

**Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia de Energia**

**ANÁLISE DOS COMPONENTES DO FATOR X NO
MODELO TARIFÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA NO
TERCEIRO CICLO DE REVISÃO TARIÁFIA
PERIÓDICA**

**Autores: Rafael Lima de Almeida
Thalita Clemente Couto
Orientador: Prof.^a Dr.^a Paula Meyer Soares**

**Brasília, DF
2016**



**RAFAEL LIMA DE ALMEIDA
THALITA CLEMENTE COUTO**

**ANÁLISE DOS COMPONENTES DO FATOR X NO MODELO TARIFÁRIO DE
ENERGIA ELÉTRICA NO TERCEIRO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA
PERIÓDICA**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof.^a Dr.^a Paula Meyer Soares

**Brasília-DF
2016**

CIP – Catalogação Internacional da Publicação*

Almeida, Rafael Lima; Couto, Thalita Clemente.

Análise dos componentes do Fator X no modelo tarifário de energia elétrica no terceiro ciclo de revisão tarifária periódica/
Almeida, Rafael Lima; Couto, Thalita Clemente.

Brasília: UnB, 2016. 60 p.: il.; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília
Faculdade do Gama, Brasília, 2016. Orientação: Prof.^a Dr.^a
Paula Meyer Soares

1. Fator X 2. Tarifa de Energia. 3. Parcela B I. Soares, Paula M.
II. Análise do Fator X no modelo tarifário de energia elétrica

CDU Classificação



**ANÁLISE DOS COMPONENTES DO FATOR X NO MODELO TARIFÁRIO DE
ENERGIA ELÉTRICA NO TERCEIRO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA
PERIÓDICA**

Rafael Lima de Almeida e Thalita Clemente Couto

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em (27/06/2016) apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Prof.^a Dr.^a: Paula Meyer Soares UnB/ FGA
Orientadora

Prof. Dr.: Fernando Paiva Scardua UnB/ FGA
Membro Convidado

Prof. Dr.: Flávio Henrique J. R. da Silva, UnB/ FGA
Membro Convidado

Brasília-DF
2016

Esse trabalho é dedicado a Professora Paula, que nos auxiliou e se fez presente, nos guiando durante todo o desenvolvimento deste trabalho e se tornando uma grande amiga.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos primeiramente a Deus, por ter tornado possível a consolidação de mais uma etapa. A Ele somos gratos pelo imenso dom da vida e por nossa redenção, que nos faz trabalhar sempre à espera do Eterno.

Aos nossos familiares, pelo apoio em todos os momentos da trajetória, nos encorajando para sempre progredirmos profissionalmente e pessoalmente.

Aos nossos amigos, que nos acompanharam e ajudaram tanto nos momentos bons, quanto nos períodos difíceis do percurso acadêmico.

Aos nossos professores, pelos ensinamentos, pela paciência e pela dedicação ao nos transmitirem o conhecimento.

À nossa orientadora, sempre atenciosa, pelo auxílio e colaboração para a realização deste trabalho.

Aos senhores Elton e Hálisson por toda a atenção, incentivo e empenho em nos auxiliar na formação do conhecimento para a realização deste.

À Universidade de Brasília, pela disponibilização de toda a estrutura para a nossa formação.

A todas as pessoas que, de certa forma, participaram e contribuíram para o nosso desenvolvimento.

RESUMO

O estrangulamento do setor elétrico constitui-se em um episódio atual resultante do modelo centralizado e operado em uma grande escala herdado nos idos de 1960. Os setores de infraestrutura eram considerados monopólios naturais, devido aos atributos econômicos. Porém, durante as últimas décadas, vem ocorrendo a substituição da participação do estado pela iniciativa privada, acarretando uma migração do modelo tarifário custo de serviço para o *price cap*. O referido trabalho tem o objetivo de fazer uma análise no Fator X inserido na parcela B (custos gerenciáveis) da tarifa de energia, visando à modicidade tarifária assim como incentivar a melhoria na qualidade de serviço das concessionárias. Para tanto foram captadas informações das notas técnicas do banco de dados da ANEEL e realizada comparação entre oito concessionárias de diversas regiões do Brasil. De acordo com os dados analisados e juntamente com os estudos de órgãos como GESEL e DIEESE, aferiu-se que o Fator X influencia de forma modesta no valor da parcela B, atuando em menos de terço do valor final da tarifa repassada ao consumidor. Portanto, o Fator X mesmo sendo uma iniciativa que auxilia na melhoria da qualidade de serviço prestado pelas distribuidoras, não é preeminente no valor final da tarifa.

Palavras-chave: Fator X. Tarifa de energia. Parcela B.

ABSTRACT

The strangulation on the electric power industry constitutes in an actual episode of the centralized and operated model in a large scale inherited by the 1960's. The infrastructure sectors were considered natural monopolies due the economic attributes. However, during the last decades has been taking place the replacement of state participation by the private sector, resulting in a migration of the tariff model from service cost to the price cap. This work is intended to make an analysis on the X factor inserted in part B (manageable costs) of the electricity tariff, aiming the affordability tariff as well as encouraging the improvement in the quality service of the concessionaries. Therefore, information was collected from ANEEL technical notes and a comparison between 8 utilities power distributors from different regions of Brazil. According to the analyzed data and along with studies from agencies as GESEL and DIEESE, gauged that the X factor influence modestly on the price of the part "B", acting in less than a third part or the tariff passed to the final costumer. Finally, even if the X factor being an initiative that assists in improving the service quality, it does not have great influence on the final value of the fare.

Keywords: X Factor. Power Tariff. Parcel B.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-Receita Revisada	34
Figura 2- Regime de Regulação por Incentivos – Preços Máximos..	41
Figura 3 - Histórico das tarifas de energia no 1º CRTP para a classe industrial.	51
Figura 4 - Histórico das tarifas de energia no 2º CRTP para a classe industrial.	52
Figura 5- Histórico das tarifas de energia no 3º CRTP – classe industrial.	54
Figura 6- Histórico das tarifas de energia no 1º CRTP – classe residencial.....	51
Figura 7- Histórico das tarifas de energia no 2º CRTP – classe residencial.....	53
Figura 8- Histórico das tarifas de energia no 3º CRTP – classe residencial.....	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Indicadores Comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos.....	46
Tabela 2 - Indicadores Técnicos a serem considerados no Mecanismo de Incentivos.	46
Tabela 3 - Valores finais dos pesos para concessionárias com mais de 60 mil unidades consumidoras.	47
Tabela 4 - Valores finais dos pesos para concessionárias com menos de 60 mil unidades consumidoras.	48
Tabela 5 - Tarifas de Energia por Classe de Consumo no 1º CRTP.....	51
Tabela 6 - Tarifas de Energia por Classe de Consumo no 2º CRTP.....	52
Tabela 7 - Tarifas de Energia por Classe de Consumo no 3º CRTP.....	54
Tabela 8 - Dados gerais, componentes do Fator X e dados financeiros referentes às empresas selecionadas referentes ao Terceiros Ciclo de Revisão Tarifária Periódica.	57
Tabela 9 - Dados referentes às parcelas “A” e “B” da tarifa de energia elétrica referente ao Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias escolhidas.	59
Tabela 10 - Participação da Parcela “B” na tarifa final de Energia Elétrica	61

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
BB1	Base blindada
BBR	Base de Remuneração Regulatória
BT	British Telecom
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CRTP	Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
CEB	Companhia Energética de Brasília
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais Distribuição S/A
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CEEE	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
T	Componente da Trajetória dos Custos Operacionais
Pd	Componente de Ganho de Produtividade
CECA	Comunidade Europeia do Carvão e do Aço
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
DIEESE	Departamento Intersindical de Estatística e Estudos
DNAE	Departamento Nacional de Águas e Energia
DANEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unid. Consumidora
FER	Frequência Equivalente de Reclamação
FHC	Fernando Henrique Cardoso
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico

LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S. A
MME	Ministério de Minas e Energia
NDRC	National Development and Reform Commission
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLANTS PEP	Índice preço de eletricidade no atacado na Europa
RT	Reposicionamento Tarifário
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido

Sumário

1. INTRODUÇÃO	15
1.1. ASPECTOS GERAIS	15
1.2. OBJETIVOS E METAS DO TRABALHO	16
1.2.1. Objetivo Geral	16
1.2.2. Objetivos específicos	16
1.3. METODOLOGIA	16
1.3.1. Revisão Bibliográfica	17
1.3.2. Análise Comparativa das Concessionárias	17
1.3.3 Entrevista Semiestruturada	18
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1. HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	19
2.1.1. Agentes Institucionais	20
2.2. MODELOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA	24
2.2.1. Modelo de tarifação pelo Custo de Serviço	24
2.2.2. Modelo de tarifação pelo Custo Marginal	25
2.2.3. Modelo de tarifação pelo <i>Price Cap</i>	26
2.3. MODELOS TARIFÁRIOS INTERNACIONAIS	27
2.3.1. União Europeia:	27
2.3.2. Estados Unidos:	28
2.3.3. China:	29
2.3.4. O Brasil no Contexto Internacional:	29
2.4. TARIFAS	30
2.5. REVISÕES TARIFÁRIAS	31
2.5.1. Revisão tarifária periódica	31
2.5.2. Reajuste tarifário anual	32
2.5.3. Revisão tarifária extraordinária	33
2.6. CICLOS DAS REVISÕES TARIFÁRIAS PERIÓDICAS – CRTPs	33
2.6.1. Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica	34
2.6.2. Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica	35
2.6.3. Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica	36
2.7 VISÃO GERAL DO CÁLCULO TARIFÁRIO	37
2.8. FATOR X	39
2.8.1. Introdução do Fator X na tarifa de energia elétrica	39
2.9. CÁLCULO DO FATOR X	41
2.9.1. Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição (Pd)	44
2.9.2. Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor (Q)	45
2.9.3. Trajetória de custos operacionais (T)	48
3. RESULTADOS E DISCUSSÃO	50
3.1. FORNECIMENTO DE ENERGIA NO BRASIL POR CLASSE DE CONSUMO	50
3.2. ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DOS FATORES CONSTITUINTES DA TARIFA DE ENERGIA	57
3.3. ANÁLISE DA PARTICIPAÇÃO DA PARCELA “A” E “B” NA TARIFA DE ENERGIA	59
3.3.1. Análise da participação da Parcela “B” nos dois últimos CRTP	61
4. CONSIDERAÇÕES FINAIS	63
5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66
ANEXO I - Perguntas Entrevista	72
ANEXO II - Valores Nominais das Tarifas Médias de Energia por Classe de Consumo	73
ANEXO III – Variação média da tarifa de energia ano a ano por classes de consumo	74

“Somos responsáveis por aquilo que fazemos, o que não fazemos e o que impedimos de ser feito.”

Albert Camus

1. INTRODUÇÃO

1.1. ASPECTOS GERAIS

Considerando o panorama mundial atual, em que a energia é algo fundamental para os processos produtivos assim como para o avanço do mundo contemporâneo, fica cada vez mais evidente a necessidade de investimentos e estudos no segmento energético.

Nos últimos anos, graças ao aperfeiçoamento de novas metodologias de mensuração da produtividade, o uso e consumo de energia ao longo da cadeia produtiva permitiu a otimização desses processos. Somado a isso, o marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro ajustou-se para a concepção de um sistema produtivo de energia eficiente e regulado por órgãos especializados.

Na década de 1990, após a privatização do setor, foram criados alguns órgãos de fiscalização e regulação, tais como Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE e Operador Nacional do Sistema – ONS. Isso possibilitou ao Governo Federal concentrar seus esforços na qualidade do serviço e do produto.

Diante da crise econômica, o órgão regulador percebeu a necessidade da implantação de um instrumento que viabilizasse o equilíbrio econômico da concessionária e o preço justo para o consumidor.

O Fator X, que já era adotado em outros países, se estabeleceu então como um fator inserido na tarifa de energia elétrica também no Brasil. Com o objetivo de repassar os ganhos em eficiência e produtividade para os consumidores finais, favorece o desenvolvimento da distribuidora e incentiva a modicidade tarifária.

A partir das experiências do uso do Fator X, no Brasil e em outros países, observou-se que há aspectos quantitativos para o cálculo do mesmo que vem sendo aprimorados constantemente, levando com que alcance seus objetivos de forma cada vez mais eficiente. Ou seja, mesmo sendo relativamente recente no mercado de energia, já há melhorias sendo implementadas nos parâmetros utilizados.

1.2. OBJETIVOS E METAS DO TRABALHO

1.2.1. Objetivo Geral

O objetivo do presente trabalho é analisar o comportamento dos componentes do Fator X na parcela B e no valor final da tarifa de energia elétrica para o terceiro ciclo de revisão tarifária periódica e os consequentes ganhos repassados ao consumidor.

1.2.2. Objetivos específicos

- Apresentar, dentro de uma perspectiva histórica, a evolução do setor elétrico brasileiro e seus agentes institucionais;
- Apresentar os modelos de regulações tarifárias;
- Retratar alguns modelos tarifários internacionais;
- Apresentar os tipos de revisões tarifárias;
- Descrever os ciclos de revisões tarifárias periódicos;
- Apresentar a metodologia de cálculo da tarifa de energia;
- Exibir os componentes do Fator X;
- Apresentar o comportamento das tarifas médias de energia no Brasil em diferentes classes de consumo;
- Analisar o comportamento das tarifas das concessionárias selecionadas no terceiro ciclo de revisão tarifária periódica.
- Verificar influência dos componentes do Fator X na parcela B e sua consequência no valor da tarifa final.

1.3. METODOLOGIA

A realização do referido estudo baseou-se em pesquisa bibliográfica referente à tarifa de energia, ciclos tarifários, componentes do Fator X e demais conceitos considerados essenciais para a evolução do trabalho.

Segundo Gil (1999), a revisão bibliográfica é elaborada de acordo um material já desenvolvido, composto principalmente de livros e artigos científicos. A principal vantagem da pesquisa bibliográfica é possibilitar a abrangência de diversos conteúdos os quais não seriam viáveis pesquisar diretamente.

Foram utilizados dados secundários relativos à tarifa de energia no terceiro ciclo para a realização da análise comparativa entre as concessionárias de energia das regiões Sul, Sudeste, Norte e Nordeste.

Por fim, a fim de elucidar alguns aspectos dos componentes do Fator X, foi realizada entrevista semiestruturada com técnicos e especialistas em tarifação e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

1.3.1. Revisão Bibliográfica

Primeiramente, foi realizado um levantamento da contextualização do setor elétrico brasileiro, assim como seus agentes institucionais. Para se entender melhor como se deu o surgimento da tarifa de energia, apresentou-se os modelos de regulação tarifários nacionais e internacionais.

Foram feitas pesquisas na base de dados da ANEEL, que disponibiliza as notas técnicas introduzindo os dados das revisões tarifárias. Também se utilizou de pesquisas de artigos científicos que abrangem o escopo dos temas principais do referido trabalho.

Os tipos de revisões tarifárias foram retratados ao longo do texto para se compreender como é a periodicidade desses ajustes realizados. Em seguida, discorreu-se sobre os ciclos das revisões tarifárias periódicas.

Em seguida, introduziu-se um breve memorial de cálculos do Fator X, apresentando seus respectivos elementos: ganhos de produtividade (Pd), qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor (Q), e a trajetória de custos operacionais (T).

1.3.2. Análise Comparativa das Concessionárias

Foram levantados os dados das tarifas médias em algumas classes de consumo no período de 2003 a 2014. Esse período de abrangência consiste somente para os dados das tarifas médias das classes de consumo consideradas mais relevantes para o referido estudo. Tal período foi estabelecido somente para vias de análise das tarifas médias em relação ao IGP-M médio para cada ano.

Foram selecionadas oito concessionárias das regiões brasileiras consideradas de maior relevância econômica e social: Sudeste, Nordeste e Sul. As distribuidoras selecionadas atenderam à critérios de semelhança no que tange ao número de usuários, área de concessão (km²), credibilidade da mesma na região,

etc. Assim, selecionou-se três empresas para a região Sudeste, três para a região Nordeste e 2 para a região Sul. Essas análises foram realizadas somente visando a compreensão do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica.

