

UFES - UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CCJE - CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS E ECONÔMICAS  
PPGECO - PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

ARY JOSÉ APOLINÁRIO DE SOUZA JÚNIOR

**ANÁLISE DA EFICIÊNCIA PRODUTIVA E DO BEM-ESTAR DOS  
CONSUMIDORES NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA DENTRO DO NOVO MODELO REGULATÓRIO  
BRASILEIRO**

VITÓRIA  
2013

ARY JOSÉ APOLINÁRIO DE SOUZA JÚNIOR

**ANÁLISE DA EFICIÊNCIA PRODUTIVA E DO BEM-ESTAR DOS  
CONSUMIDORES NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA DENTRO DO NOVO MODELO REGULATÓRIO  
BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Universidade Federal do Espírito Santo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Economia.

Orientador: Prof. Dr. Ednilson S. Felipe  
Coorientador: Prof. Dr. Paulo R. Scalco

VITÓRIA

2013

**ARY JOSÉ APOLINÁRIO DE SOUZA JÚNIOR**

**ANÁLISE DA EFICIÊNCIA PRODUTIVA E DO BEM-ESTAR DOS  
CONSUMIDORES NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA DENTRO DO NOVO MODELO REGULATÓRIO  
BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Universidade Federal do Espírito Santo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Economia.

Aprovada em 07 de junho de 2013.

**COMISSÃO EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Ednilson Silva Felipe  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Orientador

---

Prof. Dr. Paulo R. Scalco  
Universidade Federal de Goiás  
Coorientador

---

Prof. Dr. Robson A. Grassi  
Universidade Federal do Espírito Santo

Agradeço, primeiramente a Deus, por tantas graças e bênçãos derramadas em minha vida!

Aos meus orientadores Ednilson e Paulo, o primeiro pela paciência devido a distância e, o segundo, pela atenção dispensada.

À minha querida mãe Solange de Fátima, pelo exemplo de fé e força durante toda a vida, pelas orações e pelo eterno sorriso todas as vezes que eu falava deste sonho.

Ao meu irmão Paulinho, por compreender a minha ausência durante a preparação deste trabalho e pelos cafés/chás servidos para ajudar a me dar disposição.

Ao apoio da CELG Distribuição S/A., em especial aos colegas Carlos Eduardo, Eloísa Arantes e Eliana Kiyomi, que sem eles esta estória não teria sido tão especial.

Ao meu amigo Roberto Campos, pelas portas sempre abertas todas as vezes de que precisei estar em Vitória, pela paciência e pelo carinho. Também agradeço às amigas Michele Melo e Michele Borges, eternas colegas de graduação, às quais devo valiosas dicas acadêmicas.

Por último, porém não menos importante, agradeço ao meu cachorrinho Rick e minha gatinha Gaby, ambos sempre ao meu lado durante os momentos em que preparava esta dissertação.

“Quando o que era difícil se torna impossível, **Deus** começa a agir!”  
Autor desconhecido

“Embora ninguém possa voltar atrás e fazer um novo começo, qualquer um pode começar agora e fazer um novo fim.”

Chico Xavier

## RESUMO

Esta dissertação tem o objetivo de avaliar a relação entre a variação da eficiência produtiva das distribuidoras de energia elétricas brasileiras e a variação do bem-estar dos consumidores de suas respectivas áreas de concessão dentro do novo modelo regulatório brasileiro. Para tanto, utiliza-se da Economia dos Custos de Transação (ECT), como parte integrante da Nova Economia Institucional (NEI). Na Teoria da Regulação vale-se de duas principais correntes: a baseada no “Interesse Público” e a “Teoria da Captura”, sendo a última desdobrada em Teoria do Agente-Principal, Escola de Chicago e na conduta das agências reguladoras. Em sequência tem-se os regimes tarifários mais comuns no setor elétrico, entre eles, custo do serviço, *price cap*, custo marginal (*second best*) e por comparação. Logo após faz-se uma compilação da história do setor elétrico brasileiro, a qual pontua sua evolução institucional até chegarmos ao atual marco regulatório. Neste último destacam-se os procedimentos de reajuste tarifários vigentes: revisão tarifária periódica, índice de reajuste tarifário e revisão tarifária extraordinária. Para o cálculo da eficiência produtiva utiliza-se a Análise Envoltória de Dados (DEA), aplicada nas informações de 45 distribuidoras nos anos de 2005/2006 (1º ciclo) e 2010 (2º ciclo). Quanto ao bem-estar dos consumidores, as variáveis consideradas foram os índices de qualidade do fornecimento (DEC e FEC), além do índice de satisfação da ANEEL. Por fim, tem-se um teste econométrico para avaliar a relação entre a variação da eficiência produtiva e a variação do bem-estar dos consumidores no setor de distribuição de energia elétrica entre o 1º e 2º ciclos de revisão tarifária periódica. Entre os principais resultados destacam-se a melhoria da eficiência produtiva e de bem-estar dos consumidores entre os ciclos, a evolução do fator de produtividade total e a inexistência de relação de causalidade entre a eficiência produtiva e bem-estar dos consumidores com base nas variáveis avaliadas.

Palavras-chave: Eficiência produtiva. Bem-estar. Energia elétrica.

## ABSTRACT

This thesis aims to evaluate the relationship between the variation of productive efficiency of Brazilian electricity distributors and the variation of welfare of consumers of their respective concession areas, within the new regulatory model. To do so, it uses the Transaction Cost Economics (TCE), as part of the New Institutional Economics (NIE). The Theory of Regulation relies on two major currents: the one based on the “Public Interest” and the “Capture Theory”, the last one being deployed in the Principal-Agent Theory, Chicago School and in the conduct of the regulatory agencies. In sequence, it has the most common tariff regimes in the electricity sector, among them, service cost, price cap, marginal cost (“second best”) and by comparison. Right after, a compilation of the history of the Brazilian electric sector is made, one which punctuates its institutional development, until the current regulatory framework is reached. In the latter, the existing tariff adjustment procedures stand out: periodic tariff, tariff adjustment index and extraordinary tariff review. To calculate the productive efficiency we use the Data Envelopment Analysis (DEA) applied to the information of 45 distributors in 2005/2006 (1st cycle) and 2010 (2nd cycle). As for the welfare of consumers, the variables considered were the indices of quality of supply (DEC and FEC), besides ANEEL’s satisfaction index. At last, there is an econometric test to assess the relationship between the variation of productive efficiency and the variation of welfare of consumers in the sector of electric power distribution between the 1<sup>st</sup> and 2<sup>nd</sup> cycles of the periodic tariff revision. Within the main results, we highlight the improvement of the productive efficiency and welfare of consumers between the cycles, the evolution of the total productivity factor and the lack of relationship between the productive efficiency and welfare of consumers based on the evaluated variables.

Keywords: Productive efficiency. Welfare. Electrical Energy.

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Participação das Parcelas “A” e “B” na composição da Receita Requerida (RR) 2º ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas.....	64
Gráfico 2 – Índices de Eficiência Técnica em 1993, 1997 e 2011.....	71
Gráfico 3 - Distribuidoras de energia elétrica no 1º ciclo de RTP por classes de eficiência técnica.....	91
Gráfico 4 - Distribuidoras de energia elétrica no 1º ciclo de RTP por índice de eficiência técnica: Método BCC, separados por tipo de rendimento de escala.....	92
Gráfico 5 - Distribuidoras de energia elétrica no 2º ciclo de RTP por classes de eficiência técnica.....	93
Gráfico 6 - Distribuidoras de energia elétrica no 2º ciclo de RTP por índice de eficiência técnica: Método BCC, separados por tipo de rendimento de escala.....	95
Gráfico 7 – Índice de Malmquist, Efeito Emparelhamento e Efeito Deslocamento da Fronteira Eficiente; por distribuidora.....	97
Gráfico 8 - Índice de Malmquist das distribuidoras, agrupadas por classe de evolução do FPT.....	99
Gráfico 9 – Variação do indicador DEC das distribuidoras, entre o 1º e 2º ciclo de RTP.....	102
Gráfico 10 – Variação do indicador FEC das distribuidoras, entre o 1º e 2º ciclo de RTP.....	103
Gráfico 11 – Variação do Índice IASC das distribuidoras, entre o 1º e 2º ciclo de RTP.....	104
Gráfico 12 – Correlação entre variações no bem-estar dos consumidores e variações na eficiência técnica: (a) DEC e ET; (b) FEC e ET; (c) IASC e ET.....	107



## LISTA DE SIGLAS

ACL - Ambiente de Contratação Livre  
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica  
BCC - Método de Rendimentos Variáveis de Escala  
BNDE (S) - Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (Social)  
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CCR - Método de Rendimentos Constantes de Escala  
CFB - Constituição Federal do Brasil  
CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico  
CRC - Conta de Resultados a Compensar  
DCE - Rendimentos Decrescentes de Escala  
DEA - Análise Envoltória de Dados  
DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora  
DMU - *Decision Making Unit*  
DNAE(E) - Departamento Nacional de Água e Energia (Elétrica)  
ECT - Economia dos Custos de Transação  
EEF - Equilíbrio Econômico-Financeiro  
EFE - Eficiência de Escala  
EPE - Empresa de Pesquisa Energética  
ER - Empresa de Referência  
ET - Eficiência Técnica  
FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora  
FFE - Fundo Federal de Eletrificação  
IASC - Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor  
IGP-M - Índice Geral de Preços - Mercado  
IRT - Índice de Reposicionamento Tarifário  
IUEE - Imposto Único de Energia Elétrica  
MAE - Mercado Atacadista de Energia  
MME - Ministério de Minas e Energia  
NEI - Nova Economia Institucional  
O&M - Operação e Manutenção  
OI - Organização Industrial  
ONS - Operador Nacional do Sistema

P&A - Processos e Atividades

PMSO - Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outras Despesas

PND - Plano Nacional de Desestatização

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

RCE - Rendimentos Crescentes de Escala

ROL - Receita Operacional Líquida

RR - Receita Requerida

RTE - Revisão Tarifária Extraordinária

RTP - Revisão Tarifária Periódica

SFA - Abordagem de Fronteira Estocástica

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>12</b>
<b>CAPÍTULO 1 : REGULAÇÃO E EFICIÊNCIA: ABORDAGENS TEÓRICAS</b> .....	<b>16</b>
1.1 – A ABORDAGEM DA NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL .....	17
1.1.1 - A ECONOMIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO (ECT) .....	17
1.1.2 – NÍVEIS ANALÍTICOS DA NEI .....	18
1.1.3 – O DIMENSIONAMENTO DAS TRANSAÇÕES .....	21
1.2 – ABORDAGENS TEÓRICAS DA REGULAÇÃO .....	24
1.2.1 – A HISTÓRIA DA REGULAÇÃO .....	24
1.2.2 – REGULAÇÃO E AS INDÚSTRIAS DE REDE .....	30
1.3 – MODELOS DE REGIMES TARIFÁRIOS .....	33
1.4 – ABORDAGEM TEÓRICA DA EFICIÊNCIA .....	36
1.4.1 – A EFICIÊNCIA PRODUTIVA, DISTRIBUTIVA E ALOCATIVA. ....	36
1.5 – CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	39
<b>CAPÍTULO 2: O ARCABOUÇO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.</b> .....	<b>41</b>
2.1 – HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	42
2.1.1 – DO SURGIMENTO ATÉ OS ANOS 90 .....	42
2.1.2 – A REFORMA DO SETOR NOS ANOS 90 .....	47
2.1.3 – O ATUAL MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	51
2.2 - REAJUSTE TARIFÁRIO E EFICIÊNCIA.....	58
2.2.1 - O PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA. ....	58
2.2.2 – CUSTOS GERENCIÁVEIS E EFICIÊNCIA PRODUTIVA .....	65
2.3 – CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	67
<b>CAPÍTULO 3: A EVOLUÇÃO DA EFICIÊNCIA PRODUTIVA DAS DISTRIBUIDORAS E SUA RELAÇÃO COM O BEM-ESTAR DOS CONSUMIDORES DO SETOR</b> .....	<b>69</b>
3.1 – EFICIÊNCIA PRODUTIVA E BEM-ESTAR DOS CONSUMIDORES NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: LITERATURA ATUAL E METODOLOGIA .....	70
3.1.1 – A LITERATURA ATUAL SOBRE A EFICIÊNCIA PRODUTIVA EM DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL. ....	70
3.1.2 – METODOLOGIA .....	74
3.1.2.1- CONCEITOS DE EFICIÊNCIA PRODUTIVA E BEM-ESTAR DOS CONSUMIDORES.....	74
3.1.2.2 – DADOS E ESPECIFICAÇÃO DA ANÁLISE .....	78
3.2 – O TESTE DE EFICIÊNCIA PRODUTIVA .....	79
3.2.1 – O MODELO ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS (DEA).....	79
3.2.1.1 – MEDIDAS COM ORIENTAÇÃO INSUMO.....	81
3.2.1.2 – MODELO CCR (RETORNOS CONSTANTES À ESCALA).....	83
3.2.1.3 – MODELO BCC (RETORNOS VARIÁVEIS À ESCALA).....	85
3.2.1.4 – ÍNDICE DE MALMQUIST .....	87
3.2.2 – RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	90
3.2.2.1 - ÍNDICES DE EFICIÊNCIA TÉCNICA NO 1º E 2º CICLOS POR DISTRIBUIDORA .....	90

