazil since the year 2014, trying to show this sector regulation methods and also the structure and composition of the Brazilian electricity tariff paid by the end consumer. The study was done through a descriptive and qualitative analysis of the various existing methodologies to regulate a natural monopoly sector, which aims to limit the misappropriation of well-being by firms and make the most efficient sector on the supply and demand side. The results achieved were the observation of the service cost method historically used in Brazil, and price cap (the current method), such as efficient methods of regulation in maintaining the economic and financial balance between consumers and firms. Thus, it was also made an analysis of the composition and structure of rates in Brazil, which are divided by law, in groups of consumption, and that the main part of the tariff corresponds to the manageable costs and unmanageable by the distributor or dealer.

Keywords: electricity rate, cost, price, tariff structure, tariff revisions.

LISTA DE FIGURAS E QUADROS

Figura 2.1: Regulamentação do preço no monopólio natural.....	23
Quadro 2.1: Metodologia da estrutura tarifária	35
Figura 3.1: Sistema Interligado Nacional – SIN, 2012.....	38
Quadro 4.1: Grupo B	45

LISTA DE GRÁFICOS E TABELAS

Gráfico 3.1: Divisão de geração de energia no Brasil	36
Tabela 4.1: Grupo A	45
Tabela 4.2: Relação consumo x desconto.....	47

LISTA DE ABREVEATURAS E SIGLAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BRIC's – Brasil, Rússia, Índia e China
CCC – Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina
CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz
FIRJAN – Federação das Indústrias do Rio de Janeiro
IGP-M – Índice Geral de Preços – Mercado
IRT – Índice de Reajuste Tarifário
KV – Quilovolt
KW – Quilowatt
MWh – Megawatt-hora
ONSO – Operador Nacional do Sistema
PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas
Proinfa – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RE-SEB – Projeto de Reestruturação do setor Elétrico Brasileiro
RGR – Reserva Global de Reversão
RPI – Retail Price Index
SIN – Sistema Interligado Nacional
SIN – Sistema Interligado Nacional
TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
W – Watt
WACC – Weighted Average Cost of Capital

SUMÁRIO

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO	15
1.1 TEMA E PROBLEMA DE PESQUISA	15
1.2 OBJETIVOS	16
1.2.1 Objetivo Geral	16
1.2.2 Objetivos Específicos	16
1.3 JUSTIFICATIVA	16
1.4 METODOLOGIA.....	17
1.5 DELINEAMENTO DE PESQUISA	17
1.6 DEFINIÇÃO DE ÁREA OU POPULAÇÃO ALVO	17
1.7 COLETA DE DADOS	18
CAPÍTULO II - REFERENCIAL TEÓRICO	19
2.1 MONOPÓLIO NATURAL E A NECESSIDADE DE REGULAÇÃO	19
2.2 TARIFA NO SETOR ELÉTRICO	20
2.3 REGULAÇÃO ECONOMICA E MONOPOLIO NATURAL.....	21
2.3.1 A importância da regulação econômica	21
2.3.2 Monopólio Natural	22
2.4 MODELO DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA.....	24
2.4.1 Tarifação pelo custo do serviço	24
2.4.2 Plano de escala móvel (Sliding Scale Plan)	26
2.4.3 Tarifação pelo custo marginal	27
2.4.4 Price Cap	29
<i>2.4.4.1 Indexador de preços e o fator produtividade</i>	29
<i>2.4.4.2 Grau de liberdade para a variação de preços relativos</i>	30
<i>2.4.4.3 Repasse de custos para os consumidores</i>	31
<i>2.4.4.4 Incentivos ao investimento e a qualidade do serviço</i>	31
2.4.5 Mecanismos de auxílio a execução dos métodos regulatórios	32
<i>2.4.5.1 Intervalos Regulatórios</i>	32
<i>2.4.5.2 As licitações</i>	33
<i>2.4.5.3 Yardstick Competition</i>	34
2.5 ESTRUTURA TARIFÁRIA	34
CAPÍTULO III - VISÃO GERAL DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA	36
3.1 DIVISÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	36

3.1.1 Geração	36
3.1.2 Transmissão	37
3.1.3 Distribuição	39
3.1.4 Comercialização	40
3.2 PRINCIPAIS AUTORIDADES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	41
CAPÍTULO IV - ESTRUTURA E COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	44
4.1 TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA	44
4.2 COMPOSIÇÃO DAS TARIFAS	47
4.2.1 Parcela A	47
4.2.1.1 <i>Encargos setoriais</i>	48
4.2.1.2 <i>Encargos do uso da rede elétrica</i>	49
4.2.1.3 <i>Compra de energia</i>	50
4.2.2 Parcela B	50
4.2.2.1 <i>Custos operacionais</i>	51
4.2.2.2 <i>Despesas de capital</i>	51
4.3 REAJUSTES E REVISÕES DAS TARIFAS DAS DISTRIBUIDORAS	51
4.3.1 Reajustes anuais	52
4.3.2 Revisões periódicas	53
4.4 REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO	53
4.4.1 Revisões extraordinárias	55
5 CONCLUSÃO	57
REFERÊNCIAS	59

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

1.1 TEMA E PROBLEMA DE PESQUISA

A energia elétrica é um insumo essencial para o desenvolvimento da sociedade moderna, pois ela possibilita o funcionamento de uma série de equipamentos e aparelhos no âmbito produtivo, sendo fundamental para progresso e manutenção da cadeia produtiva. Já no âmbito residencial, a energia elétrica é o principal combustível de produtos que proporcionam lazer, segurança, entretenimento e conforto aos seus usuários.

Entretanto, o uso da energia elétrica apresenta um custo para o consumidor, que é calculado a partir da quantidade de energia utilizada, do tipo e do horário em que é usada. Desta forma, os métodos de regulação e a estrutura tarifária apresentam-se como objeto de estudo a ser aprofundado, pois apresenta um custo para a sociedade, tanto na esfera produtiva, como na residencial. Nesse contexto, a tarifa tem um poder mais incisivo perante a indústria, pois como insumo na cadeia produtiva ela configura um custo para as empresas interferindo na sua competitividade em um cenário internacional.

Segundo estudos da FIRJAN (Federação das Indústrias do Rio de Janeiro), realizado em 2011, a tarifa média para a indústria brasileira é de 329,0 R\$/MWh, valor 50% maior do que a média de 215,5 R\$/MWh, encontrada para um conjunto de 27 países. Quando comparado aos BRIC's (Brasil, Rússia, Índia e China) a tarifa brasileira é 137% maior, quando comparada à média das tarifas dos países presentes no grupo, no valor de 140,7 R\$/MWh.

Pesquisa realizada pela ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) em 2012, a tarifa média brasileira para todos os estados e classes consumidoras: indústrias, residências e comércio, apresenta uma alta incidência de tributos (27%) e encargos (12%), colaborando para que a tarifa brasileira seja uma das mais caras do mundo, e assim deixando a indústria brasileira cada vez menos competitiva.

Portanto, neste contexto em que o Brasil apresenta uma tarifa de energia elétrica alta para a competitividade da indústria e comércio, assim como no gasto das famílias com a conta de energia elétrica, este trabalho tem como objetivo apresentar os modelos de regulação de um monopólio natural assim como a estrutura da formação da tarifa ao consumidor final no setor elétrico brasileiro, para que se possa responder ao questionamento de pesquisa: Como é estruturada e regulada a tarifa no setor elétrico brasileiro?

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Avaliar o período, a partir de 2014, os métodos de regulação da tarifa do setor elétrico ao consumidor final, assim como a sua composição, mediante a metodologia da ANEEL, que serve como base de cálculo para as empresas de distribuição de todo Brasil.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Apresentar uma visão geral sobre o setor de energia elétrica brasileiro.
2. Analisar os métodos utilizados para regulação tarifária.
3. Investigar a composição da tarifa do consumidor final assim como seus métodos de revisão.

1.3 JUSTIFICATIVA

A energia exerce uma influência vital sobre a vida das pessoas, influenciando os meios de produção, e conseqüentemente a economia de um país. Esta influência ocorre uma vez que a energia elétrica é a energia motora de todos os aparelhos tecnológicos, assim como insumo básico para a cadeia produtiva de uma nação.

O custo da energia elétrica para a população e para as indústrias é calculado a partir das tarifas em que o consumo é medido e transformado em unidades monetárias, impactando como um custo para as indústrias e famílias.

A partir do momento em que a energia elétrica, insumo básico para o progresso e continuidade da cadeia produtiva reflete em um custo para quem a utiliza, é imprescindível

que haja um aprofundamento sobre como este serviço oferecido ao consumidor é precificado. Observando ainda quais fatores são mais relevantes na formação da tarifa, que possibilitem um maior entendimento de como as alterações que ocorrem por parte dos reguladores irá afetar o preço final da energia elétrica. Sendo assim, um entendimento de como a tarifa se comporta em relação aos movimentos internos e externos ao setor elétrico, é fundamental para compreendê-lo como um insumo que afeta diretamente a composição dos gastos de uma indústria e uma família.

1.4 METODOLOGIA

A metodologia utilizada no desenvolvimento desta pesquisa utiliza a abordagem qualitativa. A pesquisa teve sua análise centrada na exposição do cenário atual do setor elétrico brasileiro, assim como o estudo dos modelos de regulação tarifária em um setor de monopólio natural, e por último, a investigação da estrutura e da composição das tarifas de energia elétrica usadas pela ANEEL no ano de 2015, que servem como referência para a tarifação por parte das empresas de distribuição no Brasil.

1.5 DELINEAMENTO DE PESQUISA

Esta pesquisa foi feita a partir de um método descritivo, utilizando informações sobre os métodos mais comuns de regulação da tarifa de distribuição de energia elétrica e a sua composição para observar a relação entre estes elementos e o preço da tarifa ao consumidor final.

1.6 DEFINIÇÃO DE ÁREA OU POPULAÇÃO ALVO

A pesquisa foi feita utilizando o território do Brasil como referência. No método de regulação de um monopólio natural como a distribuição de energia elétrica, foram evidenciadas diferentes formas de cálculo da tarifa que servem como base para a tarifação em diversas classes de consumo, como a industrial, residencial e rural. Na composição e estrutura da tarifa, foi analisado a tarifa como um todo, e destacado a diferença entre cada classe.

1.7 COLETA DE DADOS

A coleta de dados foi feita a partir de trabalhos acadêmicos anteriores, pesquisa bibliográfica, publicações de autores ligados à agência reguladora (ANEEL), sites relacionados ao assunto, livros eletrônicos, entre outros tipos de fontes que contribuíram para o presente trabalho.

CAPÍTULO II - REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 MONOPÓLIO NATURAL E A NECESSIDADE DE REGULAÇÃO

Quando um mercado é competitivo, os vendedores assim como os compradores não têm poder de influenciar o preço de uma mercadoria, em que esta tem seu preço determinado pela relação entre a oferta e a demanda. Em uma situação de monopólio, ocorre a situação de concorrência imperfeita, em que há um ou poucos vendedores e muitos compradores para determinado mercado ou, com menor frequência o contrário também caracteriza um monopólio. Este modo de concorrência imperfeita ocorre porque o comprador ou vendedor tem um poder de mercado capaz de influenciar o preço de mercado. Comumente neste tipo de mercado, a quantidade vendida será menor, e o preço unitário será maior do que praticado no mercado competitivo (VARIAN, 2012).

Uma ramificação do monopólio é o monopólio natural, que acontece principalmente em setores de utilidade pública. Este tipo particular de monopólio ocorre quando, segundo Pindick & Rubinfeld (2007), a empresa tem capacidade de produção para todo o mercado com um custo menor do que se existisse mais do que uma empresa atuando dentro do mesmo mercado.

Este tipo de monopólio é causado quando a economia de escala torna o monopólio desejável, em que se outra empresa desejar atuar neste mercado, os ganhos de escala seriam menores, e conseqüentemente o custo para os consumidores seria maior. O setor de distribuição de energia atualmente configura um monopólio natural, pois neste mercado existe um ganho de redução de custo muito grande, portanto é mais eficiente se apenas uma empresa atuar.