Ao se avaliar as notas técnicas referentes ao Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, percebeu-se que alguns dados divulgados eram comuns em todas as notas técnicas. Assim, escolheu-se elaborar Tabelas comparativas entre eles para que fosse possível uma percepção mais apurada da influência do Fator X na revisão periódica.

1.3.3 Entrevista Semiestruturada

Para um aprimoramento dos resultados do referido trabalho, utilizou-se de uma entrevista semiestruturada na ANEEL. Segundo Boni (2005), entrevistas semiestruturadas consistem na conjunção de indagações abertas e fechadas, em que o responsável por fornecer o conhecimento possui a possibilidade de discorrer sobre o assunto referido. Um aglomerado de perguntas deve ser previamente estabelecido pelo explorador, as quais são aplicadas de uma forma análoga a um diálogo informal, podendo realizar perguntas adicionais.

Levantou-se uma lista de perguntas pré-selecionadas (ANEXO I), para que alguns questionamentos pudessem ser solucionados, acrescentando ao corpo do texto como um complemento às informações obtidas.

A realização da entrevista semiestruturada possibilitou a compreensão de alguns aspectos mencionados nas notas técnicas da ANEEL relativas aos parâmetros do Fator X no Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

No Brasil, o marco inicial da chegada de energia foi o ano de 1879, quando se inaugurou a prestabilidade contínua de iluminação elétrica na estação central da ferrovia Dom Pedro II, no Rio de Janeiro. Posteriormente, em Diamantina, no estado de Minas Gerais, em 1883, foi edificada a primeira instalação hidrelétrica brasileira (GOMES et. all, 2006).

Os setores de infraestrutura na época eram considerados monopólios naturais. Segundo Pires & Piccinini (1999, p. 219),

A situação de monopólio natural pode ser definida como aquela na qual uma única firma provê o mercado a um menor custo do que qualquer outra situação, dado um determinado nível de demanda, devido ao aproveitamento máximo das economias de escala e de escopo existentes.

Durante as últimas décadas, a economia mundial tem demonstrado uma propensão à redução da participação do Estado na economia, concomitantemente à expansão da iniciativa privada. A inserção da competitividade dos mercados nos setores anteriormente estatais corrobora para uma desregulamentação no serviço público. Essa competição dos setores de energia elétrica dar-se-á pelo intuito da melhoria na eficiência econômica (LEITE et. all, 2006).

A liberalização do setor elétrico para a iniciativa privada requer, por sua vez, a adoção de mecanismos de controle e fiscalização que garantam a efetivação do serviço. Considerando esse aspecto, a regulação do setor se faz necessária de tal modo a garantir o serviço para o consumidor ao menor custo, compatibilizando os níveis adequados para a obtenção da melhor qualidade de energia, evitando assim o abuso por parte do poder do monopólio (PIRES & PICCININI, 1999).

A origem do marco regulatório do sistema elétrico brasileiro data dos idos dos anos 1930, com a criação do Código de Águas (Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934) que tratava da submissão das concessões e autorizações tangentes à exploração da energia hidráulica e serviços de transmissão, transformação e distribuição (GOMES et. all, 2006).

A evolução regulatória possui caráter incisivo no interesse dos consumidores, pois, mesmo com a inserção da indústria e normas no mercado, essa evolução ocorre especificamente para o setor de geração de energia elétrica; quanto

ao alcance da transmissão e distribuição, persistirão como monopólios naturais (PIRES & PICCININI, 1998).

2.1.1. Agentes Institucionais

Nos anos 1920, a economia brasileira adotava um modelo agroexportador; a maior parte da população vivia no meio rural. O potencial hídrico do país era gigantesco, porém ainda desconhecido e inexplorado para fins produtivos. Na época, o setor elétrico brasileiro era controlado, fiscalizado e regulamentado por uma Comissão de Estudos de Forças Hidráulicas, vinculada ao Ministério da Agricultura, Indústria e Comércio (ANEEL, 2015).

Com a eclosão da Grande Depressão em 1929, o país inicia um movimento pró-industrialização. O abandono do modelo agroexportador para o modelo industrial exigiu a consolidação do setor elétrico.

Em 1933, foi criada a Diretoria de Águas com o intuito de gerir os recursos hídricos no país. Segundo Saes (2011), em 1934, a reforma foi iniciada pelo ministro da agricultura Juarez Távora, estabelecendo os recursos minerais e hídricos como patrimônios inalienáveis da nação. Criou-se o Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM, órgão que possui a finalidade de planejar e fomentar a exploração mineral, assim como fiscalizar as atividades de mineração (DNPM, 2015).

Com a expansão do setor industrial no Brasil, a demanda por recursos energéticos tornou-se o tema central nas decisões do governo. A indústria brasileira consolidou-se e importantes seguimentos intensivos em energia estabeleceram-se nesse período, tais como: siderúrgica, metalúrgica, têxtil, automotiva e construção civil.

Em 1939, foi criado um órgão consultor, ligado à presidência da República, chamado Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE. Sua função era orientar e controlar os recursos hidráulicos e de energia elétrica. Tinha autonomia em todo o Brasil e possuía também poderes executivos (ANEEL, 2015).

Constatando a necessidade de planejamento do setor para a expansão da geração de energia e a viabilidade do financiamento dessa produção, em meados dos anos 40, foi introduzida a intervenção estatal (LORENZO, 2002).

Durante o período dos anos 1960 a 1980, o país desenvolveu um modelo do setor elétrico centralizado e coordenado por uma empresa estatal, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS. Esse modelo visava o aproveitamento do

potencial hídrico brasileiro por meio da construção de usinas de grande porte (FERREIRA, 2008).

No ano de 1960, durante o governo de Juscelino Kubitschek, foi criado o Ministério de Minas e Energia - MME (Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960) com a finalidade de formular, implementar e planejar as políticas públicas do setor energético. Finalmente os assuntos ligados à Energia Elétrica foram desvinculados do Ministério da Agricultura. É importante ressaltar que o MME era subordinado à CNAEE (COPEL, 2014).

Neste mesmo período foi criada a ELETROBRAS que em 1961 absorveu muitas das funções da CNAEE. O projeto de criação da ELETROBRAS vinha sendo discutido desde o Governo Vargas e só foi finalizado por João Goulart com inauguração em 1962. A criação da empresa gerou uma expectativa de superação de uma grande crise de oferta e demanda no Sistema Interligado Nacional - SIN. Para isso, ela vinha com uma proposta de construção de novas usinas e de instalação de mais linhas de alta tensão em todo o território brasileiro (ELETROBRAS, 2002).

Em dezembro de 1965, foi criado, dentro do MME, o Departamento Nacional de Águas e Energia – DNAE, que tinha finalidade muito aproximada à do CNAEE. Contudo, não ficou explícito que o CNAEE não deveria mais intervir em assuntos competentes ao DNAE. Isso afetou as políticas energéticas nos anos posteriores (ANEEL, 2015).

Com a edição do Decreto nº 63.951, de 31 de dezembro de 1968, o impasse entre o DNAE e o CNAEE foi solucionado, atribuindo ao DNAE um novo nome: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE e designando ao mesmo todas as funções que o CNAEE ainda possuía (ANEEL, 2015).

Em 1977, foi editada a Portaria nº 234 que aprovou o regimento interno do DNAEE, com objetivo explícito no primeiro parágrafo do referido documento, que segue abaixo:

Art.1º - O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, instituído pela Lei nº 4.904, de 17 de dezembro de 1965, com autonomia financeira assegurada pelo art. 18 do Decreto nº 75.468 de 11 de março de 1975, é o Órgão Central de Direção Superior responsável pelo planejamento, coordenação e execução dos estudos hidrológicos em todo o território nacional; pela supervisão, fiscalização e controle dos aproveitamentos das águas que alteram o seu regime; bem como pela supervisão, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade.

Nos anos 1980, com o arrefecimento da economia mundial, o país mergulha em uma crise fiscal e econômica profunda. A desaceleração da produção interna e o desejo de manter o desempenho econômico da década anterior levaram o governo a adotar medidas de expansão de gastos públicos e emissão de moeda. O Resultado foi uma crise fiscal caracterizada por desequilíbrio nos centros públicos. O setor elétrico brasileiro sofreu os efeitos da desaceleração econômica ocorrida nesse período.

Nos anos 1990, houve importantes mudanças no setor elétrico brasileiro visando corrigir tais desequilíbrios. No governo do então presidente Fernando Henrique Cardoso – FHC iniciou-se um processo de modernização do setor por meio de privatizações, algumas reformas setoriais e a criação de órgãos importantes para o setor, como a ANEEL e a ONS.

No governo FHC, a ANEEL foi criada por meio da edição da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. A Agência reguladora é uma autarquia em regime especial que está vinculada ao MME e foi instituída com o objetivo de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal (MME, 2016).

Com a publicação do Regimento Interno da ANEEL, que se deu através da publicação do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, foi extinto o DNAEE.

A ANEEL tem como missão “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade” (ANEEL, 2015).

A criação da ANEEL foi uma tentativa de tentar solucionar a falta de um órgão setorial que tivesse autonomia total para a regulação e arbitragem de conflitos que aconteciam entre o Estado, as prestadoras de serviços e os consumidores (Gonçalves, 2009).

No ano de 1998, através da Lei nº 9.648/98, foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Cabe a ele a coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, sob fiscalização da ANEEL. Segundo Gonçalves (2009) também é função do ONS: garantir acesso à rede de transmissão a todos; promover a melhoria do operacional do SIN; ações ligadas ao planejamento, programação operacional e despacho

centralizado da geração; incentivos quanto à expansão do sistema aos menores custos; e a administração das redes básicas de transporte energia (ONS, 2016).

Contudo, as mudanças ocorridas nos anos 1990 ainda não conseguiram solucionar problemas que vinham ocorrendo no setor, e que terminaram ocasionando o racionamento de energia que ocorreu em 2001. Segundo Mocelin (2004), apesar de o racionamento ter sido associado às secas, o evento foi um ponto extremo resultante de faltas de investimento no setor elétrico ao longo dos anos.

O Governo Nacional começou o processo de reorganização da Indústria de Energia Elétrica no Brasil ainda em outubro de 2001, percebendo os problemas operacionais existentes e visando adequar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor. Após a eleição presidencial de 2002, foi apresentado um Novo Modelo Setorial, que possuíam três finalidades principais: garantir o suprimento de energia elétrica; buscar a modicidade tarifária; e promover a universalização do acesso à energia elétrica (Gonçalves, 2009).

Em 2012, uma crise hídrica assola os reservatórios das principais hidrelétricas no país. A duração dessa estiagem obrigou na época o acionamento das térmicas e o resultado foi a elevação da tarifa de energia elétrica no longo prazo.

Em meio a essa crise hídrica, em 2012, a presidente Dilma Rousseff visando promover uma política tarifária módica para o consumidor final editou a MP 579/12 que previa redução média das tarifas de 16% a 18% para os consumidores cativos e industriais. Essa medida provocou insegurança jurídica no meio empresarial de energia uma vez que antecipou a renovação de alguns contratos de concessão que estavam a vencer em 2015 e 2017 respectivamente. Na época, as concessões de 20% do parque gerador, 67% do sistema de transmissão e 35% da distribuição. Algumas empresas concessionárias aderiram a nova regra e varias outras não, o que acabou gerando um aumento da insegurança do retorno dos investimentos realizados pelos agentes no setor (TCU, 2014).

Segundo o TCU (2014), as implicações da Lei nº 12.783/2013 (oriunda da MP 579/2012) em conjunto com a ausência de oferta de energia devido à falta de investimentos no setor associado à hidrologia desfavorável e o intenso despacho de térmicas e, ainda, a tendência de elevação do Preço da Liquidação das Diferenças,

colocou em risco a sustentabilidade do setor elétrico, obrigando as distribuidoras a recorrerem ao mercado de curto prazo frequentemente.

Finalmente, é necessário a compreensão da dimensão que hoje o mercado regulador Brasileiro desempenha através da ANEEL e como isso chega ao consumidor final.

2.2. MODELOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA

Uma agência reguladora é um órgão independente no que diz respeito às questões políticas para a obtenção de um controle ao atendimento dos contratos de concessão, de forma a garantir a sustentabilidade do segmento ao longo prazo. Essas agências são responsáveis pelo cálculo do valor da tarifa (ACENDE BRASIL, 2007).

No âmbito do mercado de energia, é importante a definição dos níveis de tarifa de tal modo a gerar o equilíbrio entre os investimentos realizados pelas concessionárias e o benefício na tarifa do consumidor. Para o alcance desse equilíbrio e estruturação da tarifa “ideal”, são necessárias informações precisas e confiáveis que reflitam os custos de regulação (SILVA, 2006).

O setor elétrico compreende um modelo de regulação tarifária composto basicamente por três segmentos: tarifação pelo custo de serviço, tarifação pelo custo marginal e o *price cap*. Abaixo consta uma apresentação sobre cada tarifação.

2.2.1. Modelo de tarifação pelo Custo de Serviço

No final do século XIX, motivado pelo início da regulação dos monopólios privados de serviço público nos Estados Unidos da América, surgiu o modelo de regulação de custo de serviço, também conhecida como regulação pela Taxa Interna de Retorno - TIR. Tradicionalmente podemos definir esse tipo de regulação como aquela que permite que o preço seja capaz de superar os custos operacionais envolvidos, além de garantir que todos os investimentos que foram concretizados no aumento da qualidade da prestação de serviços possam alcançar uma taxa de retorno favorável à concessionária (EL HAGE et. all, 2011).

O que chamamos de “custo de serviço” ou “remuneração garantida” é geralmente utilizado para concessões em serviços de utilidade pública. Nesse regime, se garante à empresa concessionária tanto a sustentabilidade financeiro-econômica por meio de uma remuneração que proporciona uma atratividade real

para o negócio, quanto a cobertura de seus custos totais, refletindo assim o seu custo de oportunidade (SILVA, 2006).

Contudo, desde o início da implantação desse regime, foram percebidos dois grandes problemas: a ausência de incentivos para que as empresas concessionárias invistam na eficiência do seu negócio e a grande impossibilidade de um real levantamento do custo de oportunidade e do valor de base de remuneração do capital. Outro grande problema constatado foi que, como o custo de oportunidade necessita do uso de técnicas financeiras, há alguns fatores determinantes que sofrem com o problema do desencontro de informações. Tais informações podem ser manipuladas pelas concessionárias reguladas para que obtenham um lucro maior, impossibilitando uma boa regulação pelo órgão responsável. Acontece também de, em alguns casos, o regulado investir em diversos aspectos com o intuito de obter um maior lucro em cima desse capital adicional (SILVA, 2006).

A propagação desse método se deu após a regulação de monopólios e serviços públicos no final do século passado. Nesse mesmo período, outros países costumavam praticar ações governamentais diretas, não necessitando, diante do processo utilizado, de uma regulação específica (PIRES & PICCININI, 1999).

Logo, apresenta-se como vantagem a expansão das redes de distribuição, pois fornece segurança ao investimento. Quanto à desvantagem enquadra-se um déficit no estímulo da produtividade, pois as despesas das empresas serão cobertas sem levar em consideração uma análise do seu nível de desenvolvimento (ACENDE BRASIL, 2007).

2.2.2. Modelo de tarifação pelo Custo Marginal

A tarifação pelo custo marginal repassa para o consumidor um preço com a participação de incrementos relevantes para o seu total atendimento. Seu objetivo é o alcance de melhor eficiência econômica por meio do caráter de multiproduto no setor elétrico. Pires & Piccinini (1999) definem esse caráter no contexto em que:

Embora a indústria de energia elétrica tenha um único produto, as características de demanda (tipos, tamanhos e hábitos diferentes dos consumidores) e oferta (produção diferenciada por estações do ano, requerimentos de oferta diferentes por tipo de consumidor etc.) permitem segmentar a energia produzida em “diversos” produtos.

Como consequência da implantação dessa estrutura, houve a elaboração de um modelo de custos que gerasse o melhor preço para o aproveitamento da

capacidade instalada sem a necessidade de crescimento do sistema. Também está relacionado como resultado, o surgimento de áreas dos mercados desregulados, como, por exemplo, os mercados *spots*. (PIRES & PICCININI, 1999)

O termo “*spot*” vem do inglês e significa “imediate”, “instantâneo”. Já “mercado *spot*” é utilizado justamente para designar as negociações e transações nas quais se tem o produto à pronta entrega, ou seja, pode ser entregue imediatamente, mediante um pagamento à vista. O mercado spot iniciou-se em transações de mercadorias de cunho agrícola e abrangia basicamente transações nas bolsas de mercadorias.