3.2.2.2 – EVOLUÇÃO DA EFICIÊNCIA PRODUTIVA ENTRE OS CICLOS: O ÍNDICE DE MALMQUIST. ....	96
3.3 – ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DO BEM-ESTAR DOS CONSUMIDORES ENTRE OS CICLOS .....	101
3.4 – TESTE DE REGRESSÃO ECONOMETRICA: A RELAÇÃO ENTRE EFICIÊNCIA PRODUTIVA E BEM-ESTAR DOS CONSUMIDORES ENTRE OS CICLOS. ....	105
3.5 – CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	109
<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>111</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>115</b>
<b>APÊNDICES .....</b>	<b>120</b>

## INTRODUÇÃO

Esta dissertação tem o objetivo de avaliar a relação entre a variação da eficiência produtiva das distribuidoras de energia elétrica brasileiras e a variação do bem-estar dos consumidores de suas respectivas áreas de concessão dentro do novo modelo regulatório brasileiro, cujo foco está no 1º e 2º ciclos de revisão tarifária periódica. Ou seja, busca-se avaliar quais benesses ou prejuízos oriundos da variação na eficiência produtiva das distribuidoras são estendidos aos consumidores atendidos. Tal hipótese teórica se sustenta no pressuposto de que a regulação (governo) deve buscar a eficiência econômica num aspecto global, visando a equilibrar o atendimento às necessidades dos investidores e sociedade.

O setor elétrico pode ser dividido em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Segundo TOLMASQUIM (2011), o primeiro é responsável pela transformação de uma fonte primária de energia (gás natural, água, sol, biomassa, etc.) em secundária, que é a eletricidade. O segundo – transmissão – executa o transporte da energia elétrica do produtor à central de distribuição e/ou interligação. O terceiro - distribuição - cabe levar energia ao consumidor final, por meio de uma imensa e extensa malha de redes e subestações, espalhadas por toda sua área de concessão. Por fim, o último - comercialização - detém título jurídico de autorização para exercer atividade de compra e venda de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Contudo, o presente trabalho foca sua análise no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, pelos seguintes motivos: i) este segmento enquadra-se perfeitamente na discussão sobre eficiência produtiva, visto que este ponto é constantemente focado pelo regulador dentro do atual modelo regulatório; ii) a este setor também aplica-se adequadamente a discussão sobre bem-estar dos consumidores, posto que existem ferramentas capazes de mensurar a evolução do bem-estar social do mercado consumidor de sua área de concessão<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> No capítulo 3 estes indicadores de qualidade no fornecimento de energia elétrica serão descritos com o devido detalhamento;

Dessa forma, utiliza-se, como base teórica, a Economia dos Custos de Transação (ECT) - como parte integrante da Nova Economia Institucional (NEI) e das teorias de Organização Industrial (OI) - para estabelecer o pano de fundo no qual se desenrolam as teorias de regulação e, conseqüentemente, se discute o comportamento dos agentes econômicos nas indústrias de rede, como no setor de distribuição de energia elétrica. Assim, apresenta-se a NEI dividida em três níveis analíticos: indivíduos, ambiente e arranjo institucional. O primeiro representa os pressupostos comportamentais da racionalidade limitada e do oportunismo; o segundo analisa o papel das macroinstituições no processo de escolha da forma organizacional da firma; enquanto no último o ponto central da análise é o estudo das estruturas de governança, por meio de um enfoque microanalítico.

Dado o objetivo deste trabalho, o foco está na discussão acerca do arranjo institucional, o qual – juntamente com os pressupostos comportamentais da racionalidade limitada e do oportunismo - também tem seu desenho impactado pela incerteza, frequência e especificidade dos ativos. Estas características são importantes no setor distribuição de energia elétrica, dada a forte presença de redes e linhas, cujas especificidades fazem com que apenas os monopólios naturais assegurem a utilização ótima dos recursos produtivos. De outra forma, a distribuidora que formar uma estrutura de governança com menores custos de transação tende a alcançar maior eficiência produtiva.

Em seqüência, as abordagens teóricas da Regulação são apresentadas em duas principais correntes: a baseada no “Interesse Público” e a “Teoria da Captura”. A primeira baseia-se na ideia de utilizar a regulação para retificar as falhas de mercado, cujos movimentos dificultam a economia a atingir o máximo de bem-estar social no sentido de Ótimo de Pareto. Todavia, esta corrente foi sendo gradualmente substituída por uma nova, a qual ficou conhecida como “Teoria da Captura”. Esta, por sua vez, pode ser desdobrada em três vertentes: Teoria do Agente-Principal, Escola de Chicago e na conduta das agências reguladoras. Todas estas vertentes propõem entender a regulação como uma resposta a grupos de interesse bem organizados (*rent seeking*) ou ao governo.

Logo após, apresentam-se os modelos de regimes tarifários mais comuns no setor elétrico, entre eles, *price cap*, custo marginal (*second best*) e por comparação. Contudo, atualmente, no setor de distribuição de energia elétrica o regulador utiliza um *mix* destes regimes, que pode ser entendido como um modelo de regulação incentivada. Desta forma, o regulador estimula as distribuidoras a captar os ganhos de produtividade, sem perder os limites tarifários acordados no contrato de concessão. Por isso, estes incentivos tendem a gerar maior eficiência produtiva nas distribuidoras.

Neste contexto, para se discutir eficiência fez-se necessário destacar seus conceitos: produtiva (técnica), alocativa e distributiva. Como eficiência produtiva, a interpretação é a praxe: mínimo custo, com máximo rendimento. A eficiência alocativa baseia-se no conceito do Ótimo de Pareto para analisar se determinado resultado econômico é mais eficiente que outro. Em sequência, a eficiência distributiva busca eliminar as rendas monopolísticas ou outros ganhos temporários por parte de agentes individuais. Todavia, como o presente trabalho avalia a relação entre eficiência produtiva e o bem-estar dos consumidores, focou-se no primeiro tipo.

Como o horizonte abordado se passa no Brasil, fez-se uma compilação da história do setor elétrico brasileiro, a qual pontua sua evolução institucional até chegarmos ao atual marco regulatório. Neste ínterim, passou-se de períodos marcados pela total presença do capital privado, seguidos pela dominância do Estado, o qual nos últimos anos fez uso das distribuidoras como ferramentas para controle inflacionário, levando o setor à completa fragilidade. Entretanto, na década de 1990, inovações institucionais foram iniciadas pelos Governos Collor e Fernando Henrique, as quais deram ao setor diretrizes capazes de montar as bases ao atual arcabouço institucional vigente. Quanto ao último, destacam-se os procedimentos de reajuste tarifários vigentes: revisão tarifária periódica, índice de reajuste tarifário e revisão tarifária extraordinária. Estes mecanismos detalham a composição da tarifa no setor de distribuição de energia elétrica e permitem ressaltar a parcela em que se pode discutir eficiência produtiva, a qual é conhecida como Parcela “B” (Custos Gerenciáveis).

Neste sentido, o Capítulo 1 traz o referencial teórico que fornecerá suporte aos objetivos propostos neste trabalho, enquanto que o Capítulo 2 fornece os elementos necessários à compreensão da história do setor elétrico brasileiro, principalmente quanto ao segmento de distribuição.

A motivação para este tema justifica-se pela proposição de que o modelo regulatório aplicado ao setor de distribuição de energia elétrica não pode se ater somente na discussão da evolução da eficiência produtiva das firmas que o compõem, mas que também é preciso avaliar sua relação com o bem-estar do mercado consumidor atendido (bem estar social), de modo a se analisar a eficiência econômica como um todo. Isto é, o modelo regulatório deve buscar estender os benefícios do arcabouço institucional vigente a ambas as partes envolvidas: distribuidoras e população.

Por conseguinte, o Capítulo 3 apresenta as principais referências no estudo de eficiência produtiva em distribuidoras de energia elétrica no Brasil, a metodologia utilizada, a literatura a respeito da Análise Envoltória de Dados (DEA) e do Índice de Malmquist. Com isso, ao cálculo da eficiência produtiva utiliza-se a DEA, a qual foi aplicada nas informações de 45 distribuidoras nos anos de 2005/2006 (1º ciclo) e 2010 (2º ciclo). Quanto ao bem-estar dos consumidores, as variáveis consideradas foram os índices de qualidade do fornecimento (DEC e FEC) e o Índice de satisfação do consumidor da ANEEL.

Em sequência, tem-se o teste econométrico para avaliar a relação entre a variação da eficiência produtiva e a variação do bem-estar dos consumidores no setor de distribuição de energia elétrica entre o 1º e 2º ciclos de revisão tarifária periódica. Por conseguinte, os principais resultados são discutidos, juntamente com as devidas ponderações. Por fim, nas considerações finais fez-se uma avaliação do objetivo proposto com base nos resultados obtidos, além de se propor novos problemas de pesquisa.



## **CAPÍTULO 1 : REGULAÇÃO E EFICIÊNCIA: ABORDAGENS TEÓRICAS**

O objetivo deste capítulo é apresentar os princípios teóricos da regulação na abordagem da Nova Economia Institucional em seus conceitos gerais. Como parte integrante da NEI temos a Economia dos Custos de Transação (ECT), que, por meio da contribuição de Coase, tornou-se possível entender a firma como uma unidade de gestão de custos de transação, e não somente transformadora de insumos em mercadorias. Neste contexto, com base nas contribuições de Williamson e North, a firma opta pelo arranjo institucional mais adequado às suas características, dado o ambiente macroinstitucional vigente. Esta análise se desdobrará em três níveis analíticos (indivíduos, ambiente e arranjo institucional), cuja união compõe um único corpo de pesquisa dentro da NEI. Em sequência, será mostrado como a frequência, incerteza e a especificidade dos ativos implicam na escolha do arranjo institucional ideal e em que medida este abre espaço para o surgimento da regulação. Como principais referenciais teóricos temos WILLIAMSON (1989), NORTH (1990) e AZEVEDO (1996).