A partir da caracterização do monopólio é possível identificar que três tipos de ineficiências podem acontecer neste tipo de estrutura de mercado. Pode surgir a ineficiência alocativa devido ao fato do preço ser superior ao custo marginal, levando a um consumo menor que o socialmente desejado e uma distribuição ruim dos recursos entre os diferentes setores. Surge também a ineficiência produtiva, pois empresas que obtêm lucros elevados perdem a motivação de aprimorar os processos produtivos e gerenciais, culminando na degradação do ambiente organizacional; e, por fim, a ausência de concorrência gera a falta de necessidade de criação de novas bases para a competitividade futura, trazendo a ineficiência dinâmica, pois as firmas não tem estímulo de promover investimentos para a inovação de produtos e processos.

Diante disto, fica evidente que há necessidade de regulamentação em casos de monopólio e monopólio natural. O governo pode e deve aumentar a eficiência através de regulamentação do setor e do preço nele praticado, exercendo o papel que a competição exerceria e equilibrando a oferta e a demanda (NEVES, 2010).

2.2 TARIFA NO SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico brasileiro apresenta em seus segmentos de distribuição e transmissão um monopólio natural; em que de acordo com Pindick e Rubinfeld (2010) esta forma de estrutura de mercado permite que uma única empresa seja estimulada a produzir toda a quantidade para atender mercado, pois ela obtém ganhos massivos de escala, obtendo um custo menor do que se existisse duas empresas produzindo e dividindo ganhos de economia de escala, portanto é mais eficiente que somente uma empresa produza neste determinado setor.

Para garantir o bem-estar social, assim como o equilíbrio econômico das empresas de concessão, é vital que haja uma empresa reguladora capaz de adotar uma tarifa sobre o serviço prestado que concilie o interesse da população em geral e das empresas.

Para Pires e Piccinini (1998), o papel da tarifa no ambiente do setor elétrico em um contexto em que existe assimetria de informações pró-produtores é “a regulação tarifária assume o papel crucial de tentar coibir eventuais abusos do poder de monopólio, resolver as tensões entre a eficiência alocativa, distributiva e produtiva e introduzir mecanismos de indução de eficiência dinâmica” (Ibid, p.2).

A regulação tarifária atua controlando e ajustando os preços que serão cobrados, a variação que os preços podem ter para as diversas categorias de consumidores, e também considera mecanismos complementares que promovam a eficiência das empresas, e o bem estar dos consumidores (PIRES e PICCININI, 1998).

2.3 REGULACÃO ECONOMICA E MONOPOLIO NATURAL

2.3.1 A importância da regulação econômica

De acordo com Kessler (2007), em mercados competitivos as empresas podem escolher livremente as suas estratégias para que a sua atuação no mercado lhe proporcione a maximização do lucro. Pelo lado da oferta, as empresas têm o poder de decisão de o quanto produzir, a que preço oferecer seus produtos, a quantia de dispêndio que haverá em investimentos, matéria prima e horas mão de obra, dentre outras inúmeras escolhas. Já pelo lado da demanda, cabe aos consumidores o poder de decisão inerente a escolha de onde, quando e quantas horas trabalhar, além de utilizar seus recursos de forma a maximizar seu bem estar através da compra da sua cesta ótima de produtos.

É no mercado que segundo Smith 1776, as transações entre a oferta e a demanda acontecem, tanto pelo lado da comercialização de produtos, quanto pela contratação de recursos humanos, combinando os interesses da oferta e demanda e maximizando o bem estar de ambos os lados.

O governo é outro agente importante que interfere no sistema econômico e social, uma vez que ele atua na decisão de quanto a sociedade paga por impostos, e como estes impostos serão convertidos em benefícios sociais que visam o desenvolvimento econômico e social do país.

Para Kessler (2007), o principal ponto nestes arranjos competitivos da oferta e demanda é que as escolhas no dia a dia são feitas livremente; os consumidores optam por produtos de um ou outro fabricante, as empresas escolhem os empregados que se adaptam melhor a sua rotina e sistema de produção; e as ações do governo são colocadas a prova pelo julgamento da sociedade e a cada eleição que ocorre.

Entretanto, quando o mercado baseado na concorrência e livre escolha não é verificado, por causa das falhas de mercado, a maximização do bem estar de todos os envolvidos é impossibilitada, e assim surge o papel do regulador com a função de corrigir as falhas de mercado. A regulação é caracterizada pela colocação de limitações, padrões e normas nas ações das empresas para afetar no desempenho de sua função social. A definição de regulação econômica de acordo com Viscusi, Vernon e Harrington (1997), é:

“A regulação é o poder de restringir as decisões dos agentes econômicos. [...] Regulação econômica tipicamente se refere para restrições impostas pelo governo para regular decisões sobre preço, quantidade, e entrada e saída de produtos” pag. 307

De acordo com Resende (1997) as falhas de mercado se devem ao excessivo poder de mercado das firmas, informações assimétricas, externalidades e bens públicos. As falhas de mercados estão usualmente relacionadas com os serviços públicos que são prestados a sociedade, como o setor de saneamento básico e de energia elétrica, por exemplo, pois caso estes setores não sejam regulados, pode haver a apropriação do bem estar da sociedade pela empresa prestadora do serviço através do preço que é ofertado.

Portanto, conforme citado a partir de Viscusi, Vernon e Harrington, a regulação impõe limites relacionados a preço, quantidade e restrições de entrada e saída de produtos. No específico caso do setor elétrico, as limitações são impostas pela agência reguladora do governo, a ANEEL, e a atuação desta agência traça limites sobre a qualidade de atendimento aos consumidores, o preço limite que pode ser oferecido, um limite no repasse dos custos das empresas para os consumidores, entre outros.

2.3.2 Monopólio Natural

O Monopólio natural, de acordo com Meirelles (2010), existe quando na presença de economias de escalas, uma empresa é capaz de atender todo o mercado com um custo médio unitário menor do que se existissem duas ou mais empresas que atuassem no mesmo setor. Em detrimento do comportamento decrescente dos custos e da subaditividade definida pelos altos custos fixos de implantação dos negócios e o baixo custo marginal para produzir uma unidade adicional, a empresa que atua no mercado explora o poder de monopólio com preços de mercado maiores que o do custo marginal. Para evitar esta prática indevida de apropriação abusiva do bem-estar do consumidor, existe duas alternativas para fazer com que o mercado esteja próximo da eficiência econômica, que é ou a regulamentação ou a propriedade pública.

A figura 2.1 demonstra o caso típico de monopólio natural, em que o custo médio de longo prazo tende a ser cada vez menor para cada aumento no nível de produção e ainda o custo marginal é sempre menor que o custo médio.

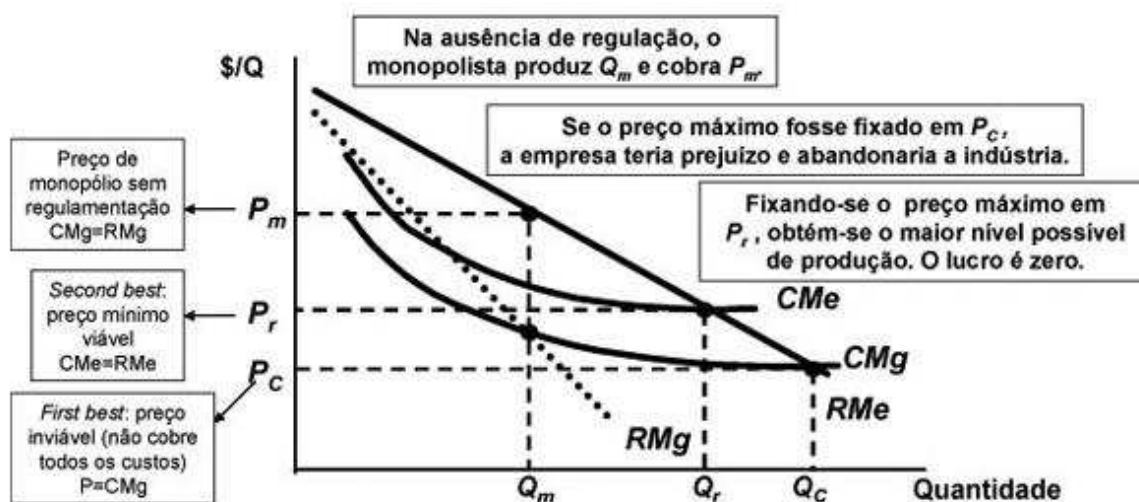


Figura 2.1: Regulamentação do preço no monopólio natural

Fonte: Pindick e Rubinfeld, 2006 p.308 *apud* Meirelles, 2010.

Sendo assim, no caso do monopólio natural existe um conflito entre os interesses entre a eficiência alocativa e a eficiência produtiva. Sobre o escopo da eficiência produtiva, existe a condição de ter apenas uma empresa atuando no setor que consiga contornar os pesados custos fixos decorrentes da atividade com o aumento da produção e ganhos de economia de escala. Já sobre o escopo da eficiência alocativa, o problema é fazer com que o monopolista reduza seus custos e pratique o nível que não haja a expropriação do bem estar social, portanto que ele opere ao nível de custo marginal (KESSLER, 2007).

Portanto, conforme a figura 2.1 a regulamentação é importante para que o preço praticado não seja nem excessivo no ponto de causar a expropriação do bem estar da sociedade, e ao mesmo tempo não tão pequeno que possa tornar a produção inviável, logo o preço praticado deve ocorrer no nível do custo médio, conforme figura abaixo. O P_m representa o preço abusivo, P_r é o preço praticado conforme o custo médio, e o P_c é o preço que não cobre todos os custos de produção (MEIRELLES, 2010).

Para Kessler (2007), o benefício da regulamentação está, portanto, na diminuição da ineficiência e das perdas provenientes do excessivo poder de mercado que tem origem no regime monopolista, o que resulta na redução dos preços e aumento do bem estar da sociedade.

2.4 MODELO DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA

As reformas que vem sendo introduzidas no setor elétrico ao longo do tempo têm como objetivo buscar um modelo que consiga preservar os diversos interesses de seus consumidores, que garanta aos investidores uma rentabilidade condizente com a atividade praticada e estimule uma constante busca pela eficiência neste setor. Esta busca pelo modelo ideal se faz necessária uma vez que mesmo com os avanços obtidos nas últimas décadas, os setores de transmissão e distribuição de energia elétrica continuarão funcionando com a estrutura de mercado de monopólio natural (PIRES E PICCININI, 1998).

Nesta específica estrutura de mercado, a tarifa tem um papel de suma importância que é de reprimir os abusos de poder de monopólio exemplificado através da tomada de preço por parte do produtor, assim como evitar assimetria de informações a favor dos produtores e impor práticas que resultem em uma maior eficiência produtiva, alocativa e distributiva (PINDICK E RUBENFELD, 2007).

De modo geral, a tarifa de energia elétrica deve ser uma forma de controle e ajuste dos preços que serão cobrados pela distribuição, bem como o grau de liberdade que estes preços podem variar de acordo com a classe do consumidor, garantindo uma rentabilidade atrativa ao investidor e induzindo o produtor a estar sempre buscando uma eficiência que o permita inovar e reduzir custos e preços no futuro aliado a uma melhor qualidade do produto.

Segundo Carção (2011), o método de regulação mais utilizado na tarifação da energia elétrica é o do custo de serviço, utilizado historicamente no Brasil, principalmente a partir de 1980. O *price-cap*, iniciado pela Light em 1996 após sua desestatização, e a tarifação pelo custo marginal, são outros métodos de regulação tarifária pouco utilizados nas distribuidoras brasileiras e internacionais ao longo das últimas décadas.

Para auxiliar cada modelo de regulação, foram desenvolvidos mecanismos complementares, que tem como meta atenuar as desvantagens verificadas por cada modelo, como o intervalo de revisão das tarifas, o *Yardstick Competition* e as licitações.

2.4.1 Tarifação pelo custo do serviço

Segundo Pires e Piccinini (1998), a tarifação pelo custo do serviço, também conhecida como regulação da taxa interna de retorno é um método tradicionalmente utilizado para regular os setores que se encontram em uma estrutura de monopólio natural. Através deste

método, os preços praticados pela distribuidora devem remunerar os custos totais e ainda conter uma parcela que represente uma taxa interna de retorno atrativa ao investidor.

Segundo este modelo de regulação, uma tarifação executada com sucesso é aquela que evita que os preços praticados sejam menores que os custos, que evita um excesso de lucro, que facilita a revisão e definição das tarifas, que impeça a má alocação de recursos assim como uma produção ineficiente, e por último, estabeleça preços que não sejam discriminatórios entre os consumidores.