Diferentemente das negociações baseadas nos insumos agrícolas, a entrega no mercado de energia não é tão rápida. Porém foi uma revolução diante dos prazos anteriores das negociações dessa natureza, que chegavam a durar anos. No mercado spot de energia, geralmente se negocia um fornecimento constante, como um pacote único que em um curto período de tempo consegue suprir uma demanda de energia imprevista (IPEA, 2009).

2.2.3. Modelo de tarifação pelo *Price Cap*

O preço-teto ou *price cap* consiste na diminuição das tarifas, estabelecendo um limite maior, objetivando o aumento dos preços da indústria. O limite pode ser determinado especificadamente para uma média dos serviços e também individualmente (MAFRA, 2010).

Como vantagem para este sistema, considera-se a exclusividade sobre os serviços diretamente na empresa atuante como monopolista, pois se evita lucros extraordinários e preços incoerentes à concorrência. Como desvantagem, surge a abertura para ocorrência de insuficientes investimentos, devido à existência de um teto de receita, porque aumentando o capital, diminui a taxa de lucro (MAFRA, 2010).

O modelo de regulação por incentivos diferencia-se do modelo custo de serviço devido à frequência em que ocorrem as revisões tarifárias serem maiores. Esse período mais extenso da realização de revisão acarreta em uma melhoria no que tange ao aumento dos benefícios mediante medidas de redução de custos e ganhos de eficiência, sendo posteriormente entregues ao consumidor com uma periodicidade previamente determinada (ANEEL, 2002).

2.3. MODELOS TARIFÁRIOS INTERNACIONAIS

Uma questão frequentemente abordada no Brasil é a comparação das tarifas de energia elétrica com outros países. Porém, obter esse entendimento é complexo, pois se exige um conhecimento detalhado do setor elétrico de cada país. Será discorrido um pouco sobre a problemática, relacionando-se o Brasil, União Europeia, China e Estados Unidos.

A iniciativa de se comparar tarifas de energia se torna conveniente no que tange à gestão dos processos de contratação, pois proporciona às empresas auferir vertentes de energéticos complementares e/ou substitutos à eletricidade. Isso viabiliza a inserção de novas fontes de produção futuras inclusive com inovações tecnológicas (LAFRANQUE et. all, 2015).

Segundo LEITE (2012), um mercado eficiente de energia elétrica é aquele em que a demanda acompanha a oferta das centrais elétricas simultaneamente à baixos custos. Inserindo incentivos para novos investimentos com transações de eletricidade na rede sem congestionamento.

2.3.1. União Europeia:

Em 1951 por meio da formação da Comunidade Europeia do Carvão e do Aço (CECA), originou-se um acordo entre Alemanha, Bélgica, França, Itália, Luxemburgo e Países Baixos para a integração de suas indústrias de carvão e de aço. Em 1992, com a assinatura do Tratado de Maastricht, emergiu-se oficialmente a União Europeia, com normas e prazos estabelecidos para moeda e políticas comuns (VÉLEZ, 2005).

Nos países desenvolvidos a criação de um mercado único e integrado de energia elétrica é um processo mais lento, mas que está sendo implantado com os mercados regionais existentes. A estratégia para liberação da atividade de geração nos mercados e principalmente em relação à comercialização de energia elétrica no atacado é fortalecer os mercados regionais e estimular a competição de compra e venda de energia (CASTRO et. all, 2014).

Há vários interesses em se tornar os setores domésticos isolados em um setor elétrico integrado. Ao passo em que ocorre um aumento da quantidade de centrais elétricas, reduz o custo de produção, além de dificultar o controle do mercado pelas firmas elétricas. Conjuntamente, resultaria na redução de

investimentos em ativos de geração e transmissão, pois portaria uma capacidade de reserva maior (ZACHMANN, 2010).

A queda do valor da energia elétrica diante do comportamento dos combustíveis fósseis se deu devido a diminuição no valor dos direitos de emissão de gases do efeito estufa no mercado europeu juntamente ao aumento da participação de fontes renováveis, principalmente a eólica. A geração de energia proveniente de fontes alternativas vem aumentando desde os anos 1990, representando em 2012 a terceira forma de geração igualada ao carvão, combustíveis fósseis e geração nuclear (CASTRO et. all, 2014).

A União Europeia busca um mercado unificado de energia desde a década de 1990. Porém, o progresso para essa integração ainda enfrenta resistência, entre elas, limitações para alocar os direitos de uso das redes limítrofes, rede de transmissão insuficiente e políticas para fontes alternativas distintas (BUGLIONE et. all, 2009).

Embora no mercado *spot* o comportamento dos preços da energia tende a decair como consequência do uso das fontes renováveis, a tendência para o custo por sua vez é de elevação, sendo repassadas para o consumidor final. Essa trajetória descendente deve-se às tarifas subsidiadas para energias alternativas. Em circunstâncias onde há exportação de energia, há subsídios não intencionais que acabam interferindo em atividades exportadoras advindos desses incentivos. (CASTRO et. all, 2014).

Uma alternativa para solucionar essa problemática seriam inovações regulatórias para o surgimento de um sistema que forneça certo ressarcimento aos consumidores do país exportador, quando a geração de energia é remunerada pelos consumidores (CASTRO et. all, 2014).

2.3.2. Estados Unidos:

A oferta de combustível no mercado interno nos Estados Unidos teve um aumento significativo em 2000 com a produção em grande escala de gás de xisto, chegando à 525% no ano de 2014 em comparação à 2008. Esse crescimento ocasionou a substituição dos combustíveis fósseis como petróleo e carvão pelo gás natural (LAFRANQUE et. all, 2015).

Esse desempenho propiciou ao setor elétrico americano ganhos quanto à geração de energia elétrica proveniente de termoelétricas, chegando a corresponder

em 2012 da matriz elétrica 75,6% em capacidade térmica. Concomitantemente, essa dinâmica veio acompanhada do declínio do custo da produção de eletricidade, logo, interferindo na tarifa do consumidor final (LAFRANQUE et. all, 2015).

Esse efeito sobre o custo de geração se deve a dois fatores. A princípio, por ser uma produção interna, tende a diminuir o valor do combustível se comparado aos outros países devido à isenção do transporte. Outro fator a ser considerado é o entrave dos Estados Unidos quanto à exportação de gás natural livremente, conseqüentemente, queda do preço no mercado interno (LAFRANQUE et. all, 2015).

2.3.3. China:

Na China as políticas tarifárias públicas são definidas pelo Estado, assim como a aplicação de subsídios cruzados nos setores. O Governo nacional determina a tarifa paga pelo consumidor. Dessa maneira, a tarifa não influencia no valor da energia no mercado atacadista, a desigualdade é de responsabilidade das estatais (LAFRANQUE et. all, 2015).

A China é o país que mais produz e consome carvão no mundo, e mesmo assim o preço da geração de energia não acompanha o carvão. Porém, a partir de 2009 deixou de ser exportadora para ser importadora, elevando os preços (LAFRANQUE et. all, 2015).

O preço do carvão é subsidiado anualmente pelo *National Development and Reform Commission* (NDRC). Em 2004 o NDRC autorizou o ressarcimento de 70% ao consumidor final do incremento do carvão, quando esse ultrapassar 5%. Logo, a imposição do Estado diante da regulação de preços é a origem de tarifas amenas, assim como regula o preço do carvão (LAFRANQUE et. all, 2015).

2.3.4. O Brasil no Contexto Internacional:

O modelo de tarifação brasileiro, busca assim como casos discorridos acima a competição no mercado com participação em fontes alternativas de energia. Porém a fonte hidráulica continua sendo predominante no país diferente da China, Estados Unidos e União Europeia (CASTRO, 2014).

A comercialização de energia é baseada em contratos, e o despacho realizado de forma centralizada através de uma otimização de custos. Os

consumidores ficam sujeitos a penalidades em caso consumam acima de 100% da contratação firmada em contrato de concessões (CASTRO, 2014).

Segundo Castro (2014), o modelo de energia europeu se difere do brasileiro no que tange ao despacho, pois na Europa é realizado a partir de ofertas de preços e conforme quantidades dos geradores e consumidores.

Como apresentado no modelo da China, as tarifas de energia são ordenadas de acordo com o Governo, o que não ocorre no Brasil, pois os comportamentos dos preços tendem a acompanhar as hidrologias, ou seja, em situações favoráveis o preço cai e em desfavoráveis acarreta em um aumento do preço. Além disso, o valor da tarifa precisa custear os gastos das concessionárias e remunerar adequadamente os investimentos em expansão de capacidade.

Por fim, a fonte de geração de energia no Brasil não é predominante do gás como nos Estados Unidos. O fato dos EUA não poder exportar gás natural livremente e possuir isenção de transporte torna o custo de geração elétrica mais baixo se comparado ao Brasil em relação à termoeletricas. Logo, enquanto no mercado brasileiro aproximadamente 70% da energia provém das hidrelétricas, nos Estados Unidos, cerca de 75% é capacidade térmica. (CASTRO, 2014)

2.4. TARIFAS

Tarifa de energia elétrica consiste no somatório de todas as atividades e componentes em um processo desde a geração, transmissão, distribuição até a comercialização de energia. Consta também o acréscimo de encargos voltados para o pagamento de políticas públicas, sendo essa conjuntura constituinte do preço da conta do consumidor. Os propósitos das tarifas são assegurar qualidade e garantia do fornecimento de energia, atendimento, custeamento das atividades operacionais e remunerar adequadamente os investimentos para expansão da capacidade (MAFRA, 2010).

Segundo a ANEEL (2015), a tarifa tem como objetivo assegurar receita suficiente aos prestadores de serviço para que os custos operacionais eficientes sejam cobertos e seja feita a remuneração necessária para expandir a capacidade da empresa e garantir um atendimento de qualidade ao consumidor. Os valores repassados na tarifa podem ou não ser maiores que os praticados pela prestadora de serviços, já que são calculados pelo órgão regulador competente.

Para que o fornecimento de energia elétrica chegue com qualidade, a distribuidora tem três custos diferentes. São eles: a geração de energia, o transporte da energia, os encargos setoriais. A partir do ano de 2004 o preço da energia paga pelas concessionárias provenientes das geradoras começou a também ser influenciado pelos leilões públicos, levando a ter preços menores graças à concorrência entre os fornecedores de energia (ANEEL, 2016).

2.5. REVISÕES TARIFÁRIAS

A revisão tarifária é algo de fundamental importância nos processos de regulação econômica. Estabelece tarifas que consigam manter o devido equilíbrio entre o investimento desembolsado pelas concessionárias de distribuição e preços justos para os consumidores. Porém a regulação possui um grande problema: a assimetria de informação, que aumenta os custos envolvidos na regulação de serviços como um todo (SILVA, 2006).

A regulamentação do fornecimento dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica é avaliada de acordo com a legislação imposta nos contratos de concessão. Esses contratos são assinados entre a ANEEL e as concessionárias prestadoras de serviço quanto à transmissão e à distribuição de energia, que determinam diretrizes para o atendimento ao consumidor, assim como impõe penalidades diante das irregularidades. Três mecanismos de alteração tarifária são definidos nos contratos e expostos abaixo (ANEEL, 2013).

2.5.1. Revisão tarifária periódica

Esse processo possui um período de ocorrência que é definido previamente. Possui o intuito de aferir a estabilidade econômico-financeira da concessão e avaliar os custos efetivos diante da necessidade de investimentos (ANEEL, 2013).

Esta revisão é feita usualmente a cada 3, 4 ou 5 anos. A ANEEL leva em consideração os investimentos diversos, como em infraestrutura, eficiência na gestão dos custos, níveis mínimos de qualidade, ganhos de escala (o quanto se aumentou o número de consumidores no período), além da variação da inflação no ano anterior, já que no ano em que há revisão tarifária periódica não há revisão tarifária anual. Com isso, há uma evolução no aspecto da modicidade tarifária, induzindo as empresas ser cada vez mais eficientes na prestação dos serviços ao

consumidor, além de incentivar a modernização da distribuidora, levando a melhoria na qualidade que reflete na avaliação dos consumidores (ABRADEE, 2016).

A Revisão Tarifária Periódica - RTP é constituída de dois estágios identificados como Reposicionamento Tarifário - RT e o cálculo do Fator X. No segmento do RTP, são estabelecidos os valores das tarifas que se adequam aos investimentos efetuados pela distribuidora (CARÇÃO, 2011).

Segundo o técnico entrevistado da ANEEL, as participações nesses processos de revisões tarifárias funcionam da seguinte maneira: inicia-se por uma reunião pública de diretoria que abre a audiência pública com toda a documentação para que o público externo possa contribuir, ou seja, qualquer pessoa pode ir e dar sua contribuição. Posteriormente ocorre uma reunião presencial que ocorre na principal cidade na área de concessão da empresa concessionária. Então define-se com base nos parâmetros econômicos e técnicos o valor vigente da tarifa de energia para o próximo ano.

2.5.2. Reajuste tarifário anual

Os reajustes acontecem anualmente, porém, nos anos em que ocorrem as revisões tarifárias periódicas, os reajustes não são realizados. Esse mecanismo possui o propósito de firmar um controle na aquisição da receita obtida através da realização das tarifas aplicadas pela concessionária (ANEEL, 2013).

Segundo a ANEEL (2016), esse é uma das maneiras pela qual o preço da energia paga pelo consumidor é atualizado anualmente, conforme o contrato de concessão, reestabelecendo assim o poder de compra da concessionária. Para que a fórmula seja aplicada, os valores para o reajuste da Parcela "A" são repassados para a distribuidora, já que a mesma não tem gestão sobre esses custos.

Já o reajuste da parcela "B", que estão sobre o total domínio da empresa, é corrigido de acordo com o índice de inflação que consta no contrato de concessão da mesma, podendo ser o IGP-M ou o IPCA. Desse índice é deduzido o Fator X. Dentre os itens que compõem a parcela B estão os custos de operação e os relativos aos investimentos no período, a quota de depreciação dos seus ativos e a remuneração regulatória. Tais valores são definidos pela ANEEL no momento em que a revisão tarifária é executada (ANEEL, 2016).

2.5.3. Revisão tarifária extraordinária

A revisão tarifária extraordinária - RTE pode ser realizada em qualquer período de tempo, desde que exista a ocorrência de alguma instabilidade na relação econômico-financeira. Também pode ser aplicada em casos de comprovação de significâncias negativas devido à formação, modificação ou eliminação de tributos ou encargos legais (ANEEL, 2013).

Os objetivos dessa revisão é garantir a continuidade da prestação do serviço de energia elétrica ao consumidor, mesmo em casos adversos como, por exemplo, períodos de grande estiagem. A RTE é aprovada e concedida pela ANEEL. (ANEEL, 2013)

As principais considerações que são levadas em conta para audiência pública dessas revisões são os componentes financeiros como o orçamento da conta de desenvolvimento energético – CDE e cálculos do custo de compra de energia. Também são analisados os leilões de energia existentes e os de ajuste, assim como encargos de serviços de sistema- ESS (ANEEL, 2015).

2.6. CICLOS DAS REVISÕES TARIFÁRIAS PERIÓDICAS – CRTPs

As revisões tarifárias periódicas são também um dos mecanismos de definição do valor que o consumidor paga na sua conta de energia. O primeiro ciclo de revisões periódicas aconteceu entre 2003 e 2006, o segundo entre 2007 e 2010 e o terceiro entre 2011 e 2014. O novo ciclo de revisões tarifárias iniciou-se em 2015 (ANEEL, 2015).