Em sequência, a história da regulação mostrará as principais vertentes - a do "interesse público" e a "Teoria da Captura" - sendo a última subdividida em três grupos: a Teoria do Agente-Principal, a "Escola de Chicago" e a que foca na conduta das agências regulatórias. Logo após, será mostrado como a regulação ao lidar com os monopólios naturais - cuja participação é intensa nos setores essenciais à sociedade - busca elaborar um arcabouço institucional que opere com a máxima eficiência, ponderando todas as peculiaridades das indústrias de rede (como o setor elétrico), entre elas a presença de externalidades e assimetria de informações. Neste sentido, considerando a importância da tarifa dentro das indústrias de rede - em especial ao setor elétrico - serão apresentados os regimes tarifários, os quais dispõem de mecanismos capazes de promover o reajustamento de preços das firmas, entre outras coisas, de modo a permitir a viabilidade das atividades operacionais. Para tanto, as principais referências bibliográficas usadas foram POSNER (1974), JOSKOW & NOLL (1981), BERG (2000), ARAÚJO (2001) e JOSKOW (2006).

Na próxima seção serão apresentados os conceitos de eficiência (produtiva, alocativa e distributiva), de modo a destacar – dentro da regulação - a importância da expansão de bem-estar social associada à eficiência, com base nas contribuições de POSSAS et al (1997). Por fim, a compreensão dos custos de transação como um ponto gerenciável na firma contribui no processo de regulação setorial, visto que permite a busca por modelos que alcancem maiores níveis de eficiência, que é o ponto central deste trabalho. De outra forma, estas ferramentas tornarão possível entender como o regulador ao lidar com os desafios do processo de gestão dos custos de transação no setor elétrico – dado o impacto das suas especificidades, do ambiente institucional e do comportamento dos agentes – faz com que se verifiquem ganhos de eficiência produtiva e de bem-estar dos consumidores.

O presente capítulo contribui no sentido de assegurar o embasamento teórico que sustentará as premissas para este trabalho de dissertação, o que tornará possível contextualizar a análise proposta com os dados relativos ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, no período em foco.

## **1.1 – A ABORDAGEM DA NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL**

### **1.1.1 - A ECONOMIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO (ECT)**

A Nova Economia Institucional (NEI) pode ser considerada como uma corrente dos estudos de Organização Industrial (OI) e como parte integrante da linha de pesquisa denominada Economia Institucional, cuja consolidação ocorreu na década de setenta, remontando às ideias de Coase<sup>2</sup>, que interpretava a firma como uma unidade capaz de transformar<sup>3</sup> e de economizar custos de transação, provenientes do comportamento oportunista e da racionalidade limitada dos agentes. Assim, a

---

<sup>2</sup> Estas ideias foram inicialmente desenvolvidas na década de 30, com o trabalho “*The nature of firm*” de Coase (1937).

<sup>3</sup> O termo “transformar” aqui é utilizado no sentido de unidade produtora, conforme prevê a microeconomia ortodoxa, na qual a firma tem como foco uma função de produção que visa maximizar lucros.

empresa busca reduzir custos por meio de contratos que lhe assegurem mais vantagens, cabendo ao mercado promover a coordenação do sistema econômico<sup>4</sup>.

Neste sentido, as contribuições de Williamson e North complementaram as ideias desenvolvidas na década de 30, dando mais consistência à análise do grau de eficiência das organizações, por meio da criação de condições analíticas para mensurar a dimensão em que os custos de transação impactam na escolha ótima de organização e de como o ambiente institucional pode influenciá-la. De maneira similar ao utilizado na ortodoxia<sup>5</sup>, a NEI adota o individualismo metodológico como método de análise, através do qual considera que a firma, ao economizar custos de transação, tende a controlar (ainda que parcialmente) os efeitos da prática dos pressupostos comportamentais (oportunismo e a racionalidade limitada), que mais dificultam a escolha da forma ótima de gerir o processo produtivo e suas transações.

### **1.1.2 – NÍVEIS ANALÍTICOS DA NEI**

Na visão de AZEVEDO (1996)<sup>6</sup>, a NEI pode ser consolidada em um único corpo de pesquisa, composto por três níveis analíticos distintos: ambiente e arranjo institucionais; e os indivíduos. O primeiro contempla as bases de interações entre os seres humanos (regras, leis e governo), que “[...] fornece o quadro fundamental de regras que condiciona o aparecimento e seleção de formas de organização que compõem o arranjo institucional [...]” (AZEVEDO, 1996, p. 34). Já o segundo nível – o arranjo institucional - questiona os fatores que determinam uma transação específica (contratos, firmas ou empresas). Por último, os indivíduos, que desempenham um papel importante no arcabouço teórico da NEI, representam a utilização do individualismo metodológico.

---

<sup>4</sup> A coordenação do sistema econômico ocorre por meio de um complexo de contratos, no qual as firmas se inter-relacionam.

<sup>5</sup> Segundo WILLIAMSON (1989), o foco tradicional da economia neoclássica está nas economias de escala e nas indivisibilidades tecnológicas.

<sup>6</sup> O autor cita que seguiu a apresentação exposta em WILLIAMSON (1993a apud AZEVEDO, 1996);

A corrente teórica do ambiente institucional<sup>7</sup> analisa o papel das macroinstituições no processo de escolha da forma organizacional da firma, cuja contribuição essencial foi desenvolver a relação entre instituições e desenvolvimento econômico. Esta relação ocorre na medida em que alguns elementos institucionais, como a garantia de direitos de propriedade, impactam o resultado econômico global (AZEVEDO, 1996). Para esta corrente, o Estado assume o papel de principal provedor das regras econômicas, que, por sua vez, garantem a execução das mesmas. É esta visão autônoma do Estado, para NORTH (1990), que assegura a possibilidade de considerá-lo como capaz de maximizar as preferências das organizações, tendendo a alcançar a eficiência econômica. O processo de estado e maximização ocorre através da evolução institucional, pois na medida em que se aprimora o desenho das instituições, é possível corrigir falhas na estrutura e melhorar o desempenho do sistema econômico.

No tocante ao arranjo institucional, o ponto central é o estudo das estruturas de governança - por meio de um enfoque microanalítico, no qual as regras gerais de uma sociedade são tidas como dadas - que ao realizar as transações geram diferentes custos (AZEVEDO, 1996). Dentro dessa perspectiva, a firma avalia as diferentes formas contratuais existentes, de forma a alcançar mecanismos de governança para estas transações, capazes de reduzirem os custos de transação.

Para WILLIAMSON (1989), uma característica comum nesta linha de pesquisa é compreender a firma como uma das formas de estrutura de governança, juntamente com o mercado e as estruturas híbridas. Com efeito, a firma utiliza dos artifícios disponíveis para definir o arranjo institucional ideal, de sorte que sua organização seja moldada nos contornos propícios a alcançar os menores custos de transação, o que tende a gerar mais eficiência, assim: “Suas questões, portanto, abordam as diferentes formas contratuais enquanto mecanismos de governança dessas transações” (AZEVEDO, 1996, p. 37).

---

<sup>7</sup> Dentre outros, os principais representantes são Douglas North e Steven Cheung.

O terceiro nível analítico - os indivíduos – representa os pressupostos comportamentais da racionalidade limitada e do oportunismo, trazendo para a análise elementos que influenciam de forma significativa na escolha da estrutura de governança, visto que “[...] ambos [...] constituem condições necessárias para a ocorrência de custos de transação” (AZEVEDO, 1996, p. 35).

O pressuposto de racionalidade limitada propõe a aceitação de que os indivíduos são limitadamente racionais, assim: “[...] *se supone que los actores económicos son intencionalmente racionales, solo em forma limitada* (SIMON apud WILLIAMSON, 1989, p.55)”. Ou seja, os agentes ao agirem com racionalidade limitada, tornam-se incapazes de captar e processar todas as informações relevantes disponíveis no mercado, apesar de agir de forma intencionalmente racional. Logo, o agente opta por uma estrutura de governança que lhe assegure maior estabilidade nas projeções quanto à evolução do contrato, dado que sua capacidade de prever é escassa.

Quanto ao oportunismo, os agentes buscam firmar contratos que contingenciem os possíveis custos de transação futuros, oriundos de “janelas” de oportunidade vindouras. O oportunismo pode ser entendido como toda ação do indivíduo no intuito de articular as informações disponíveis a seu favor, no sentido de poder alcançar vantagens para si. [...] *Entiendo por oportunismo la búsqueda del interés propio com dolo. Esto incluye algunas formas más flagrantes tales como la mentira, el robo y el engaño, pero no se limita a ellas.*[...] (WILLIAMSON, 1989, p.57). Por fim, o autor enfatiza que após a definição de cada nível, é importante destacar a existência de mecanismos de interação entre eles, visto que as ações de um podem impactar o outro<sup>8</sup>. Segundo WILLIAMSON (1989), os tipos de oportunismo podem ser conhecidos pelos conceitos de seleção adversa e risco moral<sup>9</sup>, ambos relacionados ao estudo sobre assimetria de informações.

---

<sup>8</sup> O autor cita o exemplo dos efeitos das ações instrumentais ou estratégicas tomadas no plano das organizações com o objetivo de se modificar as regras do jogo. Para mais detalhes, ver AZEVEDO (1996, p.32-35);

<sup>9</sup> O risco moral é *ex-post* à transação, ou seja, este envolve a probabilidade do agente utilizar-se de uma informação, posteriormente à assinatura do contrato, que o principal não possui. Em oposto está a seleção adversa, que é *ex-ante* à transação, isto é, esta consiste na escolha do principal no ato da celebração do contrato, sem conhecer todas as informações relativas ao agente ou à operação.

Em síntese, segundo AZEVEDO (2000), apesar dos três níveis analíticos seguirem trajetórias diferentes, eles se desenvolveram paralelamente, pois partiram de uma referência comum: o trabalho seminal de COASE (1937). De fato, nos dias atuais, os níveis analíticos caminham juntos, numa agenda de pesquisa comum, cujo elo foi feito por WILLIAMSON<sup>10</sup>.

### **1.1.3 – O DIMENSIONAMENTO DAS TRANSAÇÕES**

Conforme apresentado anteriormente, os custos de transação são o elo fundamental do processo de escolha de diferentes estruturas de governança. Neste sentido, WILLIAMSON (1989) chama a atenção para a discussão dos principais pontos que impactam nos custos envolvidos numa transação, e, conseqüentemente na definição da estrutura da governança adequada. Estes são: i) frequência; ii) ativos específicos; iii) incerteza. Em complemento, ao dimensionamento das transações somam-se os efeitos dos pressupostos comportamentais acima citados: oportunismo e racionalidade limitada.

Frequência pode ser entendida como o grau de repetição das transações entre os agentes. Aqui os indivíduos buscam manter boas relações de cordialidade com o objetivo de atender as necessidades de ambos, visto que à medida que uma determinada transação se torna mais intensa (repetitiva), cresce o grau de dependência (ou de confiança) mútua entre as partes.

O segundo ponto que influencia na dimensão das transações são os ativos específicos. Estes ocorrem quando não podem ser reutilizados em outra atividade econômica sem perdas significativas de valor, ou seja, o custo de adaptação gera uma queda em sua avaliação (reduzindo a possibilidade de usos alternativos). Segundo WILLIAMSON (1989), a especificidade dos ativos surge num contexto intertemporal, no qual o objetivo das firmas que dependem destes ativos não podem mudar ao longo do tempo, visto que o ganho observado em virtude da escolha de uma estrutura de governança ideal pode ser anulado, caso os contratos sejam rompidos.

---

<sup>10</sup> WILLIAMSON (1991 apud AZEVEDO, 2000).