Segundo Martins, em seu livro “Regulação tarifária e defesa da concorrência” (2014), para evitar a situação em que os preços finais do consumidor fiquem abaixo do custo da distribuidora, é necessário que o preço final seja calculado a partir da igualdade entre receita bruta, aquela verificada pela precificação de toda energia distribuída e receita requerida, definida como a soma dos custos totais adicionada a taxa de retorno estipulada, desta forma a distribuidora tem a capacidade de remunerar todos os custos fixos e variáveis, e ainda obter uma taxa de remuneração da concessionária.

A taxa de remuneração, segundo Pires e Piccinini (1998) é uma forma indireta de determinar os preços, uma vez que através da sua aplicação, estes serão reajustados sempre que for necessária uma recomposição da receita, de forma a garantir a taxa de retorno negociada. A negociação desta taxa deve atender o critério de “razoabilidade” para a remuneração dos investidores e acionistas, “atratividade” para os investimentos necessários e “simplicidade” para a administração dos serviços. No ponto de vista econômico a taxa de retorno deve ser fixada no custo de oportunidade do capital, portanto esta taxa é negociada pela entidade reguladora levando em conta as taxas de indústrias e negócios similares.

Um dos grandes desafios deste método de regulação é quantificação dos custos das distribuidoras, uma vez que são elas que indicam seus custos para a reguladora na negociação e revisão das tarifas, gerando por muitas vezes assimetria de informação entre regulador e regulado. Portanto, foi definido que inicialmente a regulação seria com base nos custos históricos, pois era uma regra simples e geral, mas obviamente em períodos de alta inflação como na década de 80 e 90 no Brasil, houve uma grande desvalorização dos ativos das distribuidoras devido a inflação crescente que impactava custos maiores do que previstos nas séries históricas (BREYER, 1982 *apud* PIRES E PICCININI 1998).

Na prática, o método de regulação do custo do serviço inviabiliza dois objetivos de uma tarifa, a simplicidade administrativa e a eficiência econômica (produtiva e alocativa). A primeira devido à complexidade e o longo período de tempo na apuração das variáveis envolvidas no cálculo dos custos fixos e variáveis dos custos, sendo muito difícil a

imparcialidade dos dados, uma vez que é a própria distribuidora que notifica a reguladora de seus custos, gerando assimetria de informações. A eficiência produtiva não ocorre, pois a empresa não tem estímulo para fazer melhorias em seus procedimentos administrativos e execução dos seus serviços, pois tem todos seus custos cobertos pela tarifa. Já a eficiência alocativa não ocorre porque este modelo não aborda as diferenças de custo existentes entre as diversas categorias de consumidores, se por um lado esta prática tem certo apelo social de igualdade, por outro ela distribui aleatoriamente os custos dos serviços entre as classes de consumo.

2.4.2 Plano de escala móvel (Sliding Scale Plan)

Uma variação da regulação pelo custo do serviço é o Sliding Scale Plan, ou escala móvel, que foi desenvolvido por Joskow e Schmalensee em 1986. Este método consiste na socialização dos ganhos e das perdas entre a reguladora e a empresa distribuidora, isto quer dizer que se a taxa de retorno atual estiver acima da taxa de retorno esperada, ocorrerá a socialização do excedente, caso ocorra o contrário, com a taxa atual menor que a taxa esperada ocorrerá a socialização do prejuízo. Este método tem a seguinte formulação:

$$R_e = R_i + H(R^* - R_i)$$

Sendo:

R_e = taxa de retorno efetiva aos preços atuais;

R_i = taxa de retorno inicial;

R^* = taxa de retorno desejada; e

H = constante, variando entre 0 e 1.

A chave deste método é a constante H , que incide sobre o excedente ou prejuízo ($R^* - R_i$). Quando a constante é fixada em 1, isto quer dizer que todo o lucro ou prejuízo será repassado a firma, quando é fixada em 0 quer dizer que tudo será repassado a reguladora pois a taxa de retorno atual será igual a taxa de retorno inicial.

Destaca-se como vantagem deste método, a possibilidade de o regulador beneficiar o consumidor ao evitar que o prejuízo total seja repassado para a tarifa, diminuir o risco dos investidores socializando as perdas, assim como reduzir os preços em função dos ganhos de

produtividade, pois se a taxa de retorno está acima do estipulado, a distribuidora deve diminuir a tarifa até o ponto em que taxa de retorno seja igual a estipulada.

A desvantagem desta variação é o custo regulatório avançado, que também é visto na versão tradicional do método do custo do serviço, em que o cálculo avançado das taxas de retorno assim como o acompanhamento contábil estão sujeitos a problemas de provenientes da assimetria de informação de um mercado monopolista (BRAEUTIGAM E PANZAR, 1993).

2.4.3 Tarifação pelo custo marginal

Para Vinicius Martins (2014), o modelo de regulação baseado no custo marginal tem como objetivo transferir para o consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o atendimento daquele consumidor específico. Sendo assim, as tarifas são diferenciadas de acordo com as categorias de consumidores, como residencial, industrial, rural, comercial, entre outros, assim como pelas estações do ano, o horário do consumo, os níveis de voltagem e as regiões geográficas.

Na construção de uma estrutura tarifária que leve em conta os custos marginais, três pontos devem ser considerados como requisitos: a definição de potência requerida em KW, expressa pela taxa de fluxo de energia por unidade de tempo; a energia total consumida em KWh; e a desagregação das diferentes características consideradas na definição da tarifa, como as categorias de consumidores, horários de utilização, época do ano, etc.

Estes requisitos fazem com que o comportamento da demanda seja quantificado e qualificado, permitindo o conhecimento dos custos marginais de fornecimento inerente a cada classe de consumo e diferentes especificações, capacitando o modelamento das curvas de carga dos consumidores, e caracterizar os seus usos e hábitos, possibilitando uma maior capacidade de prever a evolução do comportamento da demanda de acordo com cada classe de consumidor.

No princípio do custo marginal, os principais tipos de tarifas segundo Mafra (2010) são:

- **MONOMIAS:** tarifas definidas utilizando apenas a energia consumida sendo assim uma tarifa de consumo.

- BINOMIAS: tarifas que são calculadas a partir da tarifa de consumo, mais uma parte equivalente à demanda máxima de potência requerida no período de utilização de ponta do sistema, conhecida como tarifa de demanda.
- HOROSAZONAIIS: tarifas diferenciadas para os grandes consumidores que levam em conta as horas do dia e estações do ano.
- EM BLOCOS: o preço da tarifa varia de acordo com o total de KWh consumido, ou seja, durante um intervalo de consumo o preço do KWh é fixo, caso o consumo ultrapasse este intervalo, ele irá pagar o preço correspondente ao próximo intervalo por KWh utilizado.
- INTERRUPTÍVEIS: tarifa em que o consumidor está de acordo em ser desconectado sempre que existir dificuldade de fornecimento de energia por parte da distribuidora.

A dificuldade de aplicação deste princípio na tarifação dos setores com elevado gasto em infraestrutura, como é o caso da distribuição de energia elétrica, deve-se ao fato de que esse serviço apresenta elevadíssimos investimentos em capital fixo e apresentam economias de escala crescente, ou seja, custos marginais decrescentes. Portanto, a pura tarifação pelo custo marginal levaria o risco de não remunerar nem mesmo a parcela de capital variável utilizada para atender as necessidades do consumidor.

Segundo Cowan e Vicker (1994), para cobrir os custos fixos, poderia ser cobrado uma taxa adicional, nos moldes de um imposto. Mas como os consumidores têm preferências diferenciadas e desconhecidas, este tipo de taxa poderia trazer ineficiência e inclusive excluir do mercado parte dos consumidores de baixa renda pela dificuldade de pagamento.

Portanto para Pires e Piccinini (1998), o critério de tarifação pelo custo marginal traz uma série de dificuldades para sua aplicação prática, como as assimetrias de informações entre distribuidora e regulador em relação à estrutura de custos, a análise do custo benefício para o desenvolvimento e instalação de medidores digitais adequados, e a necessidade de um conhecimento muito grande sobre a modelagem de previsão de elasticidade e de curvas de demanda.

Entretanto, a incorporação dos conceitos base da tarifação pelo custo marginal tem levado a resultados relevantes na área de gerenciamento de demanda, pois este método passou a ser criado para criar uma estrutura de preços que permitisse as empresas melhor aproveitamento da capacidade instalada e possibilitasse a redução das necessidades de investimentos em expansão.

2.4.4 Price Cap

Para Claudia da Rosa Peano (2005) o método de regulação *price-cap* é constituído a partir da estipulação de limites máximos para a cesta média de tarifas da distribuidora. Este limite é corrigido periodicamente a partir do uso de um índice de preços ao consumidor, denominado como Índice de preços ao consumidor amplo- IPCA, e subtraído desde índice um fator X de produtividade prefixada por um período de anos. É muito comum a adição do fator Y neste mecanismo, referente ao repasse de custos não gerenciáveis para os consumidores, formando a seguinte equação do ajuste: $RPI-X+Y$.

Segundo Littechild (1983 *apud* PIRES E PICCININI 1998), o *price-cap* foi adotado primeiramente na Inglaterra em seu período de privatizações na década de 1980, e o objetivo dos reguladores ingleses ao implementar a tarifa era que os riscos da reguladora fossem diminuídos, pois no método anterior, o custo de serviço precisava de um controle muito rígido sobre a formação dos custos das empresas e sobre a taxa de retorno, portanto estas informações eram custosas e propiciavam a assimetria de informações. Sendo assim, o *price-cap* era visto como um método tarifário simples e transparente, capaz de assegurar um maior grau de gestão para as empresas em regime de monopólio natural ao possibilitar uma maleabilidade nos preços das tarifas praticadas, além de incentivar ganhos de eficiência, uma vez que ao reduzir seus custos as empresas podem aumentar sua margem de lucro entre os períodos revisionais.

Para Martins (2014), este método de tarifação necessita da definição de uma série de variáveis por parte do regulador, tais como: indexador de preços, fator de produtividade, grau de liberdade para variação de preços relativos, grau de extensão dos repasses dos custos permitidos para os consumidores e formas de incentivo ao investimento e a melhoria da qualidade do atendimento, que são explicitadas a seguir.

2.4.4.1 Indexador de preços e o fator produtividade

Segundo Saintive e Chacur (2006), o indexador de preços tem como objetivo identificar para o monopolista a variação de preço que as empresas competitivas verificam no mercado. O método do *price-cap* especifica a taxa máxima pela qual as distribuidoras podem aumentar suas tarifas utilizando como base o aumento verificado no mercado competitivo, desta forma surge a necessidade da utilização de um índice de preços geral do varejo para

guiar as empresas sobre a variação dos preços verificada no mercado. Na década de 1990, durante as privatizações o índice estipulado foi o Índice Geral de Preços – Mercado, IGP-M calculado pela Fundação Getulio Vargas.

A definição do fator de produtividade X deve considerar a mistura de três aspectos para sua formulação, são eles; a necessidade da distribuidora de autofinanciar suas operações, a dinâmica tecnológica do setor em que atua e a defesa dos consumidores frente a prática de preços abusivos.

Setores com alto dinamismo tecnológico geralmente tem um fator X elevado, devido a constantes mudanças no processo produtivo e conseqüentemente a redução de custos e ganhos de produtividade. No que se diz respeito ao autofinanciamento por parte da distribuidora, quanto maior for sua capacidade de se autofinanciar maior o fator X, pois não há a necessidade de capital de terceiros no financiamento de suas atividades. Já sobre a prática abusiva, quanto maior for o fator X, menor será o reajuste dos preços médios da empresa, e cada vez mais seu lucro excessivo será diminuído.

Segundo Pires e Piccinini (1998), para definir o fator X, conforme uma mistura dos três aspectos citados acima é necessária uma densa avaliação de diversos critérios, como os valores dos ativos existentes, custo de capital, taxa de crescimento esperada da produtividade, planos de investimentos futuros, e comportamento da demanda entre outros. Estes critérios são semelhantes aos critérios de definição da taxa de retorno no método de regulação pelo custo do serviço, portanto apresenta as mesmas dificuldades na sua definição, apresentando assimetria de informações assim como alta dificuldade com a apuração das mesmas.