Os custos estabelecidos pela ANEEL que são postos nos processos de revisão tarifária podem superar os custos que as distribuidoras efetivamente praticam, assim como ser inferiores aos mesmos. Primeiramente foi realizado um modelo de empresa de referência, aonde a ANEEL definia os parâmetros de uma empresa fictícia. Contudo, segundo o técnico entrevistado, alguns valores eram superestimados e outros subestimados, já que não havia um bom parâmetro para a execução do método. No terceiro CRTP iniciou-se uma comparação entre as distribuidoras, nomeado como um mecanismo de *benchmarking*. Através dele, são analisados empresas reais e seus desempenhos e, a partir desses parâmetros, elaboradas metas para as empresas. Porém, na prática, após serem determinados

os valores eficientes, esses serão apenas reajustados até a próxima revisão tarifária (ANEEL, 2015).

Em 2015, houve uma modificação no conceito de ciclo tarifário. Até então as metodologias para definição da parcela B eram avaliadas simultaneamente para em seguida serem aplicadas de forma semelhante na revisão de todas as distribuidoras. Hoje, a metodologia para os elementos da Parcela B podem ser revistos individualmente. Na figura 1 abaixo está representada a receita revisada.

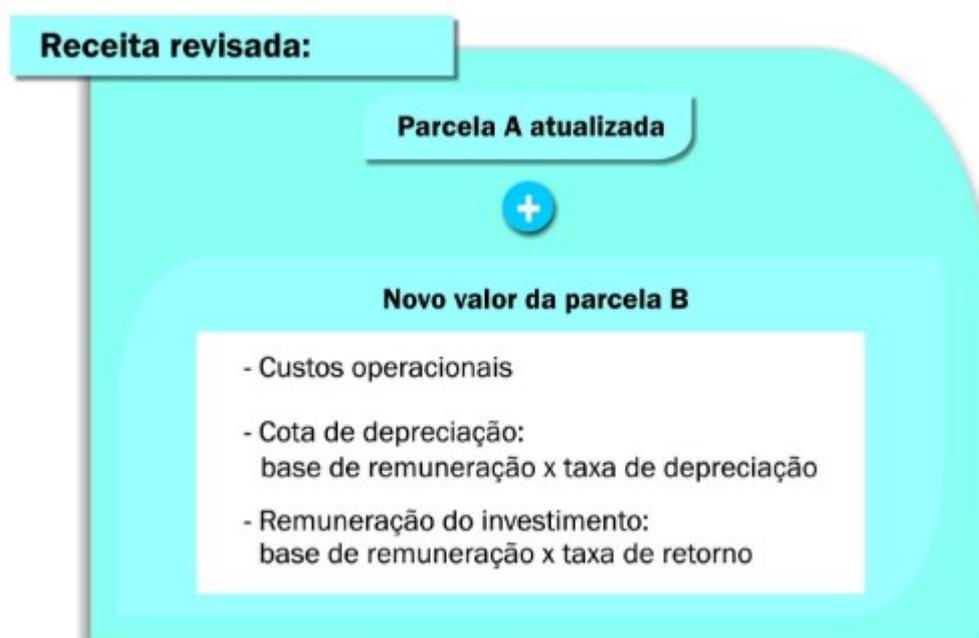


Figura 1-Receita Revisada. Fonte: ANEEL, 2015

2.6.1. Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

A composição da Base de Remuneração Regulatória- BRR, para o primeiro ciclo era composta da seguinte maneira: ativo imobilizado em serviço, o qual era avaliado de acordo com os critérios estabelecidos na resolução; almoxarifado de operação; ativo diferido; obrigações especiais, validadas de acordo com o investimento da concessionária; e capital de giro, do qual a movimentação da concessionária era totalmente dependente (TCU, 2014).

Desde o primeiro CRTP, a BRR é determinada pelo valor novo de reposição, e não baseado em um custo histórico, buscando sempre o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos. Esse valor é resultado do banco de preços da concessionária ou custo contábil atualizado.

A base de remuneração utilizada pela ANEEL para realização de cálculo do 1CRTP fundamentou-se na verificação dos ativos já existentes naquela época para cada distribuidora, considerando apenas aqueles efetivamente disponibilizados na prestação de serviços de distribuição. Materializou-se então a base blindada –BB1, definida para viabilizar as futuras revisões tarifárias, sem a necessidade de uma nova reavaliação dos ativos (TCU, 2014).

2.6.2. Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

Foi aprovada em outubro de 2006 as melhorias a serem implantadas no segundo ciclo de revisão tarifária, o qual ocorreu no período de 2007 a 2010. Essas melhorias tiveram início entre 7 e 28 de julho sob audiência pública, na qual a ANEEL recebeu propostas por escrito. Em seguida, em 2 de agosto, com a participação de 125 pessoas, ocorreu a audiência pública presencial. Fórum Forte Integração, é um ambiente via internet, no qual essas propostas ficaram disponíveis para um posterior debate (ANEEL, 2006).

Segue um apanhado dos aperfeiçoamentos do conjunto de metodologias:

Retirou-se do Fator X, o Índice de Satisfação do Consumidor – Iasc, porém, o fator continua a refletir os ganhos de produtividade da concessionária;

Reavaliou-se o custo de pessoal, os dados dos ativos, clientes, estrutura central, e cálculos dos processos comerciais. Essa metodologia é nomeada como “Empresa de Referência”, permite e propicia replicar os resultados, a tornando disponível aos interessados;

A base de remuneração passou a ser revisada de dois em dois ciclos de revisão. Ela corresponde aos investimentos necessários para a prestação dos serviços.

Alteração para o estabelecimento do tratamento regulatório de perdas técnicas e não técnicas de energia. Passaram a ser analisadas caso a caso no caso de furto e fraudes para as distribuidoras. Foram fixados limites e metas para essas perdas e não mais uma redução gradativa.

A metodologia para remunerar as concessionárias quanto ao custo médio ponderado de capital e à estrutura ótima serão por atualização de série de dados.

No quesito do cálculo para outras receitas, aquelas consideradas não unicamente das tarifas, porém que se relaciona a bens e serviços prestados, que

preservem a modicidade tarifária concomitantemente instigando a procura de novas receitas.

Para averiguação da correspondência entre a qualidade que chega ao consumidor e investimentos precisos para esse atendimento, assim como as consequências na tarifa de energia elétrica, inseriu-se uma ferramenta computacional que correlaciona o montante de investimentos com metas de qualidade.

O período para o cronograma de atividades no decurso dos processos de revisão foi alterado para 240 dias, que anteriormente eram 360. Logo, uma participação mais abrangente quanto aos debates das revisões dos conselhos de consumidores.

Em 2007, 7 distribuidoras passaram pelo processo de revisão tarifária. Em 2008 mais 36 concessionárias, 2009 outras 17 e 2010 mais uma (ANEEL, 2006).

2.6.3. Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

O terceiro ciclo de revisão tarifária periódica estava previsto para ocorrer no período correspondente de 2011 a 2013. Porém, foi adiado, tendo início em 2012 e 2013 devido aos atrasos nos debates para implantação das alterações a serem realizadas nos procedimentos regulatórios (DIEESE, 2014).

Segue alteração para determinação da Parcela B do terceiro ciclo:

Retirou-se o modelo de “Empresa de Referência”, caracterizado por uma empresa fictícia a qual definia a tarifa designando parâmetros de acordo com a características da região, mercado e porte da concessionária. A ANEEL afirmou que esse modelo não estava sendo corretamente entendido pela sociedade. A partir de então, os custos operacionais passaram a ser levantados em dois estágios (DIEESE, 2014).

O primeiro consistia na revisão monetária dos custos operacionais relativos ao segundo ciclo por essa Empresa de Referência, e o segundo uma análise de eficiência entre mercado, área de concessão e qualidade de serviço. Esses estágios são então comparados. Em caso de equivalência, prevalece o valor do primeiro, quando não, a diferença se converte em um percentual que incrementará ou descontará um valor entre -2% e +2%, o chamado elemento “T”- Trajetória de Custos Operacionais do Fator X. Logo, o estudo ficou dirigido

preferencialmente para o custo de cada concessionária de forma geral, e não mais para a atividade executada por cada uma.

No que diz respeito aos investimentos realizados pela concessionária que possui a ligação direta com o ganho dos acionistas, possui duas ramificações. Primeiramente, a remuneração dos investimentos, a qual a ANEEL é a responsável por defini-la, analisando uma estrutura que atenda à área de concessão para realização dos serviços de distribuição. A outra, que consiste no custo médio ponderado do capital próprio e do capital de terceiros, nomeada como taxa de retorno (DIEESE, 2014).

A modificação que ocorreu nesse segmento foi dar uma maior importância aos capitais terceiros, que eram a minoria anteriormente. Passaram a representar 55% do total, logo, a taxa de retorno líquida passou de 9,95% para 7,05%.

A outra mudança que ocorreu nesse ciclo está diretamente vinculada à estrutura que é hoje dada ao Fator X, visando a modicidade tarifária. Essa alteração adveio através dos três elementos seguintes: Ganhos de Produtividade (Pd), correspondente ao crescimento do mercado e do número de unidades consumidoras; Qualidade de Serviço (Q), resultantes dos indicadores DEC e FEC, podendo impactar na tarifa com acréscimo ou decréscimo de 1% na parcela B; e a Trajetória dos Custos Operacionais (T), como já mencionado acima.

2.7 VISÃO GERAL DO CÁLCULO TARIFÁRIO

No segmento da distribuição de energia elétrica no Brasil, a receita inicial da concessionária é constituída de duas parcelas, nomeadas de A e B. A parcela “A” é referente aos custos não gerenciáveis, os quais não são submetidos à ingerência da concessionária, como por exemplo, compras de energia e encargos setoriais. Já a parcela “B” contempla os custos gerenciáveis, que estão sob os comandos das decisões da concessionária que podem ser serviços de terceiros, mão de obra, depreciação em material (ANEEL, 2002).

O submódulo 2.1 da Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição da ANEEL de 2015 afirma que o valor da parcela A é a composição pela soma dos componentes de acordo com a Eq.(1), que se encontra abaixo:

$$\mathbf{VPA = CE + CT + ES} \quad (1)$$

Em que:

VPA: Valor de Parcela A;

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição;

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

Encargos setoriais compõem os custos que não dependem das decisões das concessionárias de distribuição de energia elétrica. São definidos por lei e valorados pelo órgão regulador. Sua nomenclatura é oriunda da conjuntura do recebimento de recursos do consumidor através das distribuidoras serem designados ao setor de energia elétrica, porém sem existência de uma correlação direta à operação e manutenção dos sistemas (CARÇÃO, 2011).

O submódulo 2.1 da Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição da ANEEL de 2015 afirma que o valor da parcela B (VPB) será calculado no processo de revisão tarifária conforme a Eq. (2) abaixo:

$$\mathbf{VPB = (CAOM + CAA) \times (1 - Pm - MIQ) - OR} \quad (2)$$

Em que:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

Pm: Fator de Ajuste de Mercado;

MIC: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas

Os custos referentes ao VPA são integrados totalmente nas tarifas que serão repassados aos consumidores. Distintamente dos custos referentes ao VPB, os quais são anualmente modificados no processo de reajuste tarifário e devidamente ajustados de acordo com o Fator X (FUGIMOTO, 2010).

Os cálculos referentes ao Fator de Ajuste de Mercado e ao Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade serão realizados considerando a metodologia do cálculo do elemento “Pd” e do elemento “Q” do Fator X, os quais serão detalhados a seguir.

2.8. FATOR X

2.8.1. Introdução do Fator X na tarifa de energia elétrica

O modelo de regulação tarifária pelo custo de serviço foi utilizado durante muitos anos. Em 1995, após a edição da Lei 8.987/95 que trata das concessões de serviço público das distribuidoras de energia elétrica, determina fundamentos como regularidade, continuidade, eficiência e segurança na realização dos serviços, chegando ao fim desse modelo e migrando para o *price cap*. Surge então um mecanismo nomeado como Fator X para o acompanhamento e efetivação do compartilhamento dos ganhos de produtividade (SANTOS et. all, 2003).

O Fator X foi criado pela ANEEL e permite o compartilhamento com os consumidores dos ganhos de produtividade projetados para as empresas no intervalo entre as revisões tarifárias periódicas (ANEEL, 2002).

A estruturação do Fator X, como é hoje, surgiu em 1984 na Inglaterra. Foi concebida por *Stephen Littlechild*, que a estabeleceu pouco depois da venda da *British Telecom* - BT para o capital privado. Esse novo modelo de regulação veio ao encontro da necessidade de que as empresas que possuíam o monopólio não utilizassem o preço que desejassem. Além disso, para que fossem assegurados os lucros associados aos ganhos de produtividade de cada concessionária entre o período que abrangeu da privatização até a primeira revisão, já que também aí era necessário que os interesses dos consumidores fossem defendidos (ANEEL, 2002).

Enquanto se discutia a revisão dos controles de preço que se iniciou em 1999 na Inglaterra, a agência reguladora britânica colocou como prioridade realizar a comparação entre as 12 empresas distribuidoras e incorporou, após o término do estudo, a comparação ao Fator X. O interesse dessa ação foi de repassar tais ganhos em eficiência para as distribuidoras e incentivá-las a investirem em eficiência (NETTO, 2011).

É interessante ressaltar que a decisão mais importante, diante do momento que o sistema elétrico britânico estava vivendo, foi a transição de um *cost-plus-fixed-fee* (“*cost plus*”) para um regime de *price cap* (Jones, 2001).

No Brasil, entre outros, o Fator X é aplicado nos reajustes das tarifas de fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição. Foi inicialmente proposta em 2002 pela Nota Técnica nº 326/2002-SRE/ANEEL ao

processo de Audiência Pública – AP, da ANEEL nº 023/2002, visando propor metodologia de cálculo do Fator X (ANEEL, 2002).

O Fator X é decisivo no que diz respeito ao incentivo à eficiência de uma empresa, pois, para a obtenção do crescimento econômico visando maiores lucros, o seu ganho de produtividade deverá ser maior que o fator. O incremento de uma elevada diligência na definição e aplicação do Fator X deve ser levado em consideração pelo regulador. De acordo com a alteração do valor como uma alta ascensão, pode-se resultar em consequências drásticas levando à inviabilização dos negócios, como também uma redução pode gerar lucros extraordinários retrocedendo ao preço de monopólio (ROSA, 2004).

Para explicar melhor a maneira como se trabalha com o Fator X no mercado de energia elétrica brasileiro, serão utilizados alguns gráficos disponibilizados pela própria ANEEL.

A Figura (2) mostra a maneira pela qual o regime de preços máximos atua sobre a concessionária. Foi admitido que não houve variações no índice de reajuste da parcela “B” (IGP-M), também como na parcela “A”, ou seja, ambas as parcelas permaneceram constantes ao longo do primeiro período tarifário. Logo, a tarifa (T1) permanece inalterada no período. Admitiram-se esses fatores para simplificar o entendimento do funcionamento do processo. Desse modo, a concessionária tem a oportunidade de, durante esse período, diminuir seus custos de operação, representado pela área azul do gráfico na Fig. (2). Assim a concessionária que conseguir otimizar seu processo terá um maior faturamento no período.

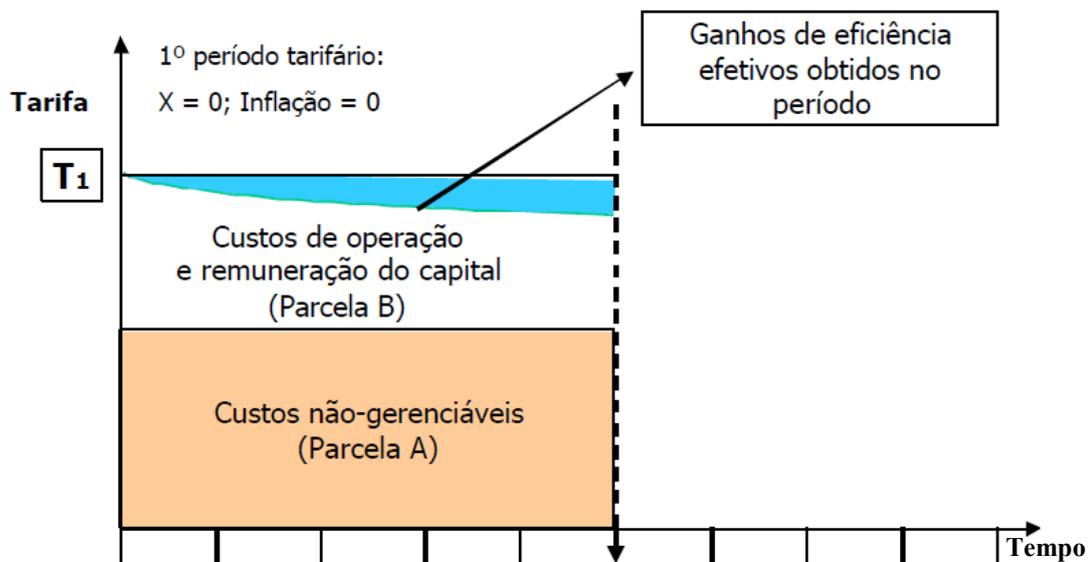


Figura 2- Regime de Regulação por Incentivos – Preços Máximos. Fonte: ANEEL, 2002.