Um clássico exemplo é o setor de distribuição de energia elétrica, cuja especificidade dos ativos envolvidos (subestações, redes e linhas de distribuição) induz as firmas a manterem-se em operação, mesmo com a percepção de baixas taxas de retorno ou diante de modelos regulatórios que pressionam por expansão nos níveis de eficiência produtiva<sup>11</sup>. Para AZEVEDO (1996, p.51), “[...] a especificidade é a característica de um ativo que expressa a magnitude de seu valor que é dependente da continuidade da transação à qual ele é específico.[...]”. Logo, quanto maior for a especificidade de um ativo, maiores serão os custos de transação associados à sua utilização, visto que existirão riscos em sua contratação, principalmente se forem necessárias adaptações.

Por fim, o último fator é a incerteza. Esta pode ser entendida como aquela em que a distribuição de probabilidades dos distúrbios permanece inalterada, mas um número maior de distúrbios ocorre<sup>12</sup>. De outra forma, incerteza equivale ao efetivo desconhecimento dos possíveis eventos futuros (NORTH, 1990)<sup>13</sup>. Por isso, quanto mais intensa for a incerteza quanto a uma transação específica, maior será seu custo. Por conseguinte, como cada grupo de transações possui um conjunto de similaridades, faz-se necessário criar diferentes estruturas de governança para reger cada transação, como mercado, integração vertical ou contratos (AZEVEDO, 1996)<sup>14</sup>. Em resumo, é com base na relação entre especificidade dos ativos, frequência e incerteza, que as firmas optam por um determinado tipo de mecanismo de governança: mercado, integração vertical ou contratos. E, por sua vez, a escolha da melhor forma de organização, o que implica em menores custos de transação, traduzindo-se em maior eficiência econômica.

---

<sup>11</sup> Cabe ressaltar que apesar das demais opções de uso do sistema de distribuição - como o aluguel de pontos de fixação nos postes - ter se tornado prática frequente nas distribuidoras nos dias atuais, isto não representa uma alternativa a estes ativos devido ao pequeno valor de receita agregada e pelo fato de que esta é direcionada, em sua maioria, para a modicidade tarifária (ver Capítulo 2).

<sup>12</sup> Ver WILLIAMSON (1991 apud AZEVEDO, 1996).

<sup>13</sup> A incerteza relaciona-se diretamente com o pressuposto comportamental da racionalidade limitada, dado que, se os indivíduos forem incapazes de prever o futuro por meio do uso de distribuições probabilísticas, isto os tornam mais suscetíveis aos custos imprevistos.

<sup>14</sup> No mercado as firmas adquirem seus insumos no mercado à vista, sem a necessidade de criar provisões robustas para futuros imprevistos. Na integração vertical (hierarquia) a firma internaliza sua operação produtiva, por questões estratégicas internas à firma. Por fim, a forma híbrida (contratos) pode ser vista como um tipo intermediário entre a integração vertical (hierarquia) e o mercado.

Todavia, todas as ponderações feitas acima não conduzem os agentes à elaboração de contratos que inibam todos os riscos relacionados a estes. Isto ocorre porque, segundo WILLIAMSON (1989), os custos de transação, sejam *ex-ante* (elaboração e negociação) ou *ex-post* (fiscalização e/ou má-adaptação), tornam a elaboração do contrato em algo que deve ser feito com cuidado, principalmente se o objeto for um caso complexo, o que implicará no reconhecimento de diversas contingências e na estipulação de adaptações apropriadas à execução do contrato. Com efeito, além da complexa elaboração, os contratos se tornam naturalmente incompletos, visto que as partes possuem racionalidade limitada e atuam num ambiente de incerteza.

Esta limitação em estipular as contingências futuras não se refere somente à questão informacional<sup>15</sup>, mas também aos custos de execução do contrato, o qual visa a garantir o cumprimento de todas as cláusulas acordadas. Assim, os contratos de maior duração implicam em maiores custos quanto à previsão das contingências futuras no momento de firmar o compromisso (assinatura), ou seja, de forma *ex-ante*. Todavia, estes contratos podem ser vantajosos, já que a continuidade da transação gera confiança, o que reduz os custos de transação. Consequentemente, para PEANO (2005), conclui-se que os contratos são incompletos, deixando para o período de execução a solução de imprevistos que vierem a ocorrer.

Portanto, a NEI contribui de forma singular para a formação da base teórica da regulação, visto que ela fornece parâmetros à melhor forma de organização das firmas, de modo que estas alcancem estruturas de governança que resultem em menores custos de transação e maior eficiência econômica, ponderando os impactos dos pressupostos comportamentais (oportunismo e racionalidade limitada) e dos fatores que influenciam no dimensionamento das transações (frequência, incerteza e especificidade dos ativos). A par disso, espera-se que a regulação estabeleça um aparato institucional que incentive a eficiência nas firmas, de modo a estender para o sistema econômico seus benefícios. Por conseguinte, a regulação assume um papel fundamental no funcionamento do setor de energia elétrica, devido à forte presença de ativos específicos e de contratos de longo prazo (contratos incompletos).

---

<sup>15</sup> Por questão informacional entende-se assimetria de informações: risco moral e seleção adversa.



## 1.2 – ABORDAGENS TEÓRICAS DA REGULAÇÃO

### 1.2.1 – A HISTÓRIA DA REGULAÇÃO

Segundo uma perspectiva histórica<sup>16</sup>, a regulação surgiu como uma forma de o Estado intermediar o jogo das forças econômicas, seja buscando evitar a geração de perdas sistêmicas em determinados períodos, seja elaborando planos econômicos para estimular o crescimento do emprego e da renda (FIANI, 1998). De outra forma, a regulação pode ser entendida como um conjunto de ações do Estado, com o objetivo de limitar os graus de liberdade dos agentes econômicos nos processos de tomada de decisão, assim : “[...] *the term [ regulação econômica ] refers to taxes and subsidies of all sorts as well as to explicit legislative and administrative controls over rates, entry, and other facets of economic activity*” (POSNER, 1974, p.1). Por isso, a interferência do Estado nas transações econômicas tende, dentre outros, a limitar o oportunismo dos agentes, de modo a permitir que os custos e benefícios de seu funcionamento sejam adequadamente distribuídos entre as partes.

A literatura econômica propõe compreender a Teoria da Regulação por duas principais correntes. A primeira, segundo POSNER (1974), é intitulada como de “interesse público”, a qual sustenta seu surgimento em resposta à demanda do público por correções das ineficiências ou práticas injustas de mercado, via melhoras no bem-estar social. A segunda corrente<sup>17</sup> é chamada de “Teoria da Captura”, nesta perspectiva a regulação é vista como resposta aos interesses de grupos estabelecidos (*rent seeking*) e/ou do Governo, na qual os primeiros lutam por maximizar os lucros dos seus membros e o segundo visa a atender seus objetivos políticos. Esta última pode ser subdividida em três grupos: a Teoria do Agente-

---

<sup>16</sup> Para mais detalhes, ver: CREW & KLEINDORFER (2002) e FIANI (1998);

<sup>17</sup> Citada por POSNER (1974), JOSKOW & NOLL (1981) e ARAÚJO (2001);

Principal, a “Escola de Chicago”<sup>18</sup> e a que foca na conduta das agências regulatórias<sup>19</sup>.

A análise do bem-estar social (“interesse público”) considera que os mercados estão em equilíbrio no sentido de Pareto<sup>20</sup> e que as falhas de mercado (informação assimétrica, indivisibilidades de ativos, externalidades) são alvo da atividade regulacional<sup>21</sup>. Por isso, “[...] *the principal government interventions in the economy were simply responses [...] to public demands for rectification of [...] inefficiencies and inequities in the operations of the free market.*” (POSNER, 1974, p. 2).

O conceito de falhas de mercado pode ser mais bem compreendido por meio do primeiro teorema fundamental do bem-estar social, o qual afirma que se existir um número suficiente de mercados e se todos os consumidores e produtores atuarem competitivamente, haverá um ponto de equilíbrio neste mercado, cuja alocação dos recursos é ótima no sentido de Pareto<sup>22</sup>. Neste ponto, não há excesso de oferta ou demanda e as necessidades são atendidas adequadamente.

Entretanto, os mercados reais não se apresentam em equilíbrio, o que pressupõe o comportamento não competitivo dos agentes, a presença de informações assimétricas e o prolongamento dos ajustes em determinados mercados, gerando assim as “falhas de mercado”, com efeito: “*Behind each scheme of regulation could be discerned a market imperfection the existence of which supplied a complete justification for some regulation*” (POSNER, 1974, p. 2). Logo, cabe ao Estado, por meio da regulação, limitar (ou eliminar) os impactos destas falhas, visando a reduzir as perdas de excedente econômico (consumidor e produtor). Contudo, segundo POSNER (1974) esta visão revelou propósitos equivocados em alterar a operação dos mercados sob a alegação de defesa do interesse público. Com efeito: “*The*

---

<sup>18</sup> Segundo JOSKOW & NOLL (1981) seus principais proponentes são Stigler, Posner e Peltzman.

<sup>19</sup> Segundo JOSKOW & NOLL (1981) seus principais proponentes são Noll, Bernstein e Eckert.

<sup>20</sup> Ver FIANI (1998), p. 11-14.

<sup>21</sup> Esta justificativa norteou a visão sobre regulação até os anos setenta, visto que logo após iniciaram-se discussões em torno do campo teórico da regulação e do próprio sentido da regulação. Neste momento, segundo FIANI (1998), começou-se a discutir as “falhas do governo” e não mais as “falhas do mercado”, visto que foram introduzidos novos conceitos neste debate, entre eles, os grupos de pressão e *rent seeking*.

<sup>22</sup> Ver FIANI (1998).

*economists of traditional scheme for using market mechanisms to correct externalities has rarely been utilized'* (JOSKOW & NOLL, 1981, p. 24).

Conforme POSNER (1974), a segunda corrente, conhecida como “Teoria da Captura”, trata da regulação como um processo por meio do qual os grupos de interesses buscam promover seus objetivos, fazendo uso de diversos artifícios. Num sentido mais amplo, a captura pode ocorrer pelas firmas reguladas, pelo governo ou por outras organizações interessadas nos impactos da regulação.

Por volta dos anos 80, segundo CREW & KLEINDORFER (2002), surgiu a Teoria do Agente-Principal<sup>23</sup>, como um mecanismo que alinhou teoria e informação econômica no âmbito regulatório. O modelo básico da teoria considera a existência de dois atores: o principal (Agência Reguladora) e o agente (firmas reguladas), sendo que ambos se relacionam por meio das transações de mercado. Grosso modo, o principal é um ator cujo retorno depende da ação de um agente ou de uma informação que é propriedade exclusiva deste. Essa relação introduz dois problemas - risco moral e seleção adversa - sobre como devem se organizar as firmas e sua relação com o mercado, afetando, inclusive, os padrões de investimento e de determinação dos níveis de emprego de recursos. Ou seja, esta teoria apresenta um problema de informação assimétrica.

Nesta perspectiva, o clássico exemplo é o efeito “*Averch-Johnson*”, apresentado por AVERCH & JOHNSON (1962), no qual as firmas que estão sujeitas à regulação por serviço<sup>24</sup> tendem expandir sua base de remuneração, para elevar sua taxa de retorno, assim: “*The firm is assumed to seek to maximize some objective, usually profits*” (JOSKOW & NOLL, 1981, p. 10). Entretanto, quando a firma adota tal postura, ela induz o regulador a aprovar um excesso de investimentos (o que aumentará seus lucros), criando um efeito difícil de ser detectado.

---

<sup>23</sup> Segundo CREW & KLEINDORFER (2002), a Teoria da Agência está citada no trabalho de BARON & MYERSON (1982): “*Regulating a monopolist with unknown costs*”, *Econometrica*, vol. 50, p. 911-930.