2.4.4.2 Grau de liberdade para a variação de preços relativos

Ao estabelecer um preço médio da cesta de tarifas, o método *price-cap* proporciona certo grau de liberdade para que as empresas possam alterar suas tarifas em diferentes segmentos de consumidores para alterar sua margem operacional, ou seja, ela pode aumentar a tarifa de um segmento e diminuir a de outra, sem alterar o preço teto das tarifas médias.

Esta prática deve ser monitorada pelo regulador para evitar que ocorram práticas abusivas e impactos indesejados sobre a concorrência. Um exemplo de prática abusiva seria aumentar a tarifa para os consumidores de baixa renda e reduzir de outras categorias, para expandir seu mercado ou apenas para melhorar sua lucratividade, ou até mesmo reduzir sua margem operacional para conquistar e manter mais consumidores.

Para frear esta liberdade, a reguladora pode estabelecer *price-caps* diferenciados para cada segmento de mercado, seja ele cativo ou livre, neutralizando os subsídios cruzados entre os segmentos, entretanto ela não impede a liberdade de variação dos preços relativos dentro de cada classe de consumidores.

2.4.4.3 Repasse de custos para os consumidores

Para Santive e Chacur (2006), o mecanismo *price-cap*, proporciona às distribuidoras a oportunidade de repassar aos consumidores os custos variáveis exógenos à empresa como, por exemplo, aumentos dos impostos.

Em alguns casos específicos o impacto de variáveis exógenas podem ser ignorados e continuar sendo adotado a fórmula de ajuste RPI-X, mas esta opção pode trazer riscos para a empresa uma vez que seus custos aumentariam e causaria um desequilíbrio econômico-financeiro. Outras opções seriam abater uma porcentagem do fator X, aumentando o valor do ajuste; reduzir o intervalo de revisão tarifária, alinhando os custos exógenos no cálculo do preço teto futuro; e a opção mais comum que é o repasse dos custos de forma integral para o consumidor, deixando a equação de ajuste na seguinte forma RPI+X-Y.

2.4.4.4 Incentivos ao investimento e a qualidade do serviço

Para Pires e Piccinini (1998), os dois últimos aspectos que contribuem para a eficiência do modelo tarifário são o nível de incentivo para as empresas investirem e instrumentos que estabeleçam um padrão de qualidade pelo serviço.

Para o incentivo do investimento por parte das distribuidoras, a reguladora opta por fazer um acompanhamento informal dos gastos de capital e dos planos de expansão para atendimento da demanda futura, fato primordial para auxiliar na definição do fator X nos processos revisionais.

Sobre a qualidade do serviço, foi verificado que ao fixar um fator X, maior para induzir uma redução de custos, ocorreu o efeito inverso na qualidade do serviço, forçando a um subinvestimento nesta área, uma vez que um aumento dos gastos para melhorar a qualidade dos serviços iria aumentar os custos das empresas e resultar numa compressão de sua receita.

2.4.5 Mecanismos de auxílio a execução dos métodos regulatórios

Para conceder uma maior capacidade de intervenção por parte do regulador, reduzir os efeitos de assimetria das informações e ainda oferecer parâmetros de eficiência para as distribuidoras, existem mecanismos que são analisados em conjunto com os métodos regulatórios para providenciar uma maior eficiência na regulação da distribuição da energia elétrica, são eles: a definição da extensão dos intervalos entre os períodos de revisão; as licitações que antecedem a concessão para estipular o preço inicial da tarifa e a *yardstick competition* que simula uma empresa fictícia que atua com total eficiência para nortear as empresas do ramo.

2.4.5.1 Intervalos Regulatórios

Segundo Peano (2005), o intervalo regulatório é o espaço de tempo entre as revisões dos preços das tarifas na prestação de serviços públicos, como por exemplo a distribuição de energia elétrica.

Este intervalo pode ser visto com incertezas tanto por parte da distribuidora e dos consumidores, pois dependendo do intervalo entre os períodos as condições estabelecidas previamente podem se alterar no decorrer do tempo, gerando prejuízo ou benefícios para os dois lados.

O tempo entre as revisões da tarifa expressa o nível de aversão ao risco por parte dos agentes econômicos, isto resulta no fato de que quanto maior a aversão ao risco, menor será o intervalo entre os períodos, facilitando um compasso e atualização entre os preços estipulados e o nível de custos da distribuidora. O inverso também é verdadeiro, pois em períodos de baixa aversão ao risco, os intervalos podem ser maiores, uma vez que a expectativa que o atual cenário se altere é muito baixa, mantendo um alinhamento natural entre os custos e a receita futura.

Na metodologia da tarifação pelo custo do serviço, é necessária a avaliação de três aspectos fundamentais para avaliar o período eficiente de revisão tarifária. O primeiro seria um maior espaço de tempo entre as revisões devido aos altos custos que cada processo revisional composto por auditorias e consultorias geraria para uma precisa avaliação da estrutura de custos de cada distribuidora. Segundo, deve ser avaliado o potencial incentivo da distribuidora em se beneficiar da redução de custos de serviço para aumentar seus lucros, e

não repassar este ajuste para os consumidores, obtendo uma taxa de retorno maior do que acordada. Terceiro, o incentivo ao subinvestimento por parte da distribuidora pode ocorrer quando a reguladora diminuir a taxa interna de retorno, fazendo com que a empresa pare de investir em alguns pontos como a qualidade do serviço para diminuir os custos decorrentes desta operação e alinhá-la a sua receita conforme a nova taxa interna de retorno.

Na regulação pelo custo marginal, a aversão pelo risco impacta no repasse desta incerteza para os preços nos períodos revisionais, ou seja, durante a revisão é colocado um *mark-up* sobre os custos marginais, referentes ao risco que a empresa poderá enfrentar se seus custos sofrerem algum tipo de aumento durante o intervalo entre processos revisionais.

Para o método *Price-cap*, o intervalo entre os períodos de revisão deve ser pequeno, pois qualquer alteração nos custos da distribuidora poderá ocasionar em lucro excessivo sem repasse aos consumidores, caso de uma diminuição dos custos, ou o contrário, um aumento dos custos pode fazer com que o equilíbrio econômico financeiro da empresa seja ameaçado.

Portanto, o intervalo entre as revisões deve ser curto de modo a manter alinhados os custos da empresa com o preço teto estipulado para a cesta tarifária.

2.4.5.2. As licitações

O processo de licitação faz com que a menor tarifa existente seja escolhida dentre as empresas ofertantes para realizar o serviço de distribuição. Esta tarifa inicial pode ser regulada conforme os métodos já discutidos caso haja a necessidade no processo de revisão.

Este mecanismo tem como objetivo fazer com que a prestação de serviços ocorra com preços reduzidos em um primeiro momento e criar estímulos para a eficiência produtiva das firmas, pois a redução de custos faria com que ela tenha lucros acima do estipulado em um primeiro ciclo de atuação precedente ao próximo período revisionário.

O regulador consegue com esse mecanismo acesso a diversas informações que são necessárias para a entrada da empresa no leilão, causando uma diminuição da assimetria de informações e auxiliando num processo mais transparente de verificação de estrutura de custos e retorno sobre o investimento.

2.4.5.3 *Yardstick Competition*

Este método é uma forma de regulação através de incentivos, conhecida alternativamente como regulação de desempenho. Tem como objetivos principais o estímulo para a redução de custos, redução de assimetrias e uma maior eficiência econômica.

O método funciona a partir do estabelecimento de parâmetros para avaliar o desempenho das empresas, utilizados no acompanhamento dos custos e preços. Este método é aplicado para comparar monopólios regionais dentro do mesmo setor.

A empresa será remunerada conforme o seu desempenho quando comparada com o desempenho das outras empresas que atuam dentro do mesmo setor observando os parâmetros previamente estabelecidos para a avaliação. Portanto, a empresa será avaliada conforme os custos e comportamento de suas similares, desta forma a assimetria de informações é reduzida, pois não é necessário um acompanhamento profundo dos custos e receitas de uma determinada empresa, e sim da média praticada no mercado deste setor.

Para uma melhor regulação das empresas, dentro da heterogeneidade que existe entre as firmas deste setor, foram criados subconjuntos de firmas com características semelhantes, e uma firma hipotética que servisse como critério de comparação entre elas. Esta firma-sombra como é apelidada a firma hipotética é composta pela média das variáveis representativas das empresas pertencentes ao mesmo subconjunto e utilizada como modelo para a comparação entre firmas.

Neste método a empresa que conseguir ser mais eficiente e alocar melhor seus recursos de forma a reduzir seus custos em um ponto menor que a empresa modelo, poderá obter lucros extraordinários até que os parâmetros sejam revistos, servindo como um ótimo modelo para incentivar a eficiência.

2.5 ESTRUTURA TARIFÁRIA

Segundo Hage et al (2011), a estrutura tarifária é um mecanismo capaz de causar a diferenciação de preços aos diversos produtos e aos consumidores de determinado mercado, funcionando através de um agregado composto por regras, processos e métodos.

Em um mercado caracterizado pela oferta de vários produtos, direcionados a um consumidor heterogêneo, a formação de preços deve ser pensada a partir de uma metodologia compostas por elementos técnicos, econômicos, políticos e legais. Nos mercados regulados,

como o da rede elétrica, existe uma discussão maior sobre o grau de receita permitida das empresas sob concessão, pois de forma evidente a receita tem um impacto direto no valor das mesmas, tendo assim o poder de criar ou destruir valor (HAGE et al, 2011).

No particular caso da distribuição de energia elétrica, a estrutura tarifária tem como objetivo causar a diferenciação entre os preços cobrados pela utilização das redes de distribuição aos diversos consumidores presentes na área de concessão de determinada empresa.

Existem condições que devem nortear a criação de qualquer metodologia de estrutura tarifária, são eles:

Quadro 2.1: Metodologia da estrutura tarifária

Eficiência pelo lado da demanda	Os consumidores devem ser tarifados o mais próximo possível dos custos de serviço para atendê-los
Eficiência pelo lado da oferta	A distribuidora deve obter cobertura suficiente de custos para oferecer os serviços requeridos pelos consumidores
Sólida fundamentação teórica	Qualquer conceito ou metodologia empregada deve ser baseada em sólida fundamentação teórica
Objetividade e justiça	A metodologia de preços empregada deve ser baseada em critérios objetivos e que resultem em preços justos
Estabilidade	A aplicação da metodologia deve resultar, na medida do possível, em estabilidade de preços para os consumidores
Transparência e confiabilidade	O regime de preços deve ser confiável e transparente para os consumidores, e defensável pelo órgão regulador
Praticidade e regulabilidade	O modelo de preços deve ser aplicável e de prática implementação

Fonte: Baseado em Hage et al, 2011, p.5.

Baseado no quadro 2.1, pode-se perceber que o objetivo na criação da estrutura tarifária é criar um ambiente em haja eficiência tanto por parte do consumidor (demanda), que deve pagar por um serviço que está próximo do custo, quanto do distribuidor (oferta) que precisa cobrir seus custos e ainda auferir uma quantia uma quantidade de lucro para remunerar o capital investido nesta atividade. Além de ser um processo de regulação baseado em uma metodologia justa com as partes e estável, propiciando o mínimo de mudanças ao longo do tempo, e também sendo transparente com os envoltos e de pratica implementação.

CAPÍTULO III - VISÃO GERAL DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 DIVISÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

Em 1996, a partir do Projeto de Reestruturação do setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), o mercado de energia elétrica do Brasil se tornou um setor desverticalizado em sua cadeia produtiva, fazendo com que geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica viessem a se tornar áreas de negócio independentes (CPFL, 2014).

3.1.1 Geração

Segundo a Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL (2014), o modelo brasileiro de geração de energia elétrica é principalmente hidrelétrico. Aproximadamente 69% da capacidade de gerar energia no país é composta por usinas hidrelétricas de grande e médio porte e Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs. A predominância deste modelo se explica pela existência de grandes rios de planalto, que são alimentados por chuvas tropicais abundantes que formam uma das maiores reservas de água doce do mundo.