2.9. CÁLCULO DO FATOR X

Segundo ANEEL (2015), o Fator X é fundamental nos contratos relativos às regras de reajuste e revisão das tarifas. Segundo o Contrato de Concessão de Distribuição padrão da ANEEL, que foi aplicado em contratos com as distribuidoras Brasileiras, o reajuste tarifário pode ser calculado pela seguinte equação:

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

Em que:

IRT: Índice de Reajuste Tarifário;

VPA1: Valor da parcela “A” na Data do Reajuste em Processamento;

VPBo: Valor da parcela “B” na Data de Referência Anterior”;

IVI: Índice de Variação da Inflação;

RAo: Receita de Referência na Data do Reajuste Anterior;

Fator X: Número índice definido pela ANEEL.

As demonstrações matemáticas a seguir se baseiam no submódulo 2.5 da segunda revisão tarifária periódicas das concessionárias de distribuição (ANEEL, 2015).

Segundo o assessor da ANEEL que foi entrevistado para a realização deste trabalho, no momento atual o Fator X relação direta com a Parcela B, ou seja,

1% positivo no Fator X é 1% a menos da Parcela B em termos reais, descontado a inflação.

O Fator X é constituído por três elementos:

$$\mathbf{Fator\ X = Pd + Q + T} \quad (4)$$

Em que:

Pd: Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q: Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor;

T: Trajetória de custos operacionais.

O componente de produtividade “Pd” abrange os ganhos relacionados à distribuição e transmissão de energia elétrica. Foram presumidos por meio de estudo da evolução da história do mercado. A medição do referido elemento é composta por três etapas: produtividade média do setor de distribuição, crescimento médio do mercado faturado, e número de unidades consumidoras da concessionária. Para meios de correlação, pode-se afirmar que o crescimento do mercado das empresas acompanha o decréscimo dos custos médios operacionais, pois conseguem adquirir um ganho de escala (DIEESE, 2014).

Já o componente de qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor “Q”, são medidos através dos indicadores técnicos e comerciais, sendo o primeiro responsável por cerca de 70% e o segundo pelos demais 30%. Os dois indicadores técnicos são: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC. Os outros cinco indicadores comerciais são frequência de reclamação - FER, satisfação do consumidor - IASC, nível do serviço do atendimento telefônico - INS, abandono de atendimento telefônico - IAB, e chamadas ocupadas - ICO (DIEESE, 2014).

Segundo a nota técnica 134 do DIEESE (2014) o elemento da trajetória dos custos operacionais “T” possui o intuito de estabelecer essa trajetória nos limites de um certo padrão de eficiência média do setor com os valores estabelecidos que podem variar de -2% à +2%. Esse fator é levantado no momento da definição dos custos operacionais, os quais foram brevemente apresentados anteriormente.

Segundo o assessor entrevistado, um dos exemplos das alterações que ocorreram no Fator X no decorrer dos anos foi a presença do “Iasc” no componente de qualidade Q. O Iasc é definido como Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor no primeiro CRTP. Ele constituía de uma pesquisa realizada que apresentava o quão satisfeito o consumidor estava com os serviços prestados, onde o consumidor dava uma nota para os serviços prestados pela concessionária. Entretanto, para segunda revisão esse fator foi considerado como subjetivo, já que a percepção de qualidade em diferentes regiões do país pode ser muito divergente. Além disso, a percepção da população de como esse fator alterava na tarifa gerou mais instabilidade, já que um percentual da população passou a alegar notas ruins a fim de obter uma conta de tarifa final mais baixa.

Para o assessor entrevistado, a troca da empresa de referência pelo Benchmark foi outra modificação muito relevante no que tange à assimetria de informações. Anteriormente essa empresa era representada por uma planilha que tentava calcular de forma pormenorizada todos os itens de custos operacionais, como por exemplo: poda de árvores, equipe para efetuar esse serviço, equipamentos, etc. Esse modelo de certa forma superestimava alguns itens assim como subestimava outros. O Benchmark surgiu então como um novo modelo que pretendia ao expurgar os efeitos das particularidades.

Na entrevista com o profissional do setor, foi também informado que as mudanças realizadas na metodologia de cálculo do Fator X em cada novo CRTP contribuem sempre mitigando a assimetria de informação e contribuindo com ganhos nos desempenhos de qualidade de serviço.

Segundo o assessor, o cálculo dos parâmetros utilizados nos fatores advém da sensibilidade da agência quanto àquilo que possui maior relevância para o bem estar do consumidor. Segundo ele, para ilustrar pode-se citar o DEC, que nas Primeira e Segunda CRTP não era ao menos considerado no coeficiente de qualidade, apareceu na terceira CRTP e que hoje, tempos em que se inicia uma nova CRTP, é um dos principais parâmetros da qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor.

A seguir será explicitada a metodologia de cálculo dos componentes dos Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição (Pd), da Qualidade Técnica e Comercial (Q) e da Trajetória dos Custos Operacionais.

2.9.1. Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição (Pd)

Os ganhos de produtividade são alcançados conforme demonstrado abaixo:

$$Pd(i) = PTF + 0,14 \times (\Delta MWh(i) - \Delta MWh) - 0,04 \times (\Delta UC(i) - \Delta UC) \quad (5)$$

Em que:

- **Pd(i)**: Ganhos de Produtividade da atividade de distribuição
- **PTF**: Produtividade média do segmento de distribuição, de 1,53% a.a.;
- **$\Delta MWh(i)$** : Variação anual média de mercado da concessionária i, entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento;
- **ΔMWh média**: Variação anual média de mercado das distribuidoras, de 4,65% a.a.;
- **$\Delta UC(i)$** : Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária i, entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento;
- **ΔUC média**: Variação anual média do número de unidades consumidoras, de 3,39% a.a.

Os percentuais supracitados estão previsto na Nota Técnica nº 67/2015. A cada novo ciclo tarifário, esses percentuais são revistos em conformidade com a variação dos dados técnicos e financeiros.

Segundo a ANEEL (2015), a produtividade média do segmento é calculada usando a metodologia do índice de *Tornqvist*. Este índice é calculado pela mediana das médias geométricas das taxas de produtividade de todas as concessionárias ao longo do período.

Para se estabelecer a composição dos índices de variação anual média de mercado e da variação anual média das unidades consumidoras, foi feita uma regressão que considerou como variável independente a diferença entre a variação do mercado e o crescimento médio do mercado no período. Da mesma maneira, foi estabelecida a diferença entre a variação das unidades consumidoras e o crescimento médio das unidades consumidoras. (ANEEL, 2015)

2.9.2. Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor (Q)

As qualidades técnicas e comerciais são alcançadas conforme demonstradas abaixo:

$$Q = 0,7 \times Q_{Técnico} + 0,3 \times Q_{Comercial} \quad (6)$$

Os parâmetros 0,7 e 0,3 são definidos em notas técnicas pela ANEEL a cada novo ciclo tarifário. Isto se deve aos estudos constantes que visam o aprimoramento da eficácia de tal fator.

O fator de qualidade Q, diferentemente dos fatores Pd e T é recalculado anualmente, em cada reajuste. Essa é uma maneira de beneficiar o serviço ao consumidor, já que a qualidade técnica e comercial da distribuidora são os parâmetros interferem diretamente no serviço prestado ao consumidor final (ANEEL, 2015).

Em que, a qualidade técnica é obtida utilizando-se os indicadores DEC e FEC, já a qualidade comercial por outros cinco distintos. Nas Tabelas 1 e 2 se encontram os referidos indicadores:

Tabela 1- Indicadores Comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos.

Sigla do Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência Equivalente de Reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada distribuidora	Todas
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado da pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual à: 4% até 2014; 2% a partir de 2015.	Aquelas com mais de 60 mil unidades

Fonte: ANEEL, 2015

Tabela 2- Indicadores Técnicos a serem considerados no Mecanismo de Incentivos.

Sigla do Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada distribuidora	Todas
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada distribuidora	Todas

Fonte: ANEEL, 2015.

Os indicadores apresentados nas Tabelas 1 e 2 possuem pesos diferenciados, definidos em notas técnicas pela ANEEL e que serão executados gradativamente até 2019. A equação do componente de qualidade para

distribuidoras com mais de 60 mil Unidades Consumidoras será da seguinte forma após período de transição:

$$Q = 0,5 * Q_{DEC} + 0,2 * Q_{FEC} + 0,1 * Q_{FER} + 0,1 * Q_{IASC} + 0,04 * Q_{INS} + 0,03 * Q_{IAb} + 0,03 * Q_{ICO} \quad (7)$$

Para distribuidoras com Unidades Consumidoras inferiores a 60 mil, serão avaliadas por apenas quatro indicadores. Como não são obrigadas a implantar uma Central de Tele atendimento – CTA, elas são isentas dos indicadores ICO, IAb e INS. Logo, a equação se resume em:

$$Q = 0,5 * Q_{DEC} + 0,2 * Q_{FEC} + 0,15 * Q_{FER} + 0,15 * Q_{IASC} \quad (8)$$

Para o período de transição estabelecido entre 2006 e 2019, ocorrerá gradativamente um incremento nos indicadores de qualidade comercial apresentados a seguir:

Tabela 3- Valores finais dos pesos para concessionárias com mais de 60 mil unidades consumidoras.

Indicador	Metodologia 3º CRTP		Nova Metodologia		
	abr/15 a mar/16	abr/16 a mar/17	abr/17 a mar/18	abr/18 a mar/19	abr/19 a mar/20
DEC	50%	50%	50%	50%	50%
FEC	50%	50%	40%	30%	20%
INS			1%	2%	4%
ICO			1%	1%	3%
IAb			1%	1%	3%
FER			4%	8%	10%
IASC			4%	8%	10%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: ANEEL, 2015

Tabela 4- Valores finais dos pesos para concessionárias com menos de 60 mil unidades consumidoras.

Indicador	Metodologia 3º CRTP		Nova Metodologia		
	abr/15 a mar/16	abr/16 a mar/17	abr/17 a mar/18	abr/18 a mar/19	abr/19 a mar/20
DEC	50%	50%	50%	50%	50%
FEC	50%	50%	40%	30%	20%
FER			5%	10%	15%
IASC			5%	10%	15%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: ANEEL, 2015

Segundo a ANEEL (2015):

adota-se um período de transição na aplicação do Mecanismo de Incentivo, de forma que os pesos dos indicadores Q serão aplicados apenas a partir de abril de 2019. Até essa data, esses pesos serão aumentados gradualmente, conforme explicado detalhadamente nos próximos itens desta Nota Técnica. Diante do desempenho da qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias ao longo desse período de transição, a ANEEL poderá revisar os pesos, bem como a metodologia do Fator X.

De acordo com o desenvolvimento das concessionárias, elas foram divididas em 4 classes, as quais um grupo atende ao padrão e o outro que não atende ao padrão estabelecido (ANEEL, 2015).

Essa divisão é definida em Norma Técnica e definida da seguinte forma:

- a) 25% melhores do grupo que atende ao padrão;
- b) 75% restantes do grupo que atende ao padrão;
- c) 25% piores do grupo que não atende ao padrão;
- d) 75% restantes do grupo que não atende ao padrão.

2.9.3. Trajetória de custos operacionais (T)

No que tange a Trajetória dos Custos Operacionais, estes contemplam os custos relacionados aos materiais, serviços de terceiros, pessoal e outros de energia elétrica.

A equação (9) estabelece a base para o cálculo do componente T inserido no Fator X:

$$T_P = \left(1 - \sqrt[n-1]{\frac{CO_{meta}}{CO_P}} \right) \times \left(\frac{CO_P}{VPB_P} \right) \quad (9)$$

Em que:

CO_{meta} : meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual.

n : número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas;

CO_P : valor de custos operacionais regulatórios a ser considerado na revisão tarifária em processamento;

VPB_P : valor de Parcela B da revisão tarifária em processamento;

Segundo o assessor da ANEEL entrevistado, no início da revisão tarifária a ANEEL abre a receita da empresa e estima os custos operacionais gerando uma meta de custos operacionais eficientes. Se a diferença for elevada, aumenta-se consequentemente a trajetória.

Tendo conhecido os componentes do Fator X, o que cada um deles representa e um pouco de como ele foi inserido no mecanismo de tarifação de energia brasileiro, pode-se dar início à análise dos dados.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. FORNECIMENTO DE ENERGIA NO BRASIL POR CLASSE DE CONSUMO

Para melhor compreensão das consequências das revisões tarifárias e a evolução das tarifas de energia no Brasil, foram elaboradas as Tabelas a seguir. Nelas se encontram um histórico das tarifas médias de fornecimento de energia por classe de consumo nos três ciclos de revisões tarifárias periódicas.

Nas Tabelas 5 e 6 se encontram sucessivamente os preços médios e a variação média da tarifa de energia no intervalo entre 2003 e 2014.

Tabela 5 – Preço médio da tarifa de energia de 2003 a 2014.

Ciclo Tarifário Periódico	ANO	Classes	
		Industrial (R\$/MWh)	Residencial (R\$/MWh)
I CRTP	2003	R\$ 130,54	R\$ 241,98
	2004	R\$ 158,26	R\$ 274,71
	2005	R\$ 191,35	R\$ 294,30
	2006	R\$ 213,59	R\$ 299,88
II CRTP	2007	R\$ 222,32	R\$ 297,83
	2008	R\$ 214,48	R\$ 282,01
	2009	R\$ 228,35	R\$ 293,33
	2010	R\$ 231,89	R\$ 300,56
III CRTP	2011	R\$ 245,54	R\$ 315,64
	2012	R\$ 257,33	R\$ 333,44
	2013	R\$ 223,19	R\$ 285,24
	2014	R\$ 249,01	R\$ 305,35

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

Os valores das tarifas médias industrial e residencial evoluíram em alguns momento e/ou abaixo do IGP-M. Essa discrepância entre o IGP-M e as variações nominais decorrem dos efeitos relativos à “T”, “Pd” e do Fator X. Em 2004 a tarifa média industrial variou 21,23% e o IGP-M deste período foi de 12,42%. Em 2007 a variação nominal da tarifa média para este setor foi de 4,09% contra 7,74% de inflação nesse período.

No setor residencial a discrepância é ainda mais visível. Em 2007 a tarifa média oscilou -0,68%, enquanto a inflação medida na época foi de 7,74%. Em 2009 a variação nominal da tarifa residencial foi de 4,01% enquanto o IGP-M foi de -1,71%

Observa-se que os ajustes tarifários por classe de consumo nem sempre acompanham de fato a variação da inflação medida pelo IGP-M.