<sup>24</sup> A regulação por serviço é um tipo de regime tarifário, segundo ARAÚJO (2001), que prevê a fixação de uma taxa de remuneração sobre o capital investido, de forma tal que o cálculo da tarifa atenda satisfatoriamente essa taxa, dado um nível de consumo previsto.

Para ARAÚJO (2001) a figura do regulador “capturado” parece algo comum e necessita ser compensada por mecanismos adequados, pois:

A maior parte do conhecimento técnico sobre a indústria regulada encontra-se em funcionários das empresas que nela operam. Assim, pelo menos parte do pessoal técnico do órgão regulador pode ter sido funcionário de firmas reguladas, ou vir a ser contratado por elas. Além destes intercâmbios de funcionários, as atividades do órgão colocam seus funcionários em estreito contato com as firmas reguladas. Estes mecanismos levam a certa empatia com essas firmas, no sentido de que os valores e processos mentais que são absorvidos e aceitos favorecem implicitamente as mesmas (...). (ARAÚJO, 2001, p.45)

Cabe ressaltar que a relação entre órgão regulador e empresa regulada sempre envolve assimetrias de informação - as quais serão agravadas, por exemplo, pela evolução tecnológica que afeta a dinâmica dos mercados. Uma crítica a esta teoria, feita por CREW & KLEINDORFER (2002), é que se o regulador está errado nos seus pressupostos de conhecimento comum a respeito do agente, serão os consumidores ou as próprias firmas reguladas que arcarão com as consequências. Ou seja, o regulador possui em seus atos o pressuposto de que suas decisões ponderam todas as limitações geradas pelas informações assimétricas, de modo a evitar a geração de desequilíbrios no setor regulado.

A “Escola de Chicago”, segundo JOSKOW & NOLL (1981), entende a regulação como um meio de transferir renda aos grupos bem organizados, desde que estes retornem tais favores através de votos ou contribuições a políticos<sup>25</sup>. Dessa forma, o autor destaca:

*In politics, organizations and contributions matter because they affect voter information and motivation; consequently, a legislative theory of regulation must have some theoretical connections to the electoral process. (JOSKOW & NOLL, 1981, p. 36)*

Neste sentido, a regulação pode ser entendida, conforme STIGLER (1971), como resposta à demanda de uma indústria, na qual o desenho e funcionamento do sistema regulatório busca atender as demandas dos grupos de interesses, tanto para um grande conglomerado de firmas (de uma mesma indústria), no qual “[...] a particular interest group - the regulated firms - as prevailing in the struggle to

---

<sup>25</sup>Para PEANO (2005) esta abordagem favoreceu o surgimento de outros conceitos de análise, como os “grupos de interesse” (*rent seeking*).

*influence legislation [...]*” (POSNER, 1974, p.12); quanto para um escopo mais geral<sup>26</sup>, o que “[...] *emphasize the importance of interest groups in the formation of public theory*” (POSNER, 1974, p.11).

Dentre os objetivos estratégicos que compõem a demanda de uma indústria estão o controle de entrada, manutenção do mercado, preços praticados compatíveis com altas taxas de lucro, etc. Assim, dentro dessa perspectiva, a regulação pode ser entendida como um jogo de interesses, no qual os *rent seekings* buscam apoio no regulador para alavancar seus projetos de investimento e garantir sua participação no mercado.

*The most obvious contribution that a group may seek of the government is a direct subsidy of money. The second major public resource commonly sought by an industry is control over entry by new rivals.* (STIGLER, 1971, p. 3-4)

Por tudo isso, segundo ARAÚJO (2001), dadas as tensões que se desenrolam ao longo do tempo, o regulador pode ceder às pressões tanto do Governo, quanto das empresas; em ambos os casos diz-se que ocorreu a “captura” do regulador.

Nestes casos, diz-se que o regulador foi capturado. No primeiro caso, a captura dá-se através de mecanismos de pressão política ou administrativos. No segundo, os mecanismos são mais sutis e estão de certo modo ligados à assimetria de informação entre regulador e regulados, mais particularmente à questão do conhecimento técnico. (ARAÚJO, 2001, p. 11)

A última etapa, que integra a corrente da “Teoria da Captura”, tem como foco a conduta das próprias agências regulatórias<sup>27</sup>, em que a maioria prevê resultados favoráveis a grupos organizados. Para JOSKOW & NOLL (1981), os legisladores criam estruturas institucionais que são orientadas a atender o bem-estar dos grupos bem organizados, portanto: “*The structure of the regulatory process assumes*

<sup>26</sup> Segundo PELTZMAN (1976), a regulação pode não atuar somente em função de atender as demandas de uma única indústria, como cita STIGLER (1971), mas também para um grupo muito mais amplo de interessados. Como exemplo, o autor cita o caso das diferenças de classes tarifárias, na qual o regulador pode cobrar um maior valor de uma parte da população para poder fornecer o mesmo produto com menor preço a outra parcela de consumidores. Este exemplo se assemelha ao caso do Programa Baixa Renda no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

<sup>27</sup> Segundo ARAÚJO (2001), é grande o número de formas que podem assumir os órgãos encarregados de regular um setor, entre eles, temos as *public utility commissions*, os departamentos ministeriais e as agências reguladoras.

*importance in this model, because it determines the extent to which the congressman [...] can influence its outcome*” (JOSKOW & NOLL, 1981, p.38). Sendo assim, POSNER (1974) sugere uma Teoria do Ciclo de Vida para as agências reguladoras, na qual sua criação ocorre no momento em que os legisladores têm forte interesse no problema-alvo da instituição recém-inaugurada, mas, posteriormente, o Estado encontra-se incapaz de monitorar estas agências e seus respectivos resultados<sup>28</sup>.

Não obstante, para GOLDBERG (1976), a regulação pode ser vista como contratos coletivos entre regulador e as firmas reguladas, na qual se busca não só resolver questões ligadas aos custos, mas também envolve as complexidades em elaborar e administrar os contratos de concessão, mantendo seu equilíbrio econômico-financeiro. Este autor destaca que os agentes não devem esperar a formação de um contrato ótimo<sup>29</sup>, descartando assim o paradigma da transação discreta<sup>30</sup>, mas sim o razoável, visto que é preciso compreender as especificidades de cada indústria e adotar as restrições apropriadas a cada caso (de modo a blindar os consumidores do oportunismo das firmas). Assim, “[...] muitos especialistas têm caracterizado a tarefa das agências reguladoras como um balanceamento dos interesses de três grupos: consumidores, investidores e governo [...]” (BERG, 2000, p.162).

Como consequência, a prerrogativa de autonomia do regulador surge como imprescindível para o sucesso da regulação, pautando pela garantia da sua credibilidade e evitando sua captura. Na visão de BERG (2000), os três elementos que mais afetam o desempenho regulatório são: mandato legal, valores e recursos. O mandato legal estipula o horizonte de atuação do regulador, apontando as atividades de sua responsabilidade e demais ferramentas necessárias. Enquanto

---

<sup>28</sup> A Teoria do Ciclo de Vida deixa, subentendido, que algumas agências reguladoras podem ser criadas somente para atender fins específicos àquele instante de sua criação, podendo mais tarde perder sua razão de existir ou simplesmente tornando sua atuação menos relevante. Cabe ressaltar, que BERG (2000) utiliza igual nome para explicar o processo de amadurecimento das agências reguladoras, que em nada converge com o citado por POSNER (1974).

<sup>29</sup> Entende-se como contrato ótimo aquele que consegue gerar um montante de provisões tal que minimize fortemente os custos de transação no futuro.

<sup>30</sup> O paradigma da transação discreta, segundo GOLDBERG (1976), prevê que as partes envolvidas estão preocupadas com a definição clara do preço e da quantidade dos insumos ou produtos finais da firma, de forma a otimizar a produção e as decisões de consumo. Isto é, as transações aqui são vistas dentro do universo neoclássico, cujas decisões são tomadas de forma racional e previsível. Porém, sabe-se que no mundo real os contratos envolvem relações muito complexas que tornam os agentes impossibilitados de atuar com total previsibilidade quanto à elaboração das diretrizes que envolvem o processo produtivo.

que os valores representam o aspecto cultural da organização, de outra forma “[...] *represent the principles that support the daily activities and vision of [agência reguladora]*” (BERG, 2000, p. 160). Neste sentido, os recursos correspondem a todos os instrumentos demandados para a execução das rotinas inerentes à atividade regulatória. Em síntese, o autor destaca que estes fatores não tornam a regulação mais fácil, porém mais factível: “[...] *the presence of [these] resources [...] does not make effective regulation **easy**, but they do make effective regulation possible*” (BERG, 2000, p. 160, grifo nosso). Por fim, o autor aponta que desta forma o regulador consegue atuar com maior independência.

Segundo PELTZMAN (1976), não obstante a hipótese de autonomia do regulador, nada o impede de criar mecanismos que visam a equilibrar o custo do preço regulado - como as tarifas de energia elétrica subsidiadas - entre os agentes envolvidos no processo, cobrando mais das parcelas mais ricas e menos das pouco favorecidas.

Portanto, a atividade regulatória deve buscar lidar com os problemas de assimetria de informações, de modo a evitar sua “captura”, além de construir uma estrutura de governança capaz de melhor desenvolver suas atividades, de modo que a propicie alcançar melhores níveis de eficiência. Por conseguinte, o ideal é que se desenvolva um arcabouço institucional que se consiga maximizar o bem-estar social, de forma a atender as demandas das partes envolvidas no processo: governo, firmas reguladas e consumidores.

*The essence of this normative analysis as a positive theory is that one begins an analysis of a regulatory process with the assumption that its purpose is to maximize some universal measure of economic welfare, such as consumers’s surplus or total surplus. (JOSKOW & NOLL, 1981, p. 36).*

### 1.2.2 – REGULAÇÃO E AS INDÚSTRIAS DE REDE

As indústrias de rede, com destaque ao segmento de distribuição de energia elétrica, são dotadas de características peculiares, entre elas, a forte presença de

economias de escala<sup>31</sup>, ativos específicos e a concentração de elevados investimentos, o que por sua vez torna possível classificá-las como monopólios naturais. Segundo DIAS & RODRIGUES (1997), as indústrias de rede compreendem o conjunto de empresas dependentes da implantação de malhas (ou redes) para “transportar” (ou levar) ao consumidor seus respectivos produtos.

Dentro deste cenário, segundo ARAÚJO (1997), surge a necessidade de o Estado intervir no funcionamento destes setores, de modo a atuar como balizador de interesses, além de regular o funcionamento e seus principais aspectos, entre eles: a essencialidade dos bens produzidos, a presença de externalidades<sup>32</sup>, as economias de escala (e de escopo) e a condução de investimentos no setor (como os de longa maturação). Neste sentido, o Estado busca garantir o fornecimento dos bens/produtos destes setores, como água potável e energia elétrica, que são essenciais à população; porém, sem onerar de forma excessiva os consumidores. Para tanto, estabelece-se um modelo regulatório que custeie os gastos com manutenção e expansão das redes, o que torna possível atender as demandas da sociedade, sem perder o equilíbrio econômico-financeiro das firmas. Outro ponto relevante é que, em geral, como estes investimentos são de elevado custo e longa maturação, é preciso que o Estado intervenha de forma a assegurar o crescimento planejado da oferta.

Por tudo isso, como os monopólios naturais predominam nas indústrias de rede, a regulação busca reduzir seus impactos negativos, tais como a geração de externalidades e o poder de influência na formação de preços. Assim, o regulador cria um sistema de reajustamento de preços (via tarifas), o que limita seu poder de barganha quanto à definição de preço; controla os critérios mínimos para a entrada e estabelece mecanismos de proteção dos consumidores, como o controle do domínio de mercado (fusões e aquisições) e a exigência de atender com níveis mínimos de qualidade. Este aparato institucional é indispensável para manter o bom

---

<sup>31</sup> Esta característica pressupõe que os projetos de investimento neste setor somente possuem viabilidade econômico-financeira se nele operarem uma ou poucas empresas, ou seja, isto restringe consideravelmente o número de empresa para um determinado espaço.