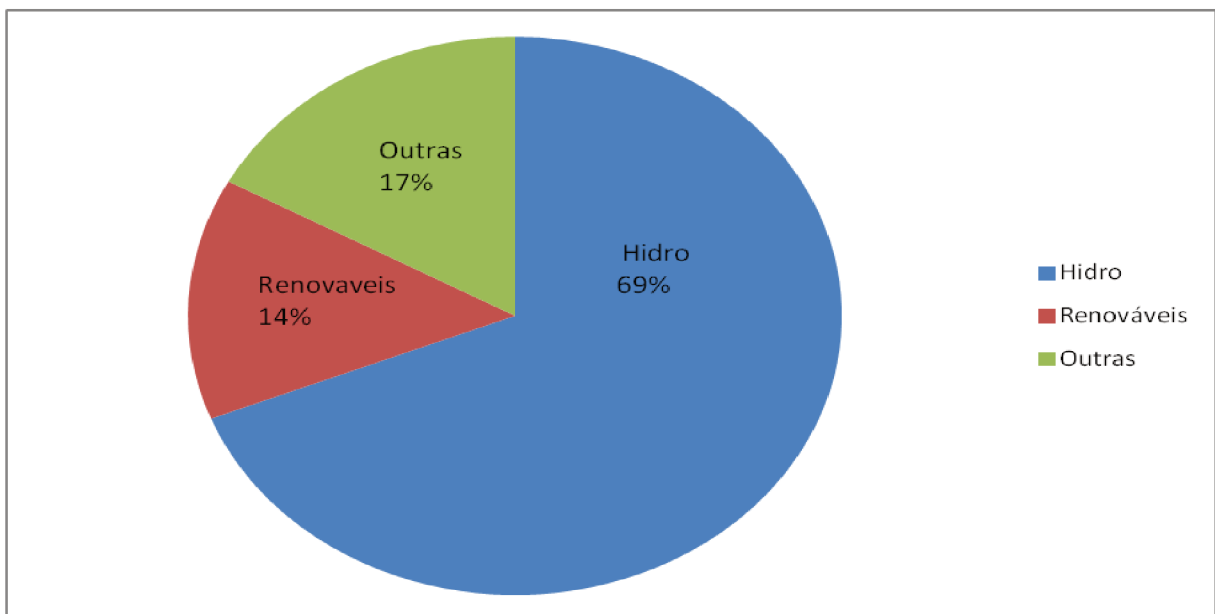


Gráfico 3.1: Divisão de geração de energia no Brasil

Fonte: CPFL, 2014

No Brasil há diferentes fontes de energia que podem ser utilizadas para suprir a necessidade de expansão da oferta no país, notadamente hidrelétrica, eólica, biomassa, carvão, gás natural, óleo combustível e nuclear. A energia gerada a partir de PCHs e Usinas Movidas a Biomassa, apresentam nos últimos anos um custo de geração capaz de competir quando comparadas com a energia gerada pelas demais alternativas. Se comparada às demais fontes, a energia eólica apresenta um significativo potencial para expansão, dado o elevado potencial eólico brasileiro, e também, o custo dos equipamentos de geração eólica aumentam sua competitividade no Brasil (CPFL, 2014).

No atual contexto, a tendência global de foco em sustentabilidade e em formas mais limpas de geração de energia nos revela que a geração de energia de fontes renováveis irá se expandir, reduzindo gradualmente a participação das fontes não renováveis na matriz energética brasileira. O conjunto de preços de energia em alta, incentivos especiais, redução de custos de implantação de novos projetos de fontes renováveis e empreendimentos de geração de fontes não renováveis também contribuem com este cenário de expansão.

De acordo com dados da CPFL Renováveis (2014), o setor de pequenas usinas de geração a partir de fontes renováveis conta com algumas vantagens significantes se comparadas a geração de energia a partir de outras fontes e de usinas de grande porte, dentre as quais foram destacadas:

1. Baixo impacto socioambiental;
2. Possibilidade de venda de energia em mercados reservados (ACL e ACR) sem imposição de tarifa pela ANEEL ou determinação de equilíbrio econômico-financeiro;
3. Licenciamento, construção e operação mais simples, mais rápidos e a custos menores;
4. Incentivos legais e desconto em tarifas setoriais;
5. Financiamento de longo prazo com custo atrativo;
6. Geração de créditos de carbono;
7. Possibilidade de tributação em regime de lucro presumido.

3.1.2 Transmissão

O setor de transmissão é de especial importância no território nacional. Constituído por uma rede de linhas de transmissão, este sistema se espalha por todo o Brasil com a função de conduzir a energia elétrica das fontes geradoras até as empresas de distribuição. Essa rede faz parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) que une empresas de geração e transmissão

de energia de quase todas as regiões brasileiras. O SIN é composto de 102,9 mil km de linhas de transmissão, com voltagens de 230 kV e 750 kV (CPFL, 2014).

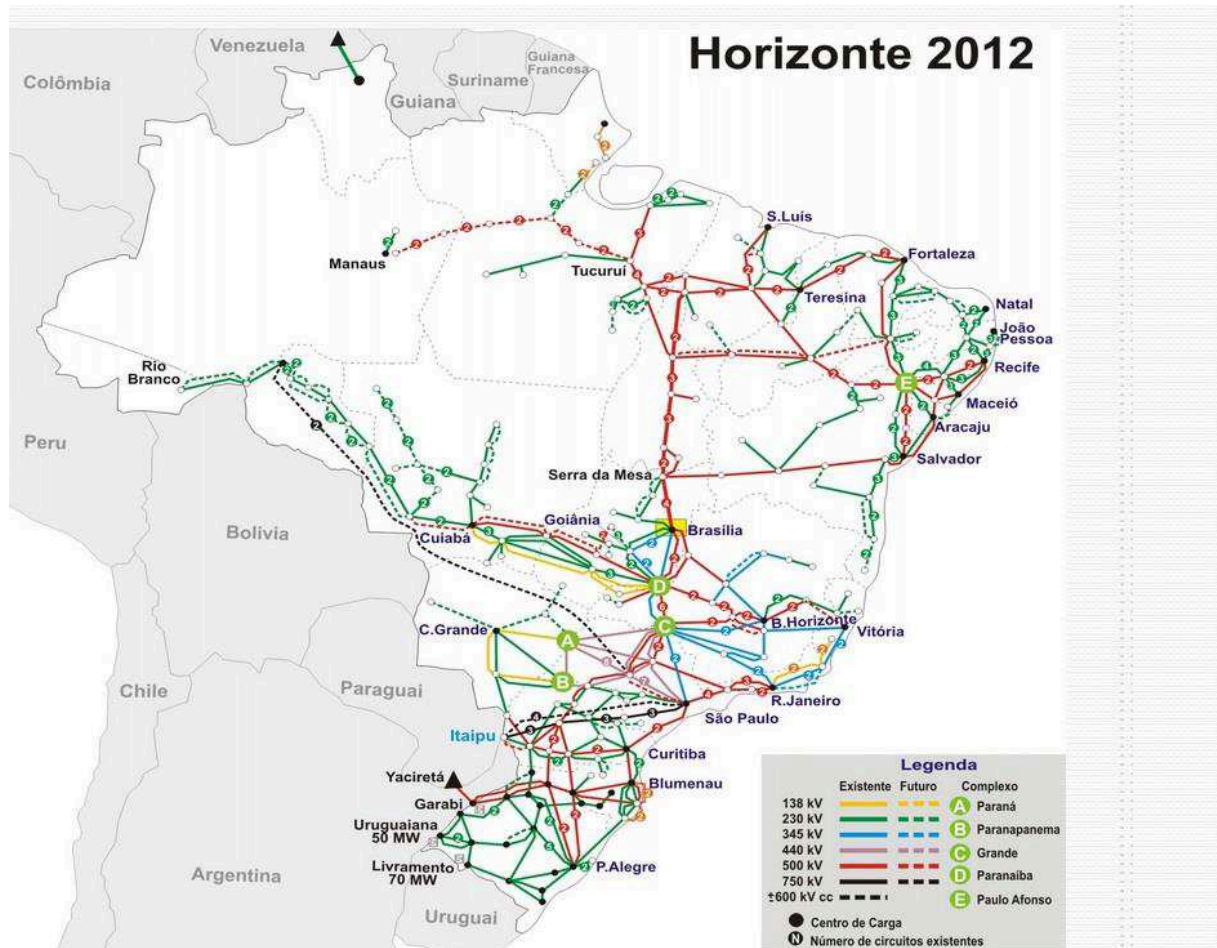


Figura 3.1: Sistema Interligado Nacional – SIN, 2012

Fonte: CPFL, 2014

Para a Companhia Paulista de Força e Luz, a grande extensão do sistema nacional se justifica pela dimensão de nosso país e pelas características de sua evolução. As principais e maiores usinas hidrelétricas do Brasil estão localizadas a distâncias consideráveis dos centros consumidores.

As principais funções de rede básica de transmissão do SIN são:

- Transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga;
- Integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede;

- Interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar a geração hidrelétrica; e
- Integração energética com os países vizinhos.

3.1.3 Distribuição

As empresas responsáveis pela distribuição de energia elétrica recebem a energia em alta tensão do sistema interligado de transmissão, precisam rebaixar essa tensão a níveis comerciais e fazer com que chegue ao consumidor final. “A energia distribuída é a energia efetivamente entregue aos consumidores conectados à rede elétrica de uma determinada empresa de distribuição. Essa rede pode ser aérea, suportada por postes, ou por dutos subterrâneos com cabos ou fios” (CPFL, 2014).

As regras dispostas em resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulam o sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro. Nesse contexto, essas regras se orientam pelas diretrizes estabelecidas nas leis aprovadas pelo congresso nacional e nos decretos firmados pelo Executivo Federal. Entre outras atividades, a ANEEL é responsável por determinar normas e procedimentos técnicos para a área, além de disciplinar a expansão e a operação das redes de distribuição, buscando sempre a melhoria dos indicadores de desempenho, preservando a segurança, a eficiência e a confiabilidade dos sistemas elétricos.

Conforme a CPFL (2014):

Os consumidores de energia elétrica pagam por meio da conta recebida da sua empresa distribuidora de energia elétrica, um valor correspondente a quantidade de energia elétrica consumida, no mês anterior, estabelecida em kWh (quilowatt-hora) multiplicada por um valor unitário, denominado tarifa, medida em R\$/kWh (reais por quilowatt-hora), que corresponde ao preço de um quilowatt consumido em uma hora. As empresas de energia elétrica prestam este serviço por delegação da União na sua área de concessão, ou seja, na área em que lhe foi dada autorização para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.

É de responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL determinar tarifas que garantam ao consumidor o pagamento de uma tarifa justa, bem como assegurar o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distribuição para que ela possa ofertar um serviço com confiabilidade, qualidade e continuidade exigidas (ABRADEE, 2014).

3.1.4 Comercialização

De acordo com as regras estabelecidas em 2004, além do planejamento do setor elétrico passar da CNPE – Conselho Nacional de Política Energética para a EPE – Empresa de Pesquisa Energética, no novo modelo institucional do setor elétrico, a comercialização de energia elétrica passou a ser feita em dois ambientes, um ambiente regulado e outro livre, portanto a grande mudança deste novo modelo é a convivência entre o ambiente regulado e o livre, existindo assim dois ambientes de contratação que foram definidos englobando todos os agentes do setor: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

➤ Ambiente de Contratação Regulada – ACR

No Ambiente de Contratação Regulada é comercializada a energia pelas distribuidoras para que se possa atender a demanda dos consumidores cativos (ou regulares), que são aqueles que consomem a energia proveniente da concessionária a qual está conectado e, portanto, está sujeito as tarifas regulamentadas. Além da mudança do comando do setor elétrico da CNPE para o EPE, o principal ponto que diferencia o novo modelo institucional do anterior é seu esquema de contratação para os consumidores cativos. No antigo esquema, uma distribuidora poderia estabelecer contratos bilaterais de forma direta com produtores ou geradores independentes de energia (PIE). No entanto, no modelo atual, as distribuidoras só podem contratar sua energia por meio de leilões públicos. Um importante aspecto desta medida é que as distribuidoras não são mais livres para assinar contratos de *self-dealing*, ou seja, contratos de compra e venda de energia com geradoras ou comercializadoras. A proposta dessa nova regra é igualar as condições de concorrência entre os integrantes do setor elétrico, de forma a ter uma regulação que privilegia a eficiência ao menor custo para que não se tenha apreciação significativa da tarifa para o consumidor final (CCEE, 2014).