Tabela 5 - Tarifas de Energia por Classe de Consumo no 1º CRTP

1º CRTP						
ANO	Industrial (R\$/MWh)			Residencial (R\$/MWh)		
	Valor Nominal	Valor Ajustado	Variação	Valor Nominal	Valor Ajustado	Variação
2003	R\$ 130,54	R\$ 130,54	-	R\$ 241,98	R\$ 241,98	-
2004	R\$ 158,26	R\$ 141,88	10,35%	R\$ 274,71	R\$ 263,01	4,26%
2005	R\$ 191,35	R\$ 159,51	16,64%	R\$ 294,30	R\$ 295,67	-0,47%
2006	R\$ 213,59	R\$ 161,42	24,43%	R\$ 299,88	R\$ 299,22	0,22%

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

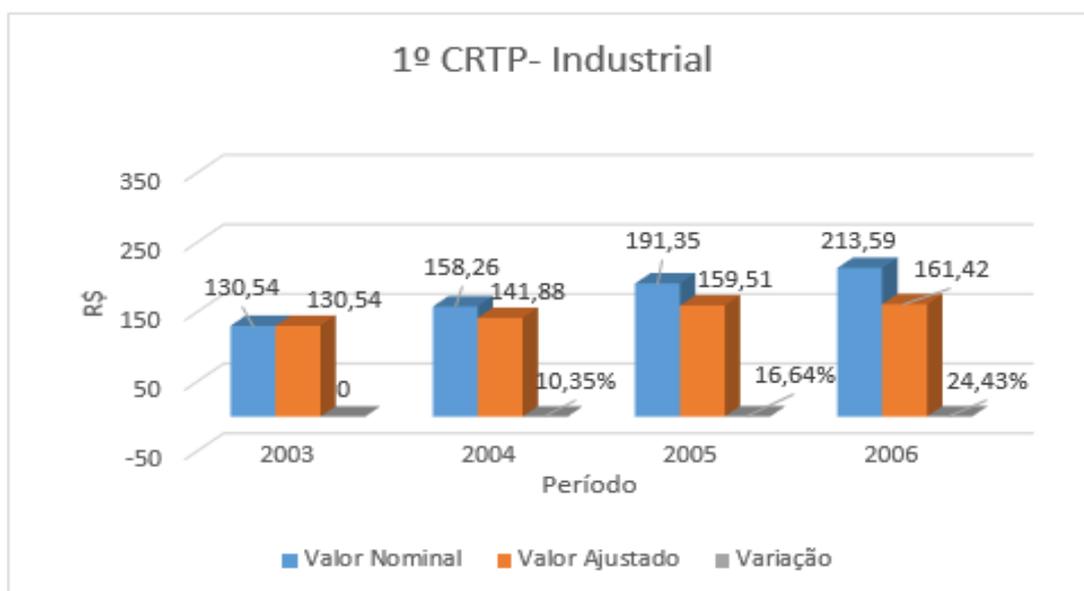


Figura 3 - Histórico das tarifas de energia no 1º CRTP - classe industrial.
Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

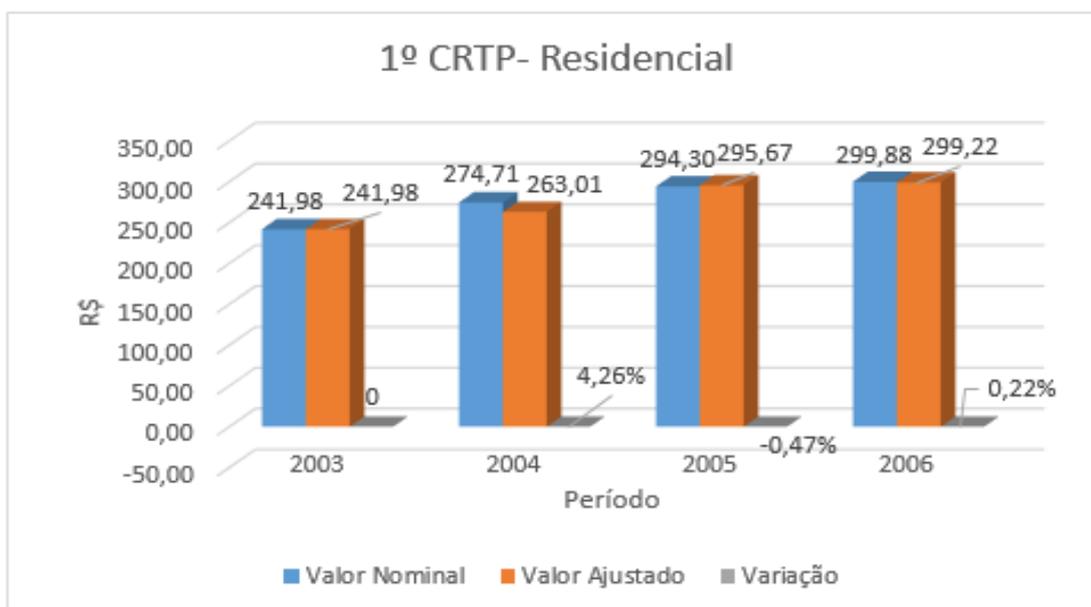


Figura 4 - Histórico das tarifas de energia no 1º CRTP – classe residencial.
Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

No Primeiro CRTP (Tabela 5) observou-se que nas variações nominais ocorridas as tarifas médias para a classe industrial foram superiores às variações do IGP-M. Por outro lado, as variações nominais das tarifas residenciais se comportaram com uma proximidade maior à variação do IGP-M. Isso pode ser um reflexo do reajuste tarifário anual cuja variação segue o indicador do IGP-M.

Tabela 5- Tarifas de Energia por Classe de Consumo no 2º CRTP

ANO	Industrial (R\$/MWh)			Residencial (R\$/MWh)		
	Valor Nominal	Valor Ajustado	Variação	Valor Nominal	Valor Ajustado	Variação
2007	R\$ 222,32	R\$ 222,32	-	R\$ 297,83	R\$ 297,83	-
2008	R\$ 214,48	R\$ 239,53	-11,68%	R\$ 282,01	R\$ 320,88	-13,78%
2009	R\$ 228,35	R\$ 263,00	-15,17%	R\$ 293,33	R\$ 352,33	-20,11%
2010	R\$ 231,89	R\$ 258,50	-11,48%	R\$ 300,56	R\$ 346,30	-15,22%

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

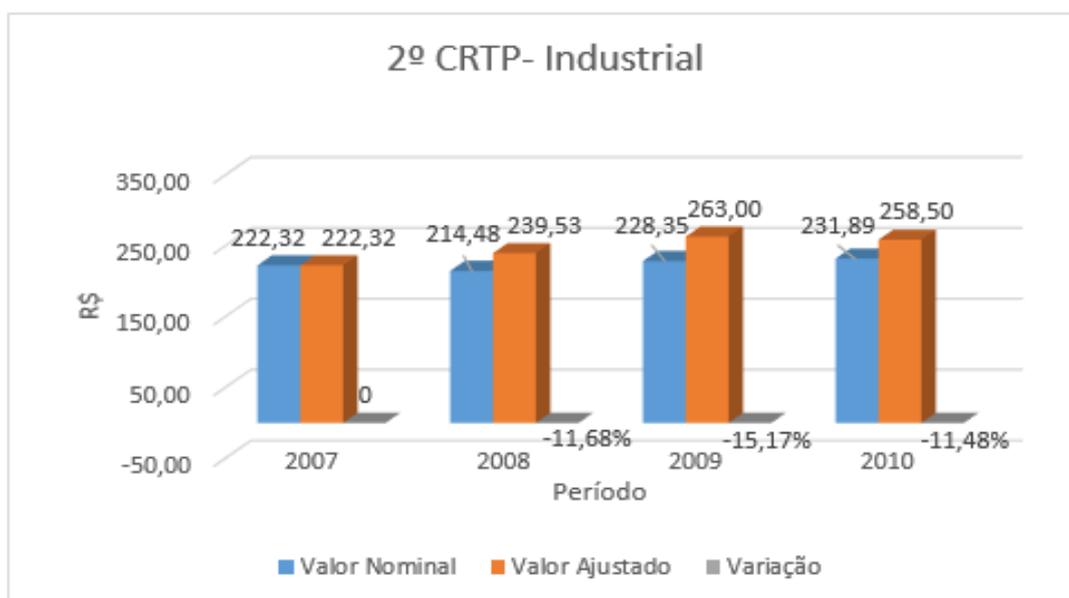


Figura 5 - Histórico das tarifas de energia no 2º CRTP - classe industrial.
 Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

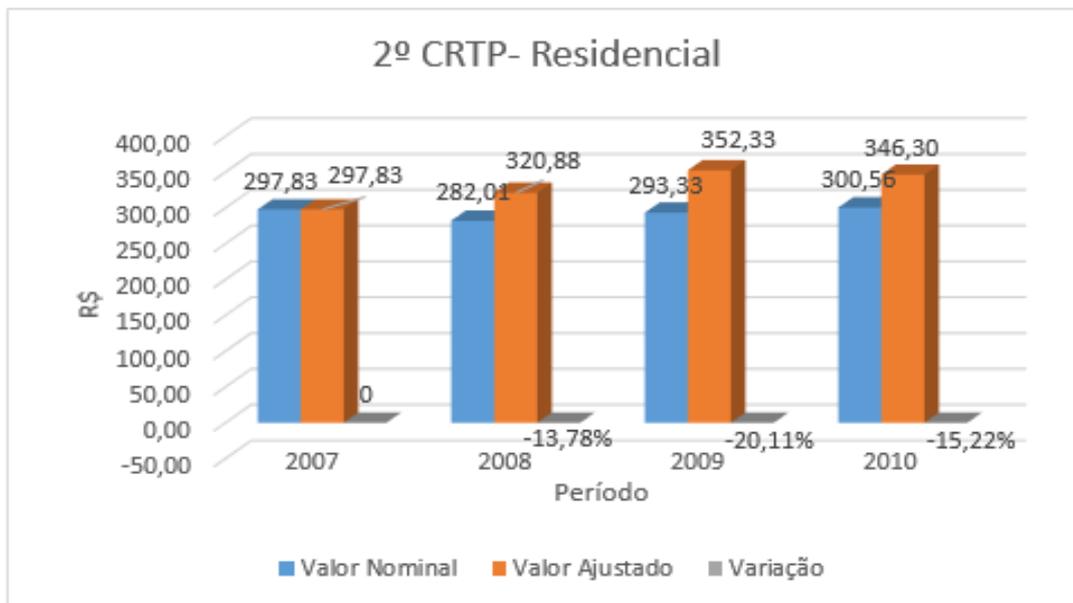


Figura 6 - Histórico das tarifas de energia no 2º CRTP – classe residencial.
Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

No Segundo CRTP (Tabela 6) as variações nominais médias das tarifas para as classes consumidoras residencial e industrial apresentaram disparidades quanto à variação do IGP-M. Em 2008, por exemplo, o valor médio da tarifa nominal industrial praticada foi de R\$ 214,48. Se essa tarifa tivesse acompanhado o IGP-M do período o valor da tarifa praticado neste período deveria ser R\$ 239,53, configurando uma discrepância de -11,68%.

O ajuste da tarifa nominal no segundo CRTP também seguiu a mesma tendência para ambas as classes, ou seja, as variações nominais observadas nas tarifas foram menores do que as variações do indexador IGP-M. Em 2010, por exemplo, o valor praticado para tarifa residencial era de R\$ 300,56, contra o valor ajustado de R\$ 346,30. Essa discrepância para as tarifas nominais residenciais e industriais pode ser resultado de políticas de subsídio ou efeito da incidência do Fator X.

Tabela 6- Tarifas de Energia por Classe de Consumo no 3º CRTP

3º CRTP						
ANO	Industrial (R\$/MWh)			Residencial (R\$/MWh)		
	Valor Nominal	Valor Ajustado	Variação	Valor Nominal	Valor Ajustado	Variação
2011	R\$ 245,54	R\$ 245,54	-	R\$ 315,64	R\$ 315,64	-
2012	R\$ 257,33	R\$ 258,04	-0,28%	R\$ 333,44	R\$ 331,71	0,52%
2013	R\$ 223,19	R\$ 278,19	-24,64%	R\$ 285,24	R\$ 357,61	-25,37%
2014	R\$ 249,01	R\$ 293,55	-17,89%	R\$ 305,35	R\$ 377,35	-23,58%

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

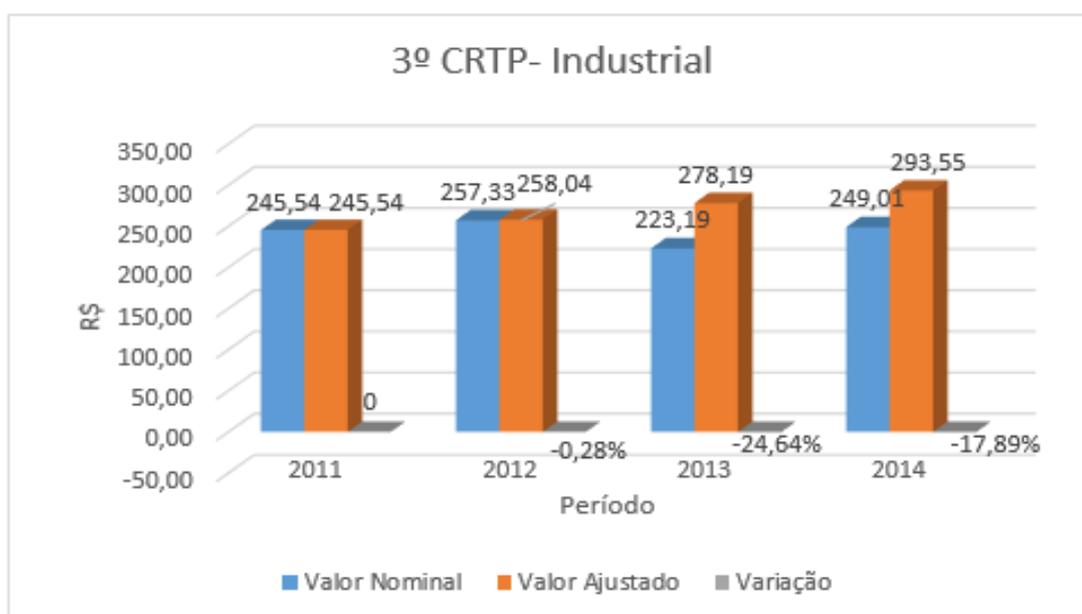


Figura 7 - Histórico das tarifas de energia no 3º CRTP – classe industrial.

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

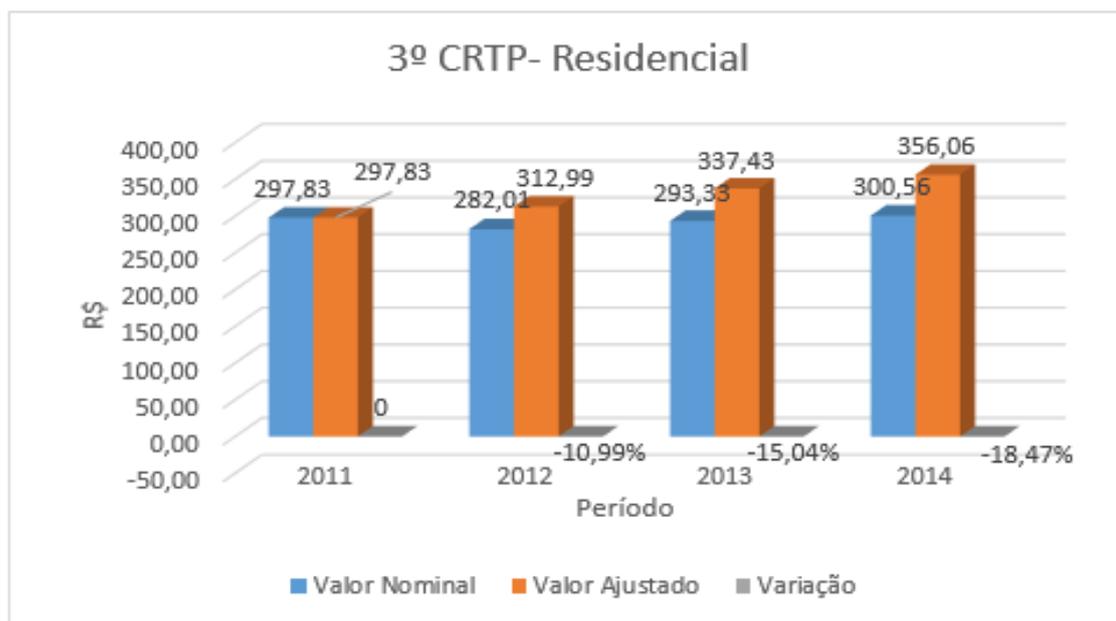


Figura 4 - Histórico das tarifas de energia no 3º CRTP – classe residencial.
Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

No Terceiro CRTP as tarifas médias para as classes de consumo residencial e industrial foram díspares às variações do indexador IGP-M. Em 2013, por exemplo, o valor médio para a tarifa nominal industrial no período foi de R\$ 223,19. Se a mesma fosse reajustada de acordo com o IGP-M do período, o valor praticado deveria ser de R\$ 278,19, levando à uma variação de -24,64%. Também ocorreu variação negativa para o ano de 2014, alcançando -17,89%.