<sup>32</sup> Externalidades podem ser entendidas como as transações que afetam terceiros ou a própria coletividade, conforme ARAÚJO (1997). Segundo FIANI (1998), grosso modo, as externalidades ocorrem sempre que uma atividade de natureza econômica de um agente gera um custo ou um benefício, sem que o agente em questão tenha que arcar com este custo ou possa ser remunerado pelo benefício. Com isso, as externalidades surgem em função da ausência de um balizador que determine a alocação deste custo ou benefício.



funcionamento das indústrias de rede, visto que sem ele, este contrabalanceamento entre vantagens e desvantagens estaria comprometido.

O caso do setor de distribuição de energia elétrica<sup>33</sup> encaixa-se adequadamente no perfil das indústrias a serem reguladas, visto que a presença de economias de escala possibilita o oferecimento deste bem por uma única firma ao menor custo para o mercado, do que duas ou mais firmas.

Se um determinado bem ou serviço (não facilmente substituível) pode ser fornecido por uma única firma para um mercado a menor custo que duas ou mais, com as tecnologias disponíveis, diz-se que este setor apresenta **características de monopólio natural**. Isto ocorre se existirem economias de escala até volumes de produção da ordem da dimensão do mercado. (ARAÚJO, 1997, p. 4, grifo nosso).

Em outras palavras, o custo médio da energia elétrica é mais eficiente (menor) se for, para uma determinada área de concessão, fornecido por uma única distribuidora. Esta condição equivale a dizer que o comportamento desta distribuidora se aproxima ao considerado “competitivo”, uma vez que os preços seriam maiores se neste mercado operassem diversas empresas. Neste sentido, segundo DIAS & RODRIGUES (1997), as indústrias reguladas são vistas, em geral, como serviços públicos que possuem elementos que as tornam de importância estratégica, cujo funcionamento pode afetar a sociedade em geral. Para estes autores, a regulação tanto pode adotar métodos que implicam em um controle quase total sobre as empresas reguladas, quanto usar métodos mais flexíveis.

Por isso, o alcance da eficiência na regulação depende basicamente do modelo adotado, o que implica a criação de estratégias pelas firmas que visam expandir seus lucros dentro do escopo permitido pelas regras estipuladas dentro da estrutura de governança em vigor. Assim, com base no pressuposto de que o Estado consiga lidar com o dilema<sup>34</sup> do funcionamento dos monopólios naturais, mantendo estes setores em condições de exercer seu papel socioeconômico, a regulação surge como uma ferramenta de equilíbrio de interesses nas indústrias de rede. Aqui o

---

<sup>33</sup>Grosso modo, sabe-se que esta análise estende-se às etapas de geração e transmissão de energia elétrica, todavia, para este trabalho focar-se-á a etapa de distribuição.

<sup>34</sup> O dilema do Estado consiste em fazer uma gestão eficiente (responsável) dos monopólios que operam nas indústrias de rede, ou seja, tornar possível que os ganhos de se operá-los superem as perdas sociais inerentes aos mesmos.

pressuposto é que o regulador almeje praticar uma espécie de “gestão responsável” dos monopólios naturais, dada a necessidade de não penalizar a sociedade, mas sim de possibilitar que esta participe das benesses oriundas de um modelo regulatório ótimo.

### 1.3 – MODELOS DE REGIMES TARIFÁRIOS

Os modelos de regimes tarifários visam a estabelecer parâmetros à formação e reajustamento de preços nas firmas reguladas. Assim, com base na importância que a tarifa exerça nas indústrias de rede – especialmente no setor elétrico - cabe especificar os principais tipos de regimes tarifários utilizados nos dias atuais. Dentro dos diversos modelos de regulação, segundo ARAÚJO (2001), a tarifação pode ocorrer: i) pelo custo do serviço; ii) pelo custo marginal e *second best*; iii) por preço teto (*price cap*); iv) por comparação (*yardstick competition* ou *benchmark*).

O modelo regulatório que tarifa ao custo do serviço é a regra mais antiga nas teorias de regulação. Este esquema prevê a fixação de uma taxa de remuneração ao capital investido, no qual as tarifas são calculadas de modo a atender aquela taxa, para um dado nível de consumo previsto. Todavia, este método abre grandes possibilidades para a captura do regulador, conforme citado pela análise de AVERCH-JOHNSON (1962). Neste caso, o problema de seleção adversa poderia ser apenas parcialmente resolvido por meio de auditoria dos dados contábeis, todavia, de qualquer forma o regulador estaria em desvantagem informacional, principalmente quando tratarmos de uma indústria multiproduto: “*Of course, the auditing of costs may not be perfect and in a multiproduct context the allocation of accounting costs between products is likely to reflect some arbitrary joint cost allocation decisions.*” (JOSKOW, 2006, p. 8).

O segundo modelo - custo marginal e *second best* - considera, segundo ARAÚJO (2001), que se teoricamente uma economia opera sem distorções, o ponto de operação de uma indústria que maximiza o excedente social é aquele no qual o

preço da tarifa (de um bem ou serviço) se iguala ao seu custo marginal<sup>35</sup>. Entretanto, caso este esquema mostre-se ineficaz (gerando déficits ou lucros insuficientes) busca-se um *second best* “[...] através da otimização do excedente com a exigência de que a receita total se igualasse ao custo total (mais um lucro julgado razoável e uma provisão para incerteza) [...]” (ARAÚJO, 2001, p.40). Este papel cabe ao regulador, posto que ele coordena a dinâmica setorial de forma a tornar factível a prática do *second best*<sup>36</sup>.

No modelo de por preço teto (*price cap*)<sup>37</sup>, as partes envolvidas negociam regras de fixação de preço e fórmulas para seu reajustamento (previstas em contrato) a serem aplicadas ao longo do período da concessão, além de incorporar a inflação (efeito positivo)<sup>38</sup> e os ganhos de produtividade (efeito negativo). Com isso: “*The price cap mechanism then operates for a pre-established time period [...]. At the end of this period a new starting price [IPC] and a new X factor are established for another cost-of-service [...]*”(JOSKOW, 2006, p.34). Este esquema busca incentivar as firmas a melhor gerenciar seus custos administráveis, alcançando ganhos de eficiência produtiva, que, por sua vez, serão absorvidos por elas. Atualmente, este método é muito usado no setor de distribuição de energia elétrica, dado que ele atende bem dois propósitos fortes da regulação: a limitação de custo (teto) a uma determinada atividade e o estímulo aos ganhos de eficiência produtiva, os quais após a dedução de um fator (conhecido como Fator “X”), podem ser incorporados pelas firmas.

Por último, segundo ARAÚJO (2001), o modelo por comparação (*yardstick competition* ou *benchmark*) visa a estimular a redução dos custos operacionais através da comparação entre firmas, por meio da avaliação de suas demonstrações contábeis. Isto permite o regulador estimar a tarifa para o próximo período, com base nos dados da firma mais eficiente. Assim: “[...] *an efficient regulatory*

---

<sup>35</sup> Contudo, sabe-se da dificuldade de se mensurar o custo marginal de uma firma, especialmente nas indústrias de rede, como no setor elétrico. Logo, a possibilidade de se obter uma tarifa que iguala preço de venda ao custo marginal mostra-se pouco provável.

<sup>36</sup> Neste sentido, a regulação passa a ser vista como o caminho a ser utilizado para se atingir este “*second best*”, visto que cabe a ela criar mecanismos regulatórios capazes de alcançar a máxima eficiência na definição das tarifas, as quais buscam aproximar o custo marginal do preço;

<sup>37</sup> Segundo ARAÚJO (2001);

<sup>38</sup> Em geral este modelo é conhecido, segundo ARAÚJO (2001), como “ $IPC - X + Y$ ”, o que significa do índice do preço-custo (ou *price cap*) será descontado o ganho de produtividade (X) e reposto o poder aquisitivo, via reposição inflacionária (Y). Por isso se considera que, no momento da revisão tarifária, o aumento na produtividade tem efeito negativo e a inflação, positivo.

*mechanism involves setting the price for each firm based on the costs of the other firms*” (JOSKOW, 2006, p.22)<sup>39</sup>. Sem dúvida, destaca o autor, pressupõem-se estruturas de custos comparáveis e a inexistência de colusão; além da redução dos problemas oriundos da assimetria de informações (como risco moral e seleção adversa<sup>40</sup>), visto que são as próprias firmas que fornecem os dados a serem julgados<sup>41</sup>. De outra forma: “[...] *these benchmark costs can then be used by the regulator in a yardstick framework or in other ways to reduce information disadvantage*” (JOSKOW, 2006, p.23).

Como alternativa para minimizar os problemas gerados pelas diferentes especificidades de cada área de concessão, a adoção de uma firma-modelo (empresa de referência) foi o caminho apontado de forma precursora pelo setor de distribuição chileno, que segundo PEANO (2005), partiu-se de modelo de engenharia que considerava as melhores práticas e tecnologias disponíveis adaptadas à concessionárias e suas especificidades. Todavia, destaca a autora, este método requer investimento em estudos e dependem de algum julgamento do regulador para sua implementação. Conforme JOSKOW (2006), o regulador, diante da incapacidade de estimar grupos de firmas idênticas, utiliza as modelagens econométricas (como a análise de fronteira estocástica) e matemáticas (como a análise envoltória de dados) para normalizar as diferenças de custos de variação, o que, por sua vez, fundamenta um *benchmark*.

Em sequência, a operação conjunta dos regimes tarifários de *price cap* e por comparação pode ser entendida como um modelo de regulação incentivada, o qual busca fixar tarifas de modo a extrair o máximo de eficiência do modelo, além de minimizar os problemas com a assimetria de informações. Logo: “[...] *regulators can effectively reduce their information disadvantage is by using competitive benchmarks or 'yardstick regulation' in the price setting process*” (JOSKOW, 2006, p. 22)

Entretanto, ainda não há trabalhos focados na comparação dos ganhos de eficiência produtiva com o bem-estar dos consumidores, como no caso da qualidade dos

---

<sup>39</sup> A referência completa deste *insight* veio de SHLEIFER (1985 apud JOSKOW, 2006);

<sup>40</sup> Ver item 1.1.2;

<sup>41</sup> Ver: LAFFONT & TIROLE (p. 84-86 apud ARAÚJO, 2001).

serviços prestados no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. Esta análise, objeto deste trabalho, se propõe a expandir este *benchmark* para um contexto mais amplo, no sentido causa-efeito, questionando a relação entre a eficiência produtiva e o bem-estar dos consumidores.

## 1.4 – ABORDAGEM TEÓRICA DA EFICIÊNCIA

### 1.4.1 – A EFICIÊNCIA PRODUTIVA, DISTRIBUTIVA E ALOCATIVA.

O conceito de eficiência, por POSSAS et al (1997), pode ser dividido em três tipos: produtiva, distributiva e alocativa<sup>42</sup>. A eficiência produtiva<sup>43</sup> busca alcançar o ponto de produção ótima (maior produto e menor custo), da planta produtiva e da respectiva tecnologia. Para o setor de distribuição de energia elétrica isto significa fornecer luz a todos os clientes que compõem a área de concessão de cada firma, com o menor custo possível e maior qualidade, além de atender a expansão da demanda do mercado. Ou seja, para tal tarefa as distribuidoras precisam administrar seus gastos gerenciáveis<sup>44</sup> de modo que a manutenção das linhas/redes de distribuição, o atendimento comercial e a garantia de execução dos investimentos atendam as necessidades dos consumidores pelo qual elas são responsáveis. Por fim, para alcançarem bons níveis de eficiência produtiva, as distribuidoras precisam conhecer uma tecnologia de produção capaz de atender todas estas prerrogativas, simultaneamente<sup>45</sup>. Desta forma, a eficiência produtiva: “[...] consiste na utilização, com máximo rendimento e mínimo custo, da planta produtiva instalada e respectiva tecnologia; [este conceito] pode gerar dúvidas em termos de engenharia, mas tem sentido econômico claro.” (POSSAS et al, 1997, p. 5).