Os leilões regulados de compra de energia são divididos em leilões de energia existente (que buscam a renovação de contratos) e leilões de energia nova (para contratação de novas usinas). A condução de ambos é responsabilidade da ANEEL e CCEE.

➤ Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O Ambiente de Contratação Livre é onde acontecem todas as transações e negociações de energia dos consumidores livres, caracterizados por operarem acima da potência de 3MW e, portanto, podem fazer a compra da energia direto da geradora ou a partir da agência de

comercialização, geralmente estes consumidores são indústrias de grande porte. Neste contexto, os contratos bilaterais são livremente negociados. “Qualquer consumidor conectado ao sistema a partir de julho de 1995 após a promulgação da Lei 9.074/9511 e cuja demanda seja superior a 3 MW é potencialmente livre” (CPFL, 2014). Para os consumidores que já existiam anteriormente a essa data são livres apenas se seu consumo for maior que 3 MW e forem conectados a rede de transmissão de 69 KV ou mais. Por fim, os consumidores que possuem consumo superior a 500KW e inferior a 3MK, podem também comprar energia ACL, contudo podem apenas adquirir energia produzida a partir de fontes alternativas (PCH, eólica, biomassa e solar) com desconto em suas tarifas de distribuição/transmissão. Para estes casos, são conhecidos como consumidores incentivados.

3.2 PRINCIPAIS AUTORIDADES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

De acordo com os dados encontrados na CPFL e CCEE (2014), podemos citar tais autoridades:

- **Conselho Nacional de Política de Energia – CNPE**

O CNPE é um órgão que presta assessoria ao Presidente da República, e que tem como principal contribuição a formulação de políticas e diretrizes destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do território nacional.

- **Ministério de Minas e Energia – MME**

O MME é o órgão do Governo Federal que possui a responsabilidade da condução das políticas energéticas do Brasil. Suas obrigações mais importantes incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, em acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. É de responsabilidade do MME estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento em caso de desequilíbrios conjunturais entre demanda e oferta de energia.

- **Empresa de Pesquisa Energética – EPE**

A Empresa de Pesquisa Energética ou EPE foi criada em Agosto de 2004, sendo responsável pela condução de pesquisas estratégicas no setor energético, inclusive com relação à energia elétrica, gás, petróleo, carvão e fontes de energia renováveis. As pesquisas

feitas pela EPE serão utilizadas para subsidiar o MME em seu papel de elaborador de programas destinados ao setor energético brasileiro.

- **Comitê de Monitoramento do Setor de Energia – CMSE**

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico autorizou a criação do CMSE, que trabalha sob direção do MME. O CMSE tem como responsabilidade o monitoramento das condições de fornecimento do sistema e a indicação das providências necessárias para a correção dos problemas que forem identificados.

- **Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL**

O setor de energia elétrica brasileiro é também regulado pela ANEEL. Após a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a responsabilidade mais importante da ANEEL passou a regulação e supervisão do setor de energia elétrica em acordo com a política ditada pelo MME. Entre outras, as atuais responsabilidades da ANEEL são:

- I. Administrar concessões para as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia, bem como o controle das tarifas praticadas por referidos agentes;
- II. Fiscalizar a prestação de serviços pelas concessionárias e se necessário impor as multas aplicáveis;
- III. Promulgar normas para o setor elétrico brasileiro de acordo com a legislação em vigor;
- IV. Implantar e regular a exploração de fontes de energia, inclusive o uso de energia hidrelétrica;
- V. Promover licitações para novas concessões;
- VI. Resolver disputas administrativas ente os agentes do setor; e
- VII. Definir os critérios e a metodologia para determinação de tarifas de transmissão.

- **Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS**

A ONS tem como papel básico conduzir e controlar as operações de geração e transmissão do SIN, sujeito à regulamentação e supervisão da ANEEL. Sendo assim, a ONS possui a missão institucional de garantir aos usuários do SIN a continuidade, a economicidade e a qualidade do suprimento de energia elétrica. São também tarefas da ONS propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações de rede básica, assim como os reforços dos sistemas existentes a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão; e também sugerir regras para operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, que devem ser aprovadas pela ANEEL.

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

A CCEE, pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos e sob fiscalização da ANEEL, tem como finalidade proporcionar a comercialização de energia elétrica no SIN. Um dos papéis mais importantes do CCEE é realizar, mediante delegação da ANEEL, leilões públicos no Ambiente de Contratação Regulada.

CAPÍTULO IV - ESTRUTURA E COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1 TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente, a conta de energia elétrica paga pelo consumidor engloba o consumo de energia elétrica e ou a demanda de potência de cada consumidor.

A demanda de potência é medida em KW e é correspondente a média da potência contratada pelo consumidor junto à empresa distribuidora medida por um período de aproximadamente 15 minutos e é considerado para efeito de tarifação o maior valor durante o período de fornecimento, que gira em torno de 30 dias.

O consumo de energia é medido KWh ou MWh, e é referente ao total de consumo acumulado pelo consumidor no período de fornecimento. Desta forma, o consumo de energia é cobrado em R\$/MWh e KWh e a demanda é cobrada a partir do R\$/KW (JARDIM, 2013).

De acordo com a Lei 8631/1993 e o Decreto 774/1994 do código civil, são estipulados diferentes níveis tarifas de energia elétrica, que variam justamente de acordo com a classe e subclasse do consumidor; de acordo com ANEEL, 2005 as classes são:

- Residencial, na qual é englobada a subclasse de “baixa renda”, em que a tarifa é estabelecida com critérios sociais específicos.
- Industrial, referente às unidades consumidoras de energia com a finalidade de desenvolvimento de atividades industriais, incluindo o transporte de matéria prima, insumo ou produto resultante de seu processamento.
- Comercial, Serviços e Outras atividades, referente ao comércio de forma geral, incluindo serviços de transporte, comunicação e telecomunicações dentre outras atividades inerentes ao setor comercial.
- Rural, que engloba as atividades de agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, serviço público de irrigação rural, indústria rural e coletividade rural.
- Poder Público, que se enquadram as atividades dos poderes públicos federais, estaduais e municipais.
- Iluminação pública, referentes à iluminação dos espaços públicos sob a responsabilidade de pessoa jurídica de direito público.
- Consumo próprio, que se refere ao consumo de energia elétrica feito pela distribuidora para poder manter suas atividades funcionando plenamente.

As diversas classes de consumidores são divididas em dois grupos, o grupo A, formado por empresas que consomem energia em alta tensão, de 2,3 kV a 230 kV como grandes mineradoras, indústrias e as distribuidoras de energia; e o grupo B composto pelas unidades que consomem energia em tensão inferior a 2,3 kV. De acordo com a ANEEL (2005), os grupos A e B se organizam na seguinte estrutura:

Tabela 4.1: Grupo A

Grupo A	
A1	Nível de tensão superior ou igual a 230 kV
A2	Nível de tensão de 88 a 138 kV
A3	Nível de tensão de 69 kV
A3a	Nível de tensão de 30 a 44 kV
A4	Nível de tensão de 2,3 a 25 kV
AS	Sistema subterrâneo

Fonte: ANEEL, 2005.

Quadro 4.1: Grupo B

Grupo B	
B1	Classe residencial e subclasse "baixa renda"
B2	Classe rural, com subclasse agropecuária, cooperativa, indústria rural, serviço público de irrigação rural
B3	Classe industrial, comercial, poder público e consumo próprio
B4	Classe de iluminação pública

Fonte: ANEEL, 2005.

Segundo JARDIM (2013), as tarifas correspondentes ao grupo A, possuem diferentes estruturas de aplicação tarifária, a convencional, a horo-sazonal azul e horo-sazonal verde.

A estrutura convencional funciona a partir de uma tarifação do consumo de energia e/ou demanda de potência, que independe do horário de utilização do dia e dos períodos do ano, portanto ela apresenta um valor invariável de acordo com a hora e época do ano, para o consumo em R\$/MWh e demanda de potência em R\$/kV.

O consumidor atendido em um nível de tensão inferior ou igual o A3 (nível de tensão de 69 kV) pode optar pela estrutura convencional, uma vez que contratada uma demanda inferior a 300 kW.

De acordo com a ANEEL (2005) a aplicação da estrutura tarifária horo-sazonal, ocorre destinando tarifas diferenciadas de consumo e demanda de energia elétrica de acordo com a hora do dia e da época do ano em que são utilizadas. Esta estrutura tem como objetivo a

racionalização do consumo de energia elétrica, em que a partir de tarifas diferenciadas, o consumidor se vê estimulado a consumir energia em horários e períodos de tarifa mais barata, refletindo o custo mais baixo que a distribuidora tem em ofertar seus serviços nestes períodos.

No que se diz respeito às horas do dia, foram criados dois períodos, mais comumente chamados de postos tarifários, neste caso existe o posto tarifário de “ponta” referente ao horário do dia em que ocorre o maior consumo de energia elétrica, por exemplo, a distribuidora CELESC S/A adota como horário de “ponta” entre as 18h30 e 21h30, e existe o posto “fora da ponta”, corresponde as demais horas do dia fora do horário de “ponta”, das 00h00 as 18h30 e das 21h30 às 24h, durante os dias úteis, e durante as 24 horas dos dias de sábado, domingo e feriados.

Para as épocas do ano foram criados também dois períodos relacionados ao volume das chuvas, o período “seco” de Maio a Novembro e o período “úmido” de Dezembro a Abril.

Para JARDIM (2013), as tarifas no horário de “ponta” dentro do período “seco”, são mais elevadas que as tarifas “fora de ponta” e período “úmido”, devido a necessidade de recorrer a energia térmica para complementar ou substituir a energia elétrica que com períodos de pouca chuva pode ter nível baixo nos reservatórios, portanto como a energia térmica é mais custosa, esta combinação de tarifa de “ponta”, com período “seco”, tem um custo de produção mais elevado, que reflete no preço cobrado do consumidor.

Dentro da estrutura horo-sazonal é feita uma divisão, entre horo-sazonal azul e verde, esta diferenciação por cores implica no fato de que na azul- aplicável somente para o nível de tensão igual ou maior que o A3- é cobrado tarifas diferenciadas conforme horário e período de utilização para o consumo de energia e para a demanda de energia, enquanto para que a cor verde resulta na aplicação de tarifas diferenciadas para o consumo de energia e uma tarifa fixa para a demanda de potência.

As tarifas do grupo B são estabelecidas de acordo com o componente consumo de energia, pois a demanda de potência já está inclusa no custo de fornecimento de energia em MWh.

Dentro do Grupo B existe uma subclasse peculiar criada a partir da lei 10.438/2002, denominada subclasse residencial de baixa renda, em que aqueles que têm consumo entre 80 e 220 KWh/Mês e que tenham inscrição no cadastro único de programas sociais do governo federal, ganham descontos que variam de acordo com a faixa de consumo mensal. Segundo a lei 10.438/202 as faixas de consumo e respectivos descontos são:

Tabela 4.2: Relação consumo x desconto

Consumo (MWh)	Desconto
Entre 0 a 30	65%
De 31 a 100	40%
De 101 a limite	10%

Fonte: CARÇÃO, 2011

4.2 COMPOSIÇÃO DAS TARIFAS

A Agência Nacional de Energia Elétrica tem como uma de suas principais funções garantir o equilíbrio entre os consumidores de energia e as distribuidoras. A tarifa de distribuição de energia elétrica é uma ferramenta muito útil no que se refere a preservar o bem estar dos consumidores e proporcionar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas atuantes no setor elétrico, para que elas possam ofertar serviços com a qualidade e confiabilidade que se necessita neste peculiar segmento.

Segundo Carção (2011), a receita de uma distribuidora pode ser dividida em duas parcelas, a parcela A, referente aos custos não gerenciáveis da empresa, que são valores e quantidades de alguns custos que variam de forma independente e externa a empresa. Já parcela B, engloba as receitas que cobrem os custos gerenciáveis que são associados diretamente à execução e manutenção dos custos de distribuição de energia, que são os custos de pessoal, material e outros, que estão totalmente sob controle da distribuidora e cabe somente a ela o poder de reduzir seus custos gerenciáveis ao máximo. De acordo com ANEEL (2005), as parcelas A e B se estruturam da seguinte maneira:

4.2.1 Parcela A

A parcela A, referente aos custos não gerenciáveis, são divididos em três grandes grupos, os encargos setoriais, a compra de energia e os encargos de uso da rede elétrica.