Da mesma forma a tarifas para a classe residencial se deram, no geral, abaixo do indexador IGP-M. Enquanto no ano de 2012 a variação entre a tarifa nominal e ajustada foi de +0,52%, para os anos de 2013 e 2014 foram respectivamente -25,37% e -23,58%. Tal variação pode ter sido resultante MP 579/2012.



Realizou-se também uma análise deflacionária das tarifas médias anuais das classes residencial e industrial. Usou-se como ano base o ano de 2003, onde iniciou-se o Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica. A Partir dele, tendo como parâmetro o ano de referência de 2003, as tarifas médias posteriores foram atualizadas a partir do IGP-M médio de cada ano, como se encontra nas Tabelas 8 e 9, que se encontram abaixo:

Tabela 8 – Tabela com valores médios da tarifa de energia da classe industrial deflacionados em relação ao ano-base 2003.

ANO	IGP-M	Índice de Preços – Ano Base: 2003	Tarifa a preços constantes	Preços Correntes
2003	8,69%	100,00	R\$ 130,54	R\$ 130,54
2004	12,42%	108,69	R\$ 145,61	R\$ 158,26
2005	1,20%	122,19	R\$ 156,60	R\$ 191,35
2006	3,84%	123,66	R\$ 172,73	R\$ 213,59
2007	7,74%	128,40	R\$ 173,14	R\$ 222,32
2008	9,80%	138,34	R\$ 155,04	R\$ 214,48
2009	-1,71%	151,90	R\$ 150,33	R\$ 228,35
2010	11,32%	149,30	R\$ 155,32	R\$ 231,89
2011	5,09%	166,20	R\$ 147,73	R\$ 245,54
2012	7,81%	174,66	R\$ 147,33	R\$ 257,33
2013	5,52%	188,30	R\$ 118,53	R\$ 223,19
2014	3,67%	198,70	R\$ 125,32	R\$ 249,01

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

Tabela 9 – Tabela com valores médios da tarifa de energia da classe residencial deflacionados em relação ao ano-base 2003.

ANO	IGP-M	Índice de Preços – Ano Base: 2003	Tarifa a preços constantes	Preços Correntes
2003	8,69%	100,00	R\$ 241,98	R\$ 241,98
2004	12,42%	108,69	R\$ 252,75	R\$ 274,71
2005	1,20%	122,19	R\$ 240,86	R\$ 294,30
2006	3,84%	123,66	R\$ 242,51	R\$ 299,88
2007	7,74%	128,40	R\$ 231,95	R\$ 297,83
2008	9,80%	138,34	R\$ 203,85	R\$ 282,01
2009	-1,71%	151,90	R\$ 193,11	R\$ 293,33
2010	11,32%	149,30	R\$ 201,31	R\$ 300,56
2011	5,09%	166,20	R\$ 189,91	R\$ 315,64
2012	7,81%	174,66	R\$ 190,90	R\$ 333,44
2013	5,52%	188,30	R\$ 151,48	R\$ 285,24
2014	3,67%	198,70	R\$ 153,67	R\$ 305,35

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

3.2. ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DOS FATORES CONSTITUINTES DA TARIFA DE ENERGIA

Para a realização do referido estudo acerca da influência dos componentes do Fator X no modelo tarifário foi feita a seleção de algumas concessionárias.

O critério de seleção das consistiu em uma seleção dos três estados brasileiros que possuem maior influência socioeconômica no país: Sudeste, Centro-Oeste e Sul. Dentro de cada uma dessas regiões, selecionou-se as que eram amplamente reconhecidas na região e possuíam semelhança em suas áreas de concessão.

Foram compilados dados oriundos disponíveis publicamente através de Notas Técnicas divulgadas pela ANEEL e em estudos do DIEESE – Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos.

A seguir temos a Tabela 10. Nela se encontram alguns dados que eram comuns em todas notas técnicas relativos à terceira revisão tarifária periódica das concessionárias selecionadas.

Tabela 10- Dados gerais, componentes do Fator X e dados financeiros referentes às empresas selecionadas referentes ao Terceiros Ciclo de Revisão Tarifária Periódica.

Concessionárias	Área de Concessão (km ²)	Número de unidades Consumidoras	Mercado BT (GWh)	Componentes do Fator X		Impacto da Parcela B na Revisão	Reposicionamento Tarifário
				Pd (%)	T (%)		
ELETROPAULO (SP)	4.526	6.654.852	25.205	1,03	0,0	-8,40%	-7,23%
LIGHT (RJ)	10.970	3.657.749	13.579	1,31	0,0	-8,22%	-4,18%
CEMIG (MG)	567.400	7.734.265	18.079	1,19	0,52	-9,11%	-0,80%
COELBA (BA)	563.374	5.364.000	9.902	0,73	2,00	-6,59%	-4,44%
CELPE (PE)	98.547	3.330.813	6.965	1,22	0,46	-5,25%	1,02%
COSERN (RN)	52.811	1.243.666	2.943	0,89	1,25	-6,73%	4,11%
CELESC (SC)	95.703	2.589.757	9.021	1,33	0,00	-4,92%	3,99%
CEEE (RS)	73.627	1.573.244	4.659	1,19	0,00	-8,90%	2,95%

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

As concessionárias de distribuição escolhidas na região Sudeste foram: ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A, LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S. A. e CEMIG - CEMIG Distribuição S/A. Das 8 concessionárias escolhidas das diversas regiões, estas são as que possuem um maior mercado de baixa tensão, ou seja, que fornecem mais energia a unidades domésticas e comerciais. Isso se explica pelo fato das concessionárias atenderem os estados mais populosos do país.

Para a Região Nordeste foram escolhidas as seguintes concessionárias de distribuição: COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, CELPE - Companhia Energética de Pernambuco e COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte. As três concessionárias, apesar de estarem situadas na região Nordeste, possuem indicadores que distinguem entre si em termos de Área de Concessão, Quantidade de Unidades Consumidoras e Mercado de Baixa Tensão.

Já para a região Sul, foram escolhidas somente duas concessionárias: a CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. e a CEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica, do Estado do Rio Grande do Sul.

No que tange o Impacto da Parcela B na Revisão do Terceiro Ciclo para as concessionárias da região Sudeste, observou-se uma homogeneidade na variação desse impacto. O mesmo não pode ser dito para as concessionárias selecionadas para as Regiões Sul e Nordeste.

As concessionárias da Região Sudeste, como pode-se verificar, o reposicionamento tarifário foi negativo. Isso significa dizer que o ajuste da tarifa foi menor que a inflação, representando por sua vez, perda de receita para a concessionária e um ganho real para o consumidor final.

O mesmo não ocorre com as concessionárias da Região Sul e Nordeste, que tiveram seus reposicionamentos tarifários positivos. Isso significa dizer que o ajuste da tarifa incorporou a inflação mais um ganho real.

O reposicionamento tarifário apresentou variabilidade para todas as regiões. Isso deve-se por motivos contidos na Parcela "A" da tarifa de energia, já que em todos os casos o impacto da parcela "B" na revisão teve índice negativo.

Fazendo-se uma análise do componente da trajetória dos custos operacionais do Fator X, observou-se que as concessionárias ELETROPAULO,

LIGHT, CELESC e CEE obtiveram variação nula. Isso significa dizer que elas alcançaram a meta dos custos operacionais gerado pelo método do benchmark.

As demais concessionárias por sua vez, obtiveram um índice da trajetória dos custos operacionais diferente de zero, isso significa dizer que elas tiveram um desempenho superior à meta determinada pela ANEEL.

No que diz respeito ao índice de Produtividade “Pd”, observou-se que todos os indicadores na Tabela 10 foram positivos, isso significa dizer que as concessionárias adotaram práticas de gestão empresarial que culminaram em ganhos financeiros.

No que diz respeito ao impacto da Parcela B na Revisão, observa-se que os indicadores se mostraram negativos. A princípio espera-se que este aspecto possua um reflexo no valor da tarifa final, uma vez que incrementos da produtividade refletem em reajustes menores para a tarifa no futuro.

3.3. ANÁLISE DA PARTICIPAÇÃO DA PARCELA “A” E “B” NA TARIFA DE ENERGIA

Analisar a participação das parcelas “A” e “B” na tarifa de energia é de suma importância uma vez que é possível identificar a contribuição de cada uma destas parcelas no reposicionamento tarifário e no efeito médio percebido pelo consumidor.

É percebido que a Parcela “A” engloba os custos não gerenciáveis (encargos setoriais, impostos, custos com geração e transmissão de energia) e a Parcela “B” representa os custos gerenciáveis (ganhos de produtividade, estratégias adotadas pelas empresas e seus resultados e os custos relativos à distribuição de energia).

Na Tabela 9 podemos verificar os Impactos das Parcelas “A” e “B” na revisão, suas respectivas participações na receita, o Reposicionamento Tarifário de cada concessionária e o Efeito Médio Percebido pelo Consumidor.

Tabela 11 - Dados referentes às parcelas “A” e “B” da tarifa de energia elétrica referente ao Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias escolhidas.

Concessionária	Impacto da Parcela “A” na revisão	Impacto da Parcela “B” na revisão	Participação da Parcela “A” na receita	Participação da Parcela “B” na receita	Reposicionamento Tarifário	Efeito Médio Percebido Pelo Consumidor
----------------	-----------------------------------	-----------------------------------	--	--	----------------------------	--

ELETROPAULO (SP)	1,76 %	-8,40 %	79,55 %	20,45 %	-7,23%	-9,03 %
LIGHT (RJ)	4,04 %	-8,22 %	65,90 %	34,10 %	-4,18%	-3,30 %
CEMIG (MG)	12,99 %	-12,53 %	64,15 %	35,85 %	-0,80%	2,99 %
COELBA (BA)	2,15 %	-6,59 %	56,67 %	43,33 %	-4,44%	-4,46 %
CELPE (PE)	6,27 %	-5,25 %	63,97 %	36,03 %	1,02%	3,12 %
COSERN (RN)	10,84 %	-6,73 %	64,99 %	35,01 %	4,11%	4,91 %
CELESC (SC)	3,29 %	-4,92 %	77,80 %	22,20 %	3,99%	-0,32 %
CEEE (RS)	10,43 %	-8,90 %	77,07 %	22,93 %	2,95%	2,57 %

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

Como podemos observar a participação da Parcela “A” na receita corresponde em média à dois terços da receita obtida pelas concessionárias. As concessionárias não possuem nenhum tipo de ganho originário da Parcela “A”. Ou seja, em média dois terços da tarifa paga pelo consumidor final destinam-se ao pagamento dos encargos setoriais, custos com geração e transmissão da energia e financiamentos de programas voltados para energia sustentável (como por exemplo, o PROINFA).

Já a Parcela “B” corresponde em média a um terço do valor final da tarifa paga pelo consumidor. É importante fazer essa distinção já que o Fator X incide exclusivamente sobre esta última.

Pode se verificar que na amostra de concessionárias selecionadas, o Impacto da Parcela “B” na Revisão tarifária se dá de forma negativa. Isso reflete os esforços dessas empresas durante o Terceiro Ciclo no aprimoramento de suas práticas de gestão. A adoção de medidas de gestão alinhadas aos valores e missão das empresas em geral culminam em incremento da produtividade, na motivação interna e na participação dos lucros de seus colaboradores, refletindo diretamente nos resultados financeiros das empresas.

Observa-se que os valores negativos da coluna “Impacto da Parcela “B” na Revisão” reflete os esforços adotados pelas empresas selecionadas na melhoria dos seus processos de gestão internos. A empresa CEMIG foi uma das que obtiveram maior impacto, seguidas pela CEEE e ELETROPAULO. Isso pode ser reflexo de práticas de gestão adequadas adotadas durante o período do Terceiro CRTF.

Podemos observar que o impacto da parcela “A” na revisão tarifária foi heterogêneo, a CEMIG, por exemplo, obteve um impacto de 12,99% enquanto na ELETROPAULO o efeito foi de 1,76%. Essa diferença ocorre devido às

características de localização, número de usuários, valores de alguns encargos setoriais, incentivos fiscais e custos com transmissão diferenciados inerentes às diferentes áreas de concessão das distribuidoras supracitadas.

Quanto ao impacto da parcela “B”, todos os valores obtidos foram negativos refletindo que as empresas contidas na amostra adotaram práticas de gestão para o incremento da produtividade. O efeito percebido pelo consumidor, por sua vez, difere conforme podemos ver na Tabela 9.

A ELETROPAULO e a COSERN apresentaram efeitos médios percebidos díspares. Na primeira o consumidor final percebeu um efeito médio de -9,03% na tarifa, diferentemente da COSERN na qual seu consumidor percebeu um efeito médio de +4,91%. Tal efeito possui dificuldade de mensuração uma vez que a Participação da Parcela “A” e “B” na receita difere para a amostra selecionada.

A seguir será feito uma análise da Participação da Parcela “B” nos dois últimos CRTP.

3.3.1. Análise da participação da Parcela “B” nos dois últimos CRTP

A participação média da parcela “B” na receita, conforme foi verificado no item anterior, é de um terço, em média. A Tabela 11 mostra essa participação por concessionária estudada.

Tabela 11 - Participação da Parcela “B” na tarifa final de Energia Elétrica

Concessionárias	Parcela “B” - Terceiro Ciclo	Parcela “B” - Segundo Ciclo
ELETROPAULO (SP)	21%	28%
LIGHT (RJ)	34,1%	-
CEMIG (MG)	36%	41%
COELBA (BA)	43%	42%
CELPE (PE)	35%	35%
COSERN (RN)	36%	38%
CELESC (SC)	23%	26%
CEEE (RS)	24%	31%
TOTAL	31,51%	34,43%

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

Os dados da Tabela 11 revelam que a participação da Parcela “B” na tarifa final diminuiu em parte das concessionárias escolhidas para análise. A redução

da participação da Parcela “B” pode refletir nos efeitos do Fator X no valor da tarifa de energia. Essa questão foi abordada com um especialista em Fator X que justificou essa redução da participação como sendo pertinente ao modelo de ajuste uma vez que as concessionárias podem obter lucro através dos ganhos de escala e oscilações dos preços comercializados nos leilões.

Dessa forma o Fator X funciona como um índice que baliza os ganhos de produtividade obtidos pelas concessionárias nos períodos subsequentes.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em um mundo competitivo e globalizado, a sobrevivência das empresas no mercado está diretamente relacionada às decisões que estas tomam no âmbito interno. No mercado de Energia Elétrica, o mesmo não poderia ser diferente. Apesar de serem mercados constituídos por monopólios naturais, ou seja, empreendimentos produtores de um bem homogêneo, o uso de tecnologia específica, a cadeia produtiva detentora de elevados custos fixos e a tomada de decisões focada nas necessidades do mercado são cruciais para a sobrevivência dessas empresas.

Considerando tais características, a adoção de um marco regulatório que iniba o comportamento oportunista e ações de abuso de poder de mercado é necessário a fim de garantir os direitos dos consumidores e a adoção do preço justo. A regulação se faz necessária. Nos anos 1990, iniciou-se processo de privatização de empresas do setor elétrico, na época foram criadas instituições que regulassem e fiscalizassem as ações dos agentes produtores, compradores de energia. Foram criados na época a agência reguladora, ANEEL e o órgão coordenador dos despachos, o ONS.

No Brasil, a regulação tarifária segue o modelo de *price cap*. Esse modelo, como vimos, considera a exclusividade sobre os serviços diretamente na empresa atuante como monopolista, pois se evita lucros extraordinários e preços incoerentes à concorrência. Adota-se um Fator X que permite o compartilhamento com os consumidores dos ganhos de produtividade projetados para as empresas no intervalo entre as revisões tarifárias periódicas. Surge então, provindo de experiências internacionais, um mecanismo nomeado como Fator X para o acompanhamento e efetivação do compartilhamento dos lucros com os clientes.

Assim, as revisões tarifárias seguem esse modelo objetivando alcançar o equilíbrio financeiro dos investimentos desembolsados pelas concessionárias de distribuição e os preços praticados para o consumidor final dentro dos períodos estabelecidos para os ciclos tarifários.