---

<sup>42</sup> O conceito de eficiência dinâmica não será abordado neste trabalho devido à complexidade analítica dos *trade-offs* entre a evolução da eficiência alocativa estática e produtividade, conforme cita POSSA et al (1997);

<sup>43</sup> Eficiência produtiva e eficiência técnica são sinônimas;

<sup>44</sup> Por gastos gerenciáveis entende-se as despesas operacionais (pessoal, material, serviços, provisões/reversões e outras) e as financeiras (juros, multas, amortizações, variações cambial e monetária), todas relacionadas à operação dos ativos da firma;

<sup>45</sup> Vale ressaltar que os encargos setoriais não são computados aqui porque estes são tratados como gastos não gerenciáveis, cujo domínio não compete às concessionárias.

O mesmo significado aplica-se quando se fala em eficiência técnica, que, segundo VARIAN (2006), pode ser alcançada por meio da escolha de fatores e da tecnologia que minimizem os custos de produção ao nível desejado de produto. Por conseguinte, para determinar os níveis ótimos de produção e combinações de insumos, é necessário transformar as medidas físicas inerentes à tecnologia de produção em unidades monetárias ou custos. Desta forma, a análise destes custos nos permite visualizar em qual medida as concessionárias de distribuição de energia elétrica estão operando de forma eficiente. No capítulo 3, seção 3.1.1, será feita uma abordagem quantitativa dos estudos que avaliaram a eficiência produtiva nas distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

O segundo tipo de eficiência – distributiva - atenta-se à capacidade de eliminação das rendas monopolísticas, atenuando problemas sociais relativos à má distribuição dos lucros das empresas nas indústrias de rede, que, por sua vez, são fortemente marcados pela presença de monopólios naturais. A eficiência distributiva possui um caráter mais social à medida que visa a reduzir as perdas no excedente do consumidor oriundas da atuação do monopólio. Assim, eficiência distributiva “[...] refere-se à capacidade de eliminação, por meio da concorrência ou de outro dispositivo, de rendas monopolísticas ou outros ganhos temporários por parte de agentes individuais.” (POSSAS et al,1997, p. 5).

Todavia, FIANI (1998) argumenta que no setor de energia elétrica – de forma geral para as indústrias de rede – a prática de políticas econômicas focadas na promoção da concorrência (pura ou perfeita) é demasiado custosa. Com isso, é comum visualizar a expansão da concorrência nestes setores dentro dos limites possíveis, como aconteceu no setor elétrico brasileiro na década de 90 com o movimento das privatizações alavancadas pelo Governo Federal, dadas suas características estruturais.

Por fim, o terceiro e último conceito de eficiência – alocativa – se baseia no conceito do Ótimo de Pareto para analisar se determinado resultado econômico é mais eficiente que outro. Para POSSAS et al (1997, p. 5): *“Em praticamente todas as aplicações normativas da análise econômica, (...), a noção de eficiência alocativa, em particular a de origem paretiana, tornou-se (...) sinônimo de eficiência*

*econômica.*” Todavia, de forma similar com o que ocorre quanto à eficiência distributiva, com base nas teorias de bem-estar, maior eficiência alocativa está associada a uma situação de concorrência perfeita, o que, segundo POSSAS et al (1997), faz com que em aplicações no mundo real, a condição paretiana seja buscada pela regulação. Grosso modo, alcançar maior eficiência alocativa num sistema econômico equivale à melhor distribuição das rendas geradas por este, o que implica na existência de estruturas de governança capazes de melhor distribuir a participação dos agentes no excedente econômico.

Como o termo eficiência alocativa pressupõe um bom enquadramento, ou melhor, um bom “encaixe” dos benefícios oriundos das atividades econômicas aos agentes, este termo aproxima-se dos objetivos do presente trabalho. Contudo, mensurar os efeitos da regulação mostra-se como um grande obstáculo, dado que “[...] *the task of the research scholar in estimating the effects of regulation is therefore exceptionally difficult*” (JOSKOW & NOLL, 1981, p. 7).

Por tudo isso, POSSAS et al (1997) destaca que o objetivo principal da regulação é aumentar o nível de eficiência econômica do mercado regulado, em detrimento da ideia de que “o objetivo central da regulação de atividades econômicas [...] é promover a concorrência como um fim em si mesmo [...]” (POSSAS et al, 1997, p.4).

Vale ressaltar que como o termo “eficiência” abrange uma diversidade de conceitos, a tarefa de posicioná-la dentro de um ambiente regulado, parece um pouco complexa. Para KELMAN (2009), isto ocorre porque a missão essencial do regulador de um serviço, como o de distribuição de energia elétrica, é garantir que sejam respeitados os direitos dos consumidores e dos prestadores de serviço que atuam com eficiência e prudência. Isto é, a regulação deve buscar equilibrar os interesses, de modo a gerar resultados benéficos a ambas as partes, abrindo-se, a partir disso, espaço para aplicação dos conceitos de eficiência produtiva e de bem-estar dos consumidores.

Por fim, os conceitos de eficiência produtiva e de bem-estar dos consumidores serão utilizados, aplicados ao setor de distribuição elétrico brasileiro, cuja metodologia de

aplicação no presente trabalho será apresentada na seção 3.1.2.1 (Critérios aos conceitos de eficiência produtiva e bem-estar dos consumidores).

## 1.5 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

A par do exposto, as contribuições fornecidas pela ECT permitem estabelecer um nexo causal entre redução dos custos de transação e eficiência, que por sua vez, se estendida a um setor, lança as bases para a edificação de um arcabouço regulatório. Neste íterim, a NEI colabora em auxiliar na compreensão quanto aos mecanismos de governança e aos pressupostos comportamentais, sempre focando os impactos destes na busca pelo arranjo institucional ótimo. Ressalta-se que a redução de dispêndios torna as firmas capazes de alcançar maior eficiência produtiva, como já ocorre nas atividades de operação e manutenção de redes elétricas pelas distribuidoras, por exemplo, por meio do uso de avançados sistemas de comunicação via satélite.

Por tudo isso, a regulação surgiu num contexto em que se demandava a necessidade de corrigir as “falhas de mercado” para alcançar a maximização de bem-estar social, cedendo espaço, posteriormente, às correntes que a compreendem como resposta a grupos de interesse organizados (*rent seeking*) ou do Governo, constituindo a Teoria da Captura. Dadas suas especificidades, observa-se que o objetivo proposto neste trabalho tem melhor acolhida na teoria do interesse público, visto que se busca relacionar a variação do bem-estar dos consumidores à variação da eficiência produtiva das firmas, num contexto em que o setor de distribuição de energia elétrica pode ser mais eficiente economicamente, mas não no sentido de Pareto. De acordo com o observado no caso do setor elétrico brasileiro, observa-se a frequente captura do regulador pelo governo, principalmente quando se avalia o período anterior à década de 1990.

Quando se analisa a regulação nas indústrias de rede, a presença dos monopólios naturais suscita questões pontuais quanto à elaboração do modelo regulatório utilizado, visto que suas especificidades carecem de tratamento singular. A par



disso, a escolha do regime tarifário constitui-se como uma tarefa complexa e arduosa, pois ele pode gerar resultados diversos dos esperados (como a adoção do regime de custo por serviço). Consequentemente, esta decisão influencia no desempenho das firmas reguladas, o que, por sua vez, determina a evolução dos níveis de eficiência produtiva e de bem-estar dos consumidores.

Por fim, lançadas as bases para uma teoria da regulação aplicada às indústrias de rede, em especial ao setor de distribuição de energia elétrica, faz-se necessário apresentar o arcabouço institucional deste setor no Brasil, cujo objetivo será cumprido ao longo do próximo capítulo.

## **CAPÍTULO 2: O ARCABOUÇO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.**

Da abordagem teórica apresentada no capítulo anterior, conclui-se a importância do papel do regulador nas indústrias de rede, em especial ao setor de distribuição de energia elétrica. Tal apontamento justifica-se tanto pela necessidade de se contornar os problemas oriundos do comportamento oportunista e da incerteza, quanto pela busca de um modelo regulatório capaz de estimular a sua expansão, bem como aumentar a eficiência produtiva e o bem-estar dos consumidores. Todavia, a evolução do arcabouço institucional do setor elétrico brasileiro aponta que houve uma incompatibilidade entre política e gestão, devido, principalmente, à complexa institucionalidade.

Desta forma, o objetivo deste capítulo é demonstrar a evolução institucional do setor elétrico brasileiro, pontuando em que medida seu desenvolvimento contribuiu para a formação do atual arcabouço. Inicialmente, apresentar-se-ão as origens do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, desde as primeiras firmas, passando pelo processo de estatização do setor, até chegarmos ao atual modelo regulatório. Neste sentido, mostrar-se-ão como as políticas públicas adotadas pelo poder concedente ao longo dos anos fornecem poucas evidências, dentro dos diversos tipos de institucionalidades criadas, para se identificar o cuidado com a eficiência produtiva das distribuidoras e o bem-estar dos consumidores de suas respectivas áreas de concessão. Todavia, veremos que mesmo com a adoção de estratégias que visavam a compensar o desempenho das distribuidoras por meio de mecanismo regulatório intrassetorial (equalização tarifária), o uso das tarifas de energia elétrica como instrumentos de política anti-inflacionária, juntamente com a crise de financiamento do setor, demandaram reformas de modo a rever sua dinâmica. Entre as principais referências teóricas temos: PIRES (1999), PIRES & PICCININI (1998) e TOLMASQUIM (2011).

Em sequência, serão mostradas as reformas do setor elétrico brasileiro ao longo dos anos 90, as quais trouxeram diversas inovações institucionais, dentre elas a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Como produto deste movimento, inseriu-se a competição nas etapas de

geração e comercialização, além de criar as bases para o retorno do capital privado, afastado do setor por conta das incertezas e dos impedimentos institucionais que vigoravam até então. Posteriormente, apresentar-se-á o atual modelo regulatório, instituído pela Lei nº 10.848/2004, que focou na retomada do planejamento eletroenergético de longo prazo, na participação mais efetiva do regulador na elaboração das regras setoriais e em maior acompanhamento na execução dos contratos (fiscalização).

Por tudo isso, será feita uma contextualização em torno da relação entre o reajustamento de preços e a eficiência produtiva. Para tal, será explicitado o funcionamento e composição dos principais instrumentos de política tarifária no setor de distribuição de energia elétrica – Reajuste Tarifário Anual; Revisão Tarifária Periódica e Extraordinária – do atual modelo regulatório, aplicados no 1º e 2º ciclos de revisão tarifária periódica. Aqui as principais referências teóricas são: PEANO (2005), TOLMASQUIM (2011) e a base regulatória normativa nos dois primeiros ciclos tarifários.

Logo após, será feita uma pequena digressão sobre a relação dos custos operacionais das distribuidoras e eficiência produtiva, de forma a apontar como o regulador induz as firmas a executar suas atividades com eficiência produtiva, o que tende a impactar no bem-estar dos consumidores atendidos em suas respectivas áreas de concessão. Neste sentido, estes instrumentos nos auxiliarão a consolidar os parâmetros da análise proposta no presente trabalho.