4.2.1.1 Encargos setoriais

- **Cota da Reserva Global de Reversão (RGR)**

O RGR é um encargo pago de forma mensal pelas empresas de energia elétrica, para angariar recursos para caso haja a necessidade de encampação (retomada da concessão por parte do poder concedente) dos serviços públicos de energia. Serve também para financiar a expansão e melhorias dos serviços de energia elétrica, e prover recursos para o estudo de viabilidade da implementação de fontes alternativas que possam aproveitar o vasto potencial brasileiro nesta área. O valor deste encargo de forma anual equivale a aproximadamente 2,5% do investimento em ativos referentes a prestação de serviço e se limita a 3% da receita anual.

- **Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)**

É um encargo pago por todas as empresas de distribuição, que cobre os custos anuais de geração de energia termelétrica produzida no país, o montante para cada distribuição é fixado conforme o tamanho do mercado e a necessidade do uso da energia termelétrica para complementar o uso da energia proveniente das hidrelétricas.

- **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)**

Esta taxa é regulamentada por lei e tem como objetivo obter fundos para cobertura das despesas administrativas e operacionais da ANEEL. A TFSEE é fixada anualmente e paga mensalmente por todos os agentes que atuam nos segmentos de geração, transmissão, distribuição de comercialização da energia.

- **Rateio de Custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)**

É um encargo pago pelos agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia diretamente com o consumidor final e que também recolhem a tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, como os que têm base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e também proveniente de biomassa.

- **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**

É um encargo setorial, pago pelas empresas de distribuição anualmente e é referente a um valor fixado pela ANEEL, com o intuito de levantar recursos para o desenvolvimento da matriz energética dos estados brasileiros, e viabilizar a competitividade das energias provenientes de fontes eólicas, das pequenas usinas hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral. Este encargo também serve para a universalização do serviço da energia elétrica, expandindo o setor de transmissão a áreas que não são atualmente atendidas pelo SIN.

4.2.1.2 Encargos do uso da rede elétrica

- **Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão**

É um encargo pago as empresas de transmissão de energia elétrica da Rede Básica, formada pelas linhas de transmissão de tensão maior ou igual a 230 kW, e é paga pelas empresas de geração e distribuição, assim como os consumidores livres que se utilizam da Rede Básica.

- **Uso das Instalações de Conexão**

É um encargo pago pelas empresas de distribuição que utilizam das linhas de transmissão que se conectam com a Rede Básica.

- **Uso das Instalações de Distribuição**

Este encargo é pago pelas empresas de geração, distribuição e consumidores livres que utilizam a rede de energia elétrica de uma determinada empresa de distribuição.

- **Transporte de Energia Elétrica de Itaipu**

Este encargo é pago pelas empresas de distribuição que compram cotas de energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu.

- **Operador Nacional do Sistema (ONS)**

Este encargo é referente à cobertura dos custos de administração e operação da ONS, que é a instituição que opera e coordena a Rede Básica, pago pelas empresas de geração, transmissão e de distribuição e também os consumidores livres conectados à Rede Básica.

4.2.1.3 Compra de energia

Com o intuito de distribuir energia elétrica para os consumidores cativos dentro de sua área de concessão, a distribuidora compra energia de empresas geradoras muitas vezes distintas e sob diversas condições. O aumento da compra de energia pode ser gerado pelo crescimento do mercado e da oferta de energia elétrica dentro da região em que a distribuidora está localizada. Os custos com a compra de energia constituem a terceira e última parte da parcela A, referente aos custos não gerenciáveis.

- **Contratos Iniciais**

Parte da energia elétrica que é comprada para atender os consumidores da empresa de distribuição é feita através das empresas de geração de energia elétrica por meio dos “contratos iniciais” que são aqueles com vigência definida até o final do ano de 2005, e têm as quantidades e valores homologados pela ANEEL.

- **Energia de Itaipu**

Além da energia adquirida por meio dos “contratos iniciais”, para fornecimento dentro de sua área de concessão, as distribuidoras situadas dentro da região Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, pagam uma cota por meio de uma imposição legal, referente ao custo da produção de energia elétrica na Itaipu Binacional que é destinada ao Brasil.

- **Contratos Bilaterais de longo prazo ou curto prazo**

Referem-se às despesas realizadas pelas empresas de distribuição que compram energia para complementar o atendimento de seu mercado consumidor, com base em contratos bilaterais de curto ou longo prazo dependendo da necessidade da distribuidora, feito a partir dos mecanismos legais de comercialização vigente.

4.2.2 Parcela B

A parcela B, referente aos custos gerenciáveis da distribuidora de energia elétrica, são aqueles que dependem de sua eficiência ao longo do tempo. Nesta parcela dos custos estão inclusos os custos operacionais e as despesas de capital.

4.2.2.1 Custos operacionais

Na determinação dos custos operacionais é utilizado um modelo denominado internacionalmente como “*yardstick competition*”, ou no Brasil como “empresa de referência”. Este modelo realizado pela ANEEL simula uma empresa atuando em plena eficiência dentro de uma determinada região, e assim consegue chegar a um valor próximo dos gastos com operação, manutenção, despesas administrativas, infraestrutura, materiais, serviços e transporte que uma empresa eficiente teria.

4.2.2.2 Despesas de capital

As despesas de capital são aquelas que compõem a cobertura tarifária com os investimentos realizados pela distribuidora.

- **Remuneração do capital**

É a remuneração incide sobre todo o montante de investimento que foi realizado durante determinado período pela distribuidora. Para este cálculo da taxa de retorno, é utilizada a metodologia Weighted Average Cost of Capital (WACC), que em português significa o Custo médio ponderado de Capital, que serve como base de remuneração sobre todo investimento.

- **Quota de reintegração regulatória**

É uma parcela que serve para recompor os investimentos já executados pela distribuidora, ou seja, caso um material chegue ao final de sua vida útil, a distribuidora deve ter capacidade de realizar a troca do material sem danificar a continuidade do serviço de energia elétrica.

4.3 REAJUSTES E REVISÕES DAS TARIFAS DAS DISTRIBUIDORAS

Ao assinar o Contrato de concessão (CCEAR), as distribuidoras reconhecem que a estrutura tarifária da empresa, aliada aos mecanismos de reajuste e revisão das tarifas são suficientes para manter o equilíbrio econômico-financeiro da empresa (SAVOIA & MOREIRA, 2012).

Isto significa admitir que a receita anual obtida através desta estrutura acordada no contrato e ajustada a partir das revisões, é suficiente para cobrir os custos operacionais decorrentes da execução do serviço de distribuição e da remuneração do capital investido, tanto no momento da assinatura do contrato, assim como durante o período de concessão, uma vez que as revisões atuam preservando o equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora amenizando as mudanças que ocorrem dentro do setor de distribuição ao longo do tempo (ANEEL, 2005).

Nos contratos de concessão (CCEAR), são estabelecidos três mecanismos que podem atualizar as tarifas de distribuição. O primeiro é o reajuste anual, que serve para reestabelecer o poder de compra da receita da distribuidora; o segundo é a revisão periódica, feita pela ANEEL que recalcula a receita necessária para cobrir os custos e remunerar o capital os investimentos; e por último a revisão extraordinária que pode ocorrer em qualquer momento que a distribuidora perceber que seu equilíbrio econômico-financeiro está ameaçado (JARDIM, 2013).

4.3.1 Reajustes anuais

De acordo com a ANEEL (2005), a atualização do valor da tarifa é feita através da utilização do índice de reajuste tarifário, conhecido como IRT. Este índice é calculado a partir de cálculos contrapondo os valores no início do período analisado, com os valores no período atual.

Em cada período de reajuste anual, para atualizar o valor da tarifa para o período seguinte, é necessário que a distribuidora tenha o valor total de sua receita anual referente aos últimos 12 meses (RA_0); o valor dos custos não gerenciáveis (parcela A) do período inicial (PA_0), e a atualização destes custos (PA_1), que será o somatório do valor atual de todos os custos não gerenciáveis da distribuidora.

Para a parcela B (custos gerenciáveis), seu valor será atualizado monetariamente, a partir da aplicação da variação do índice IGPM, calculado tendo como base o mês anterior ao ajuste atual comparado com o mês anterior ao ajuste passado; e subtraído ou acrescido o fator X.

O Fator X tem seu cálculo alterado a cada ciclo de revisão periódica, a partir do terceiro ciclo, seu valor tem sido adotado como a soma das variáveis X_{pd} , que corresponde ao aumento do mercado da distribuidora no último período; X_q , correspondente ao desempenho

da distribuidora no último ano civil; X_t , que é relacionada ao reposicionamento tarifário (ANEEL, 2011).

$$IRT = \frac{(PA_1) + (PB_0) (IGPM + - X)}{RA_0}$$

$$X = X_{pd} + X_q + X_t$$

Uma vez calculado o IRT, ela deve ser aplicada sobre a atual tarifa vigente ao longo do período anterior para ser ajustada de forma a manter o equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora ao longo do próximo período.

4.3.2 Revisões periódicas

De acordo com Savoia & Moreira (2012), o processo de revisão das tarifas de fornecimento de energia elétrica, tem como objetivo o reestabelecimento ou preservação do equilíbrio econômico financeiro da distribuidora firmado no contrato de concessão; a determinação do fator X que será aplicado nos próximos reajustes tarifários; e a reestruturação das tarifas.

Enquanto que nos reajustes tarifários que ocorrem anualmente a parcela A é atualizada com o somatório dos valores atuais, e a parcela B é atualizada de forma monetária; no momento de revisão periódica é feito o cálculo da receita que é necessária por parte da distribuidora para que seus custos operacionais sejam cobertos e seus investimentos no período sejam remunerados de forma prudente.

Atualmente foram realizados três ciclos de revisão tarifária periódica, conhecido como CRTP, o primeiro compreendeu período entre 2003-2006, o segundo entre 2007-2010 e o terceiro e ainda vigente entre 2011-2014.

4.4 REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

Como já afirmado anteriormente por Savoia & Moreira (2012), o reposicionamento tarifário que ocorre nos ciclos de revisão tarifária periódica, visa cobrir os custos operacionais da distribuidora e proporcioná-la uma remuneração justa para seus investimentos.

A remuneração dos investimentos está ligada a dois fatores; o primeiro é a cota de depreciação, referente a uma parte da receita necessária que serve para obter recursos financeiros destinados a recomposição dos investimentos realizados anteriormente para prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica ao final da vida útil de cada ativo. O segundo fator refere-se à remuneração do capital, que é a aplicação de uma taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição de energia elétrica que incide sobre o investimento a ser remunerado, chamado de base de remuneração.

A ANEEL adota como metodologia da taxa de retorno, o método WACC- Weighted Average Cost of Capital, conhecido no Brasil como Custo Médio Ponderado de Capital, que nada mais é do que uma ponderação do custo entre o capital próprio e o capital de terceiros, que busca um retorno que seria igual a outros investimentos com características de riscos semelhantes. Sendo que para estimar o custo do capital próprio, a ANEEL utiliza o método CAPM, que é calculado a partir da correspondência entre o custo do capital próprio e uma taxa de juro livre de risco; já o custo do capital de terceiros é estimado levando em conta o risco da atividade e o risco do mercado financeiro internacional ao emprestar capital para as empresas de distribuição brasileiras (ANEEL, 2005).

Para a remuneração dos investimentos, o cálculo feito pela ANEEL, leva em consideração a estrutura ótima de capital, que seria a melhor combinação entre os recursos próprios e de terceiros para financiar os investimentos que são necessários para a execução das atividades de distribuição de energia elétrica. Para a definição da estrutura ótima, a ANEEL leva em consideração tanto as estruturas das empresas de distribuição de energia elétrica dentro do Brasil, como as do exterior que atuam a um tempo considerável.

Para definir a base de remuneração, que é o montante total de investimentos que serão remunerados, a ANEEL considera o valor dos ativos que são necessários à prestação dos serviços de distribuição. Esta metodologia consiste em remunerar somente os investimentos feitos de forma prudente, que tenham como objetivo realizar o serviço de distribuição conforme as condições estipuladas no contrato de concessão. (ANEEL, 2005 *apud* JARDIM, 2013, p.33).