Foi realizado estudo de desempenho das distribuidoras do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica baseado em uma amostra de empresas de concessão de energia em diferentes localidades no país. O estudo englobou a análise de concessionárias de energia das regiões Nordeste, Sudeste e Sul. Cada uma dessas

concessionárias selecionadas detêm características organizacionais distintas, como podemos ver. Essa diferenciação deve-se as características inerentes ao número de usuários, custos de transmissão, encargos setoriais, etc. distintos entre si.

Verificou-se que variações nominais anuais ocorridas nos primeiro, segundo e terceiro CRTP não acompanharam o IGP-M médio ano-base 2003.

Observou-se através da análise das variações ano a ano das tarifas os efeitos de algumas alterações regulatórias, como foi o caso da adoção da MP 579/2012, que previa redução média de 16% a 18% na tarifa de energia elétrica para consumidores residenciais e industriais.

Por outro lado, mesmo prevendo ajuste anual da tarifa pelo IGP-M, observou-se que em alguns anos esse ajuste ficou aquém da inflação ou em alguns anos anulado. É o caso de 2007, cujo os ajustes nominais não incorporaram totalmente as variações da inflação. Em 2008, temos os ajustes de tarifa ficaram em média abaixo dos indicadores de inflação. Isso nos revela uma particularidade do marco regulatório adotado pelo país.

Cabe ressaltar que através da análise das tarifas médias anuais referentes aos primeiro, segundo e terceiro CRTP, que no enquanto no primeiro CRTP as tarifas nominais (correntes) foram em geral superiores às aplicadas as concessionárias, nos segundo e terceiro CRTP foram menores que o valor das tarifas ajustadas pela média do IGP-M do período.

Através deste estudo, percebeu-se que houveram momentos em que as concessionárias obtiveram ganhos reais, também houveram momentos em que os consumidores foram beneficiados, já que houveram momentos em que os reajustes reais foram acima da inflação e momentos em que ficaram abaixo da mesma.

O estudo verificou que a Parcela "A", que engloba os valores não gerenciáveis, corresponde à aproximadamente dois terços do valor final da tarifa. Nesta parcela há elementos que influenciam diretamente no seu reajuste, como o aumento do número de usuários, os custos de transmissão e geração, a localização da concessionária e os encargos setoriais. É a Parcela "A" a grande responsável pelos reajustes anuais e periódicos.

Verificou-se que a Parcela "B" corresponde em média a um terço do valor final da tarifa. Sabendo que o Fator X está contido na parcela "B", acerta-se que menos de um terço da tarifa provém do Fator X. Dessa maneira foi realizada

comparação que verificou que a participação da parcela “B” a receita reduziu em aproximadamente

No Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica os componentes do Fator X para as concessionárias selecionadas mostraram que as empresas tiveram desempenhos que alcançaram ou superaram positivamente a meta estabelecida pela reguladora.

Finalmente, pode se constatar que o Fator X hoje cumpre com mérito seu objetivo que é pressionar as distribuidoras a melhorarem seus serviços prestados, sua gestão, custos operacionais e produtividade. Com isso, o consumidor é beneficiado com um serviço que tende a ter uma contínua melhoria.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Tarifas de Energia**. 2016. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>> Acesso em 28 de junho de 2016.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Acesso à Informação**. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=8>> Acesso em 03 outubro de 2015.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Submódulo 2.5 – Fator X**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/040/documento/procedimentos_submodulo_2.5.pdf> Acesso em 28 de junho de 2016.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Metodologia da Revisão Tarifária Extraordinária**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8394&id_area=> Acesso em 28 de junho de 2016.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Portaria MME Nº 349 de 28 de novembro de 1997**. 1997. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bprt1997349mme.pdf>> Acesso em 04 novembro de 2015.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Submódulo 8.2 - Reajuste Tarifário Anual**. Disponível em: <<http://wap.aneel.gov.br/documents/654800/14861688/Subm%C3%B3dulo+8.2+V3.pdf/50ae3c11-2ed8-43f0-91c2-82216ac4c4b2>> Acesso em 04 de novembro de 2015.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica Nº 326/2002/SRE/ANEEL. **Cálculo do Fator X na Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**. 2002. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2002/ap023/NT_FX_29out02.pdf> Acesso em 07 de novembro de 2015.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 374/2012-SRE/ANEEL. **Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica- Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEED. RESULTADO FINAL**. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/058/resultado/nt_374_nivel_tarifario_ceed_3crtp_2012.pdf> Acesso em junho de 2016.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 67/2015-SRM/SGT/SRD/ANEEL. **Metodologia de Cálculo do Fator X**. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/023/resultado/nota_tecnica_fator_x.pdf> Acesso em junho de 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 246/2012-SRE/ANEEL – **Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica- Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - Celesc Distribuição S.A. – Resultado Final.** 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20121322.pdf>> Acesso em 02 de junho de 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 134/2013-SRE/ANEEL – **Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Companhia Energética de Pernambuco – CELPE. Resultado Final.** 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/008/resultado/nivel_tarifario_celpe_3crtp_2013.pdf> Acesso em 02 de junho de 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 28/2013-SRE/ANEEL. **Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - CEMIG Distribuição S.A. – CEMIG-D. Audiência Pública.** 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/008/resultado/nivel_tarifario_celpe_3crtp_2013.pdf> Acesso em 02 de junho de 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 109/2013-SRE-SRD/ANEEL. **Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA. Resultado Final.** 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/006/resultado/nt_est_rutura_tarifaria_coelba_versao_pos_ap.pdf> Acesso em 02 de junho de 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 117/2013-SRE/ANEEL – **Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN. Resultado Final.** 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/009/resultado/nota_tecnica_117-2013_sre-aneel.pdf> Acesso em 02 de junho de 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL – **Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A. - ELETROPAULO. Resultado Final.** 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/025/documento/nt_n%C2%BA_60_2012_eletropaulo.pdf> Acesso em 02 junho de 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 330/2013-SRE/ANEEL – **Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – Light Serviços de Eletricidade S/A. – LIGHT. Audiência Pública.** 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/089/documento/nivel_tarifario.pdf> Acesso em 02 de junho de 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 106/2015-SGT/SRM/ANEEL – **Metodologia de Tratamento Regulatório para Perdas Não-Técnicas de Energia Elétrica. AP 023/2014 FINAL**. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/023/resultado/nota_tecnica_pnt_30.4.pdf> Acesso em 05 de junho de 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Informações Técnicas - Tarifas**. 2013. Disponível em ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=764>> Acesso em 07 novembro de 2015.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária - Fator X**. 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Subm%C3%B3dulo%202.5_V2.pdf> Acesso em 30 de Outubro de 2015.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Entendendo a Tarifa**. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>> Acesso em 28 de junho de 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Reajuste Tarifário Anual**. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/reajuste-tarifario-anual/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2> Acesso em junho de 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Como é composta a tarifa**. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2> Acesso em junho de 2016.

Acende Brasil. **Caderno de Política Tarifária – Análise do processo de Revisão Tarifária e da Regulação por Incentivos**. 2007. Disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/Caderno_01_Regulacao_por_Incentivos.pdf> Acesso em 20 de Outubro de 2015.

Boni, V., Quaresma, J, S. **Aprendendo a entrevistar**. Revista Eletrônica dos Pós-Graduandos em Sociologia Política da UFSC. Santa Catarina. 2205.

Buglione, G., Cervigni, G., Fumagalli, E., Pletti, C. **Integrating European Electricity Markets**. Centre of Research on Energy and Environmental Economics and Policy. Milão. 2009.

Carção, J. F. **Tarifas de Energia Elétrica no Brasil**. Dissertação de Mestrado da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo. 2011.

Castro, N., Brandão, R., Hubner, N., Dantas, G., Rosental, R. **Formação do preço da energia elétrica: Experiências internacionais e o modelo brasileiro**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico- GESEL. Rio de Janeiro. 2014.

DIEESE- Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos. **As Tarifas de Energia Elétrica no Brasil: Inventário do 3º Ciclo de Revisão Tarifária e os Efeitos sobre o Setor**. Disponível em: <<http://www.dieese.org.br/notatecnica/2014/notaTec134SetorEletrico.pdf>> Acesso em junho de 2016.

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral. **Institucional**. Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br/aceso-a-informacao/institucional>> Acesso em 10 de novembro de 2015.

COPEL – Companhia Paranaense de Energia. **As Instituições do Setor Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FC892DB1C6B86FF29032574170042FBE7>> Acesso em 12 de novembro de 2015.

EL Hage, F. S. **A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica – Teoria e Aplicação**. Tese de Doutorado da Escola Politécnica de São Paulo. São Paulo. 2011.

Ferreira, V. R. de M. **Psicologia econômica: estudo do comportamento econômico e da tomada de decisão**. Origens, modelos, propostas. Rio de Janeiro: Elsevier, 2008.

Fugimoto, S. K. **Estrutura de Tarifas de Energia Elétrica: Análise Crítica e Proposições Metodológicas**. Tese de Doutorado da Escola Politécnica de São Paulo. São Paulo. 2010.

GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétricos da UFRJ. **O Desempenho financeiro das distribuidoras de energia elétrica e o processo de revisão tarifária periódica**. 2011. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE34.pdf>> Acesso em 02 de junho de 2016.

GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétricos da UFRJ. **Por que o preço da energia varia entre as distribuidoras?** 2011. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/58_TDSE47.pdf> Acesso em 02 de junho de 2016.

Gil, A.C. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 6 ed. São paulo: Atlas, 1999.

- Gomes, A. C. S., Abarca, C. D. G., Faria, E. A. S. T. & Fernandes, H. H. O. **O Setor Elétrico**. São Paulo: DBA Artes Gráficas, 2002.
- Gonçalves, L.C. **Planejamento de Energia e Metodologia de Avaliação Ambiental Estratégica**. Curitiba: Juruá, 2009.
- IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. **Custo de Capital das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Processo de Revisão Tarifária 2007-2009**. 2010. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=4771&catid=308> Acesso em 18 de novembro de 2015.
- Jones, T., Weyman. **Yardstick and Incentive Issues in Uk Electricit Distribution Price Controls**. Londres: Fiscal Studies, 2001.
- Laffont, J-J., Tirole, J. **A Theory of Incentive Issues in UK Electricity Distribution Price Controls**. Londres. 1994.
- Lafranque, A., Dantas, G., Rosental, R., Dorado, P., Arnau, A., Galvão, J. P., Moraes, P., Prado, F., Brandão, R., Ramos, D., Castro, N. **As Tarifas de Energia Elétrica no Brasil e em Outros Países : O Porque das Diferenças**. Projeto de P & D. Rio de Janeiro. 2015.
- Leite, A. L. S., Martignago, G & Fiates, G. G. S. **Reforma, Privatização e Regulação no Setor Elétrico Brasileiro: Breve Análise do Período 1996 a 2006**. Encontro de Administração Pública e Governança. São Paulo. 2006.
- Lorenzo, H. C. **O Setor Elétrico Brasileiro: Passado e Futuro**. São Paulo: Universidade Estadual Paulista - UNESP, 2002.
- Mafra, D. D. (2010). **Análise da Composição Tarifária de Energia Elétrica em Santa Catarina**. Monografia submetida ao curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis: UFSC, 2010.
- MME - Ministério de Minas e Energia. **Histórico do Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/aceso-a-informacao/institucional/o-ministerio>> Acesso em 03 de junho de 2016.
- Mocelim, M. **Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico**. Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul – BRDE. Porto Alegre. 2004.
- Netto, A. V. B. **Projeção de Mercado no cálculo do Fator X das distribuidoras brasileiras de energia elétrica: A metodologia adotada pela ANEEL entre 2007 e 2010**. Dissertação de Mestrado no Centro de Estudos em Regulação de Mercado. Brasília. 2011.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O ONS**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx> Acesso em 28 de junho de 2016.

Pires, J. C. L. e Piccinini, M. S. **A Regulação dos Setores de Infraestrutura no Brasil**. Banco Nacional de Desenvolvimento Sustentável. Brasília. 1999.

Pires, J. C. L. e Piccinini, M. S. **Modelo de Regulação Tarifária do Setor Elétrico**. Banco Nacional de Desenvolvimento Sustentável. Brasília. 1998.

Rosa, A. G. (2004). **Implicações do Fator X nas Empresas de Distribuição de Energia Elétrica**. Monografia submetida à Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2004.

Saes, G. A. M. **Juarez Távora e o Projeto Econômico do Grupo Tenentista no Poder (1930-1934) (Parte 1)**. Grupo de Pesquisa Arqueologia Histórica da Unicamp. Campinas. 2011. Disponível em: <<http://historiaehistoria.com.br/materia.cfm?tb=artigos&id=181>> Acesso em 10 de novembro de 2015.

Santos, A. H. M., Garcia, M. A. R. A., Masselli, S. **Metodologia de Cálculo do Fator X para Concessionárias de Energia Elétrica**. Revista Brasileira de Energia, vol. 1 nº1. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético. 2003.

Silva, A. H. L. **Mensuração da Produtividade relativa para o Setor de Distribuição de Energia Elétrica Nacional inserida no Cálculo do Fator X**. Tese de mestrado em Economia submetida à Universidade de Brasília. Brasília. 2006.

TCU – Tribunal de Contas de União. **Ata nº 38/2014 – Plenário**. 2014. Disponível em: <<http://portal.tcu.gov.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A8182A24E08D405014E0D3E835138F0>> Acesso em 28 de junho de 2016.

Vélez, J. A. O. **Condições Econômicas e Institucionais para a Integração Energética a América do Sul**. Dissertação de Mestrado ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2005.

Zachmann, G. **Power to The People of Europe**. Brugel Policy Brief. Bruegel. 2010.

ANEXO I - Perguntas Entrevista

- Qual dos fatores que compõem o cálculo do Fator X é mais importante, em sua opinião? Por que?
- Como são definidos os termos numéricos dos fatores? Como a Aneel definiu que seriam esses dados que iriam compor cada um deles e como tais dados são adquiridos e analisados? Ainda são essas as equações utilizadas na quarta revisão periódica?
- Com base em que a “empresa modelo”, utilizada como base para o cálculo da revisão periódica, é simulada? Essa simulação é bem vista pela regulação e pelas concessionárias?
- Diante de como hoje funciona o Fator X, o consumidor já está sendo beneficiado?
- Com o decorrer dos acontecimentos, desde a primeira revisão, o que concomitou para um aperfeiçoamento ou declínio da concepção do Fator X até os dias atuais?
- A metodologia de cada revisão periódica é revista com base em quê? As concessionárias também participam?
- Quais foram as principais alterações realizadas no cálculo do Fator X para este quarto ciclo de revisões? A NT já foi divulgada?

ANEXO II - Valores Nominais das Tarifas Médias de Energia por Classe de Consumo

Classes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Industrial (R\$/MWh)	130,54	158,26	191,35	213,59	222,32	214,48	228,35
Poder Público (R\$/MWh)	219,84	253,5	278,3	296,36	297,88	288,37	299,82
Residencial (R\$/MWh)	241,98	274,71	294,3	299,88	297,83	282,01	293,33
Rural (R\$/MWh)	137,99	165,21	177,96	184,99	186,54	178,28	188,87

2010	2011	2012	2013	2014	2015
231,89	245,54	257,33	223,19	249,01	369,98
300,22	315,87	329,72	286,11	305,96	420,87
300,56	315,64	333,44	285,24	305,35	427,16
198,47	211,62	219,89	193,87	213,16	306,33

ANEXO III – Variação média da tarifa de energia ano a ano por classes de consumo

Tabela 6 – Variação média da tarifa de energia em relação ao ano anterior

Classe			Classe			Classe		
ANO	Industrial	Residencial	ANO	Industrial	Residencial	ANO	Industrial	Residencial
2004	21,23%	13,53%	2008	-3,53%	-5,31%	2012	4,80%	5,64%
2005	20,91%	7,13%	2009	6,47%	4,01%	2013	-13,27%	-14,46%
2006	11,62%	1,90%	2010	1,55%	2,46%	2014	11,57%	7,05%
2007	4,09%	-0,68%	2011	5,89%	5,02%			

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.