De acordo com Savóia e Moreira (2012) o reposicionamento tarifário que foi praticado pela ANEEL no terceiro ciclo, ocorreu com a metodologia a seguir:

$$RT: \frac{RRf + ROA}{RV}$$

De acordo a fórmula acima, o reposicionamento tarifário, é a soma entre a RRF, receita requerida final - que é a receita que cobre os custos da parcela A e B (VPA) e apresenta um retorno adequado para o capital investido (VPb) - com outras receitas verificadas (ROA); dividido pela receita verificada no ciclo anterior. Desta forma, é possível verificar o aumento de receita necessária para o próximo ciclo em relação à verificada no ciclo anterior, para repassar a necessidade de aumento da receita para a tarifa.

O valor do VPA, como já explicado, é a soma entre o Custo de aquisição de energia elétrica comprada (CE); o custo com uso dos sistemas de transmissão (CT) e o custo com encargos setoriais (CES), sendo assim definido pela fórmula: $VPA = CE + CT + CES$.

O retorno adequado para capital investido VPb é soma entre o custo de administração e manutenção (CAOM) somado com o custo anual dos ativos (CAA) que é multiplicado por um ajuste é uma função da produtividade e dos investimentos realizados no ciclo passado, portanto o VPb é definido como $VPb = (CAA + CAOM) * \text{Ajuste}$.

O custo anual dos ativos (CAA) é formado pela quota de reintegração dos ativos, que é baseada na taxa média de depreciação, somada com a remuneração de capital e com o custo anual de imóveis e móveis, que inclui aluguel, veículos, sistemas de informática e etc.

Portanto, fica nítido que nos ciclos de revisão tarifária periódica, os custos efetivos das distribuidoras são reavaliados a fim de definir uma nova receita que cubra os custos e forneça uma remuneração aos investidores. Sendo assim a tarifa é calculada de forma a alcançar a receita estipulada no ciclo de revisão para manter o equilíbrio econômico financeiro.

4.4.1 Revisões extraordinárias

Apesar de a ANEEL ter os instrumentos de revisão tarifária periódica e reajuste tarifário anual, o contrato de concessão estabelece que possa ocorrer a Revisão tarifária extraordinária, que consiste no fato de que a agência reguladora poderá a qualquer instante, por meio da solicitação de uma distribuidora, realizar uma revisão das tarifas.

A solicitação por parte das distribuidoras pode ocorrer devido à quebra do equilíbrio econômico-financeiro da mesma, proveniente de alterações significantes nos custos de distribuições da empresa, como nos custos de compra de energia, de encargos setoriais e encargos de uso das redes elétricas, que possam ser incluídos ou aumentados dentro da estrutura de custos da empresa.

Após a assinatura do contrato de concessão, qualquer criação, alteração ou aumento de impostos ou encargos, poderá gerar um pedido por parte da distribuidora, para que haja uma revisão das tarifas, se verificado que esta mudança pós-assinatura de contrato tenha um impacto grande na estrutura de custos.

5 CONCLUSÃO

Como se verificou ao longo do trabalho a tarifa é relevante uma vez que a energia elétrica é primordial para o desenvolvimento social e industrial de uma sociedade. A tarifa de energia elétrica é a precificação do uso deste insumo que está inserido dentro de uma estrutura de mercado particular, que é o monopólio natural. Portanto, a tarifa é uma ferramenta importante para equilibrar a relação entre as firmas que operam no setor de distribuição elétrico e os consumidores deste setor.

A regulação da tarifa é importante uma vez que ela está inserida em um monopólio natural, em que os custos fixos são altos. Dessa forma, se apenas uma empresa atuar neste setor ela terá um custo médio unitário menor do que se mais empresas atuassem, devido aos ganhos de escala e escopo que a empresa irá obter.

Para a regulação de um monopólio natural podem ser utilizadas diversas metodologias, as mais reconhecidas dentro do âmbito do setor elétrico são as do custo de serviço que foi historicamente utilizada no Brasil, o qual a tarifa é calculada a partir da projeção de demanda da energia, e assim a empresa usaria uma tarifa que cobrisse seus custos e teria um retorno acordado com o governo por lei de aproximadamente 10% a 12%. A metodologia Sliding Scale Plan, é uma variação do custo de serviço que consiste na socialização do excedente e prejuízos verificados no seu desempenho quando comparada a uma empresa referencial ou fictícia. No Brasil é utilizada a metodologia Price Cap, no qual é fixado um preço teto/limite para ser utilizado na tarifa.

As metodologias de regulação visam diminuir as falhas de mercado que existem dentro do monopólio natural, onde há um conflito entre a eficiência alocativa e produtiva, que permite com que a firma possa fixar preços que expropriem de forma abusiva o bem estar do consumidor. Sendo assim, o papel do regulador, representado pelo Estado, tem um papel vital no funcionamento eficiente deste setor, aplicando limitações que impliquem em um funcionamento que seja justo para o lado da oferta, que deve cobrir seus custos e ainda ter um retorno sobre o capital investido, quanto do lado da demanda, que precisa de um serviço de qualidade e a um preço justo.

Dentro da tarifa regulada através do *price cap*, que é estipulada por lei para as diferentes classes de consumo, existem duas parcelas, denominadas A e B que englobam uma série de custos que tem grande impacto no preço final da tarifa. São elas a parcela A, referente aos custos não gerenciáveis, que são os encargos setoriais, a compra de energia e os encargos

de uso da energia elétrica. E a parcela B, referente aos custos gerenciáveis da distribuidora que são os custos operacionais e as despesas com o investimento.

O preço da tarifa pode ser reposicionado ou recalculado ao longo do período de vigência da última revisão tarifária, com o intuito de reestabelecer o equilíbrio econômico financeiro entre a distribuidora e os consumidores.

Portanto, conclui-se que a tarifa de energia elétrica, que é intrínseca a um monopólio natural que serve como equilíbrio entre a oferta e a demanda do setor, é ajustada pela metodologia Price Cap, em que é fixado um preço teto ou limite na tarifa, como o objetivo do regulador limitar a atuação das empresas do monopólio em diminuir o bem estar social da sociedade. Foi, também, constatado que a tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas, uma referente aos custos gerenciáveis e outra referente aos não gerenciáveis, logo a empresa que consegue diminuir seus custos gerenciáveis, tem uma vantagem dentro do sistema de *price cap*, pois como o preço é fixado em um limite, reduzindo seus custos ela consegue obter uma maior margem de lucro, até o momento que seja feito a revisão tarifaria e novos limites de preço sejam reestabelecidos.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 19 abr. 2014

ARMSTRONG, M., COWAN, S., VICKERS, J. **Regulatory reform: economic analysis and British experience**. MIT Press, 1994.

BRAEUTIGAM, R., PANZAR, J. **Effects of the change from rate-of-the-return to price-cap regulation**. American Economic Review, May 1993.

BREYER, S. **Regulation and its reform**. Harvard University Press, 1982. In: PIRES, J. C. L.; PICCINI, M. S. Rio de Janeiro: IPEA, 1998.

CARÇÃO, João Francisco de Castro. **Tarifas de energia elétrica no Brasil**. 2011. 103 f. Tese (Mestrado em Engenharia) – Área de Sistemas de Potência, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

CPFL. **Visão Geral do Setor de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.cpfrenovaveis.com.br/ri/show.aspx?idCanal=wku79TYTX/RcDEOqPKDN6Q==>>. Acesso em: Out 2014.

DAVI, Marcelo. **Problemas Fundamentais da Economia**. Disponível em: <<http://meuartigo.brasilecola.com/administracao/problemas-fundamentais-economia.htm>>. Acesso em: Out 2014.

FIRJAN. **Estudo para o desenvolvimento do estado do Rio de Janeiro: Quanto custa a energia elétrica para a indústria no Brasil?**. Nº 8, Rio de Janeiro. Agosto, 2011.

GOLDEMBERG, José; LUCON, Oswaldo. **Energias renováveis: um futuro sustentável**. Rev. USP, São Paulo, n. 72, fev. 2007.

GOLDEMBERG, José. **Energia e desenvolvimento**. Estud. av., São Paulo, v. 12, n. 33, Aug. 1998 . Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40141998000200002&lng=en&nrm=iso>. Acesso em 10 Out. 2014.

HAGE et al. **A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica: Teoria e Aplicação**. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2011. 276 p.

HINRICHS, R.; KLEINBACH, M. H.; REIS, L. B. **Energia e meio ambiente**. São Paulo: Cengage Learning, 2010.

JARDIM, Priscila Nunes Fraga Maia. **Ganhos e perdas com a implementação do atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro**. 2013. 117 f. (Tese de Mestrado) Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio do Janeiro, 2013.

KESSLER, Marcos Rodolfo (2007). **A regulação econômica no setor elétrico brasileiro: teoria e evidências**. Porto Alegre, 2006

LITTLECHILD, S. (1983). **Regulation of British telecommunications profitability**. HMSO. In: PIRES, J. C. L.; PICCINI, M. S. Rio de Janeiro: IPEA, 1998.

LEMOS, Idelton. **Fontes alternativas de energia na geração de eletricidade Aplicações e perspectivas da células fotovoltaicas e Outras fontes de energia**. 2005. 101 f. Departamento de Engenharia da Universidade Federal de Lavras, 2005.

NEVES, Cheryl Lopes. **Sistema Portuário Brasileiro e sua Eficiência: Um Estudo Sobre o Porto de Santos**. 2010. 100 f. Departamento Ciências Econômicas da Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.

NICOLAU, J. A. Economia Industrial. Florianópolis: Departamento de Ciências Econômicas/ UFSC, 2010.

MAFRA, Débora Dutra. **Análise da Composição Tarifária de Energia Elétrica em Santa Catarina**. 2010. 90 f. Departamento Ciências Econômicas da Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.

MARTINS, Vinicius Alvez Portela. **Regulação e Defesa Concorrência**. Brasil: Editora Elsevier Trade, 2014. 208 p.

MEIRELLES, Dimária Silva. **Teorias de mercado e regulação: por que os mercados e o governo falham?** Cad. EBAPE.BR vol.8 no.4 Rio de Janeiro Dec. 2010

PINDYCK. R., RUBINFELD, D. **Microeconomia**. 5 ed. São Paulo: Prentice Hall, 2002.

PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel. L. **Microeconomia**. 7. Ed., São Paulo: Ed Prentice Hall, 2010. 647 p.

PEANO, Claudia de Rosa. **Regulação Tarifária do Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: Uma análise metodológica de revisão tarifária adotada pela ANEEL**. 2005. 102 f. (Tese de Mestrado) – Instituto de Eletrotécnica e Energia/Escola Politécnica/Faculdade de Economia e Administração de São Paulo – USP, São Paulo, 2005

PINHO, D. VASCONCELLOS, M. Manual de Economia. 5 ed. São Paulo: Saraiva, 2007

PIRES, J. C. L.; PICCINI, M. S. **Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro**. Rio de Janeiro: IPEA, 1998.

PONTES, João Randolfo. **Negócios e seus fundamentos básicos**. Departamento de Economia da UFSC 2010

RESENDE, M. **Regimes regulatórios: possibilidades e limites**. Pesquisa e Planejamento Econômico, v.27, n.3, 1997.

SAINTIVE, Marcelo Barbosa; CHACUR, Regina Simões. **A Regulação Tarifária e o Comportamento dos Preços Administrados**. SEAE/MF Documento de Trabalho n° 33. 2006.

SAMUELSON Paul A., NORDHAUS William D., *Economia*, 18ª Edição, McGraw-Hill, Madrid, 2005

SAMUELSON, Paul A.; NORDHAUS, Willian D.. **Economia**. 14. ed. São Paulo: MC Graw-Hill, 1993.

SANTOS, S. E. Paulo. **Tarifas de Energia Elétrica: Estrutura Tarifária**. Rio de Janeiro: Interciência, 2011. 128 p.

Savoia, Ricardo; Moreira, Fátima R.V. **Métodos de Precificação, Tarifação e Tributação**. In: Mercados e Regulação de Energia Elétrica. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2012

VARIAN, Hal R.. **MICROECONOMIA: Uma Abordagem Moderna**. 8 Ed. 2012.

VISCUSI, W.Kip; VERNON, John M.; HARRINGTON, Joseph E. **Economics of Regulation and Antitrust**. 2.ed. Cambridge: MIT , 1996.