## **2.1 – HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

### **2.1.1 – Do surgimento até os anos 90**

No período anterior a 1930, época em que havia uma grande diversidade de pequenas distribuidoras espalhadas pelo Brasil<sup>46</sup>, os contratos de concessão de

---

<sup>46</sup> No início do setor elétrico brasileiro, eram os municípios e os estados que detinham o direito da prestação deste serviço, assim, havia um grande número de pequenas concessionárias (em grande parte cooperativas) de distribuição de energia elétrica.

distribuição de eletricidade eram remunerados com base na “cláusula ouro”, que assegurava a indexação das tarifas pela variação cambial<sup>47</sup>. Por isso, neste período não se verificam vestígios de estímulos à eficiência, uma vez que o objetivo principal fora a geração de situação favorável às concessionárias estrangeiras, dada a importância de se assegurar o interesse das mesmas no negócio, num momento em que o Brasil dependia fortemente do capital estrangeiro para financiar projetos de infraestrutura de longo prazo. Desta forma: “o capital privado nacional fora secundário [devido] à escassez de poupança e incipiência dos mercados de capitais, mas também à dominância da hidroeletricidade, com longos prazos de maturação e altos investimentos” (ARAÚJO & OLIVEIRA, 1995, p. 42).

Tal conjuntura minimamente se alterou com o Decreto 24.643/1934 – Código de Águas - que transferiu o poder concedente de energia elétrica (dos municípios e estados) à União e impôs o regime tarifário pelo custo do serviço, com uma taxa interna de retorno máxima de 10% sobre o custo histórico<sup>48</sup>. Desta forma, apesar da modesta alteração institucional, o regime tarifário instaurado por este decreto somente repassava aos consumidores os gastos necessários ao fornecimento do serviço, acrescidos de uma taxa de lucro. Logo, quanto à institucionalidade anterior, pouco se alterou, visto que os impactos do Decreto 24.643/1934 modificaram a estrutura de propriedade no setor elétrico (direito de concessão), mas não contribuiu para o oferecimento deste serviço de forma menos onerosa aos consumidores. Por tudo isso, não se evidencia a busca por eficiência produtiva e, conseqüentemente, em como esta pode contribuir para elevar os níveis de bem-estar dos consumidores atendidos.

Conforme PIRES & PICCININI (1998), com o objetivo de viabilizar os investimentos no setor elétrico, em 1954 o Governo Federal criou o Fundo Federal de Eletrificação (FFE)<sup>49</sup>, gerenciado pelo BNDE<sup>50</sup>, que tinha como fonte de receita o Imposto Único

---

<sup>47</sup> Ver LIMA (2005 apud PIRES e PICCININI, 1998).

<sup>48</sup> O Decreto 24.643/1934 previa que o Serviço de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral, subordinado ao Ministério da Agricultura, era responsável por estabelecer a fixação de tarifas razoáveis, fiscalizar a prestação de serviços e garantir a estabilidade financeira das empresas.

<sup>49</sup> Lei 2.308/1954;

<sup>50</sup> O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE) foi criado Lei nº 1.680/1952. Seu nome foi modificado em 1982, com a inclusão do termo “Social” - devido à integração das preocupações sociais à política de desenvolvimento - passando a se chamar BNDES.

de Energia Elétrica (IUEE), calculado como fração da tarifa social<sup>51</sup>. Posteriormente, criou-se em 1962 a Eletrobrás, em busca de assumir o planejamento e coordenação das atividades do setor, que nesta época era bastante fragmentada. Em 1964, através da Lei 4.904, foi criado o Departamento Nacional de Água e Energia (DNAE), ligado ao Ministério de Minas e Energia (MME), para atuar como órgão regulador<sup>52</sup> do setor elétrico.

Segundo PIRES (1999), apesar da estrutura do setor elétrico ser diversificada no período anterior a 1964, as decisões setoriais já eram bastante centralizadas, situação que se acentuou com a criação da Eletrobrás, visto que ela além de coordenar este setor, também atuava como agente financeiro, por isso: “como holding, a Eletrobrás prestava assistência financeira; e desta maneira passou a adquirir participação acionária nas empresas de energia elétrica estaduais.” (ARAÚJO & OLIVEIRA, 1995, p. 43). Por conseguinte, estas transformações ocorridas levaram o setor elétrico brasileiro a quase completa estatização.

A partir da década de 70, o setor foi, para todos os efeitos práticos, encampado pelo Estado e, nas décadas subsequentes, foram feitos investimentos gigantescos na expansão da capacidade de geração, inclusive com a construção do maior projeto hidrelétrico do mundo — a Usina de Itaipu [...] e [...] de Tucuruí, no norte do país [...]. (BAER & MacDONALD, 1997, p.20).

Porém, apesar do crescimento da potência instalada no Brasil, segundo BAER & MacDONALD (1997), ter passado de 6.355 mW em 1963, para 52.741 mW em 1993, o DNAEE, órgão regulador titular, não modificou o regime tarifário adotado, permanecendo os contratos de concessão com a remuneração pelo custo do serviço. Em síntese, a tomada do setor elétrico pelo Estado pouco alterou a situação das distribuidoras em termos de eficiência, visto que pouco se modificou em relação ao período anterior. Ou seja, os regimes tarifários<sup>53</sup> adotados nesta fase não previam incentivos explícitos a ganhos de produtividade, por conseguinte, não se

---

<sup>51</sup> Segundo PIRES & PICCININI (1998), a tarifa social era definida como um valor médio de todas as tarifas cobradas no trimestre anterior ao recolhimento do IUEE.

<sup>52</sup> Posteriormente, o Decreto-Lei 689/69 o transformou no Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), para mais detalhes ver PIRES (1993 apud PIRES & PICCININI, 1998);

<sup>53</sup> Com o Decreto 62.724/68, a estrutura tarifária passou a se basear no regime de custo marginal (*second best*), em detrimento do regime pelo custo do serviço, até então utilizado;

justificam questionamentos sobre a existência de benefícios gerados pela eficiência produtiva que se estenderiam aos consumidores.

Segundo PIRES & PICCININI (1998), dentro do processo de estatização no setor, foram criados a Conta de Resultados a Compensar (CRC)<sup>54</sup> e o regime de equalização tarifária<sup>55</sup>. O primeiro consistia em sistema contábil que registrava as diferenças entre a receita percebida e a esperada das distribuidoras, para que posteriormente houvesse uma compensação. Já o segundo previa a cobrança igualitária de tarifas para idênticas classes de consumo em todo o país. Para tanto, como justificativa, o Governo Federal apoiava-se na ideia de extensão dos benefícios da exploração de recursos hídricos<sup>56</sup> a todos da nação, assim: “argumentava-se que essa iniciativa contribuiria para um crescimento regional mais uniforme” (PIRES & PICCININI, 1998, p.32)

Quanto à expansão da oferta, PIRES (1999) salienta que esta era assegurada pelo autofinanciamento por meio de receita tarifária, recursos da União e pelo financiamento externo. Contudo, segundo PIRES & PICCININI (1998), a crise no modelo de financiamento do setor elétrico brasileiro<sup>57</sup>, juntamente com a prática do Governo Federal de usar as tarifas como instrumento de controle inflacionário, levaram à fragilização financeira das distribuidoras, logo: “A partir dos anos 80, deu-se a queda do desempenho financeiro [das distribuidoras]. Inicialmente leve, por causa da queda das tarifas, e posteriormente vertiginosa, quando começaram a pagar [seus] empréstimos [...]” (ARAÚJO & OLIVEIRA, 1995., p.45). Por conseguinte, destaca PIRES (1999), como a crise econômica levou ao estrangulamento fiscal do Brasil a partir de 80, o modelo do setor elétrico vigente chegou a sua exaustão: “[a] crise financeira da União e dos estados, [inviabilizou] a expansão da oferta de eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão” (PIRES, 1999, p. 141).

---

<sup>54</sup> Lei nº 5.655/71;

<sup>55</sup> Lei nº 1.383 de 1974;

<sup>56</sup> Segundo PIRES & PICCININI (1998), a argumentação do Governo era de que estes benefícios estavam concentrados nas regiões Sul e Sudeste, devendo ser estendidos às demais regiões;

<sup>57</sup> A escassez de recursos no mercado financeiro internacional, principalmente a partir do primeiro choque do petróleo (1973), agravou este quadro.

Logo, o foco do regulador até o início dos anos 1990 era garantir o fornecimento de energia elétrica, seja por meio do aumento da capacidade de geração, seja por meio da expansão das linhas de transmissão e redes de distribuição; o que deixou as distribuidoras mais livres para gerenciar os custos da concessão (setoriais e operacionais), uma vez que estas não eram cobradas quanto à melhor utilização destes recursos. Ou seja, até este período a regulação do setor elétrico brasileiro se concentrava em coordenar e planejar as diretrizes a serem adotadas<sup>58</sup> (como a expansão dos investimentos na geração e transmissão), além de resolver questões ligadas ao comportamento oportunista dos agentes e à assimetria de informações<sup>59</sup>. Entre estes, a apuração dos resultados das distribuidoras a serem compensados via CRC, de modo a amenizar o impacto do congelamento de preços e da equalização tarifária.

Por tudo isso, o papel do regulador de estimular a eficiência produtiva nas distribuidoras, para que se gere bem-estar à população, parece ter sido comprometido. De outra forma, a busca pela modicidade tarifária<sup>60</sup> por meio de estímulos à alocação ótima dos custos da concessão, de modo a proteger o consumidor de tarifação excessiva, parece que não constava como ponto fundamental na agenda do regulador neste período.

Um exemplo da pouca atenção dispensada pelo regulador ao setor de distribuição é o baixo volume de investimentos (em megawatt) na construção de redes e linhas de distribuição, conforme citado por BAER & MacDONALD (1997, p. 20): “É curioso notar que (...) a maior parte dos investimentos na década de 70 concentraram-se em geração (...), ao passo que os recursos destinados a transmissão e distribuição foram limitados”. Desta forma, no início dos anos 90, o setor elétrico brasileiro dava sinais de estrangulamento (como a debilidade financeira das distribuidoras e a falta de estímulos aos novos investimentos), o que apontava para a necessidade de reformas estruturantes, como será visto adiante.

---

<sup>58</sup> Apesar de esta atribuição ser própria do órgão regulador (DNAEE), observa-se que uma parte considerável era executada pela própria ELETROBRÁS;

<sup>59</sup> Outros exemplos: i) as diferenças de cálculo do IUEE; ii) o próprio reajustamento tarifário das distribuidoras;

<sup>60</sup> Modicidade tarifária corresponde a mecanismos regulatórios que buscam estabelecer tarifas socialmente justas, de forma a atender dois propósitos conflitantes: custear todos os gastos necessários à manutenção e expansão do sistema elétrico, porém sem penalizar o consumidor com reajustes excessivos.

### 2.1.2 – A reforma do setor nos anos 90

Por tudo que foi acima exposto, o cenário no início dos anos 90 demandou mudanças no aparato institucional que culminaram em uma reforma profunda no setor elétrico brasileiro. Assim, o Governo Federal iniciou um processo de desestatização, com o intuito de aumentar a arrecadação e dar mais dinâmica à economia nacional. O primeiro passo dado foi o Plano Nacional de Desestatização (PND)<sup>61</sup>, criado em 1990 pelo Governo Collor, com o objetivo de preparar as bases para a privatização das empresas de energia elétrica, que, em decorrência dos fatos supracitados, estavam financeiramente fragilizadas.

Conforme PIRES & PICCININI (1998), a primeira inovação institucional<sup>62</sup> do período foi feita pelo Governo Collor, por meio da Lei 8.631/93, que eliminou o regime de equalização tarifária, promoveu um grande encontro de contas entre empresas credoras e devedoras, além de estabelecer a obrigatoriedade da celebração de contratos entre distribuidoras e geradoras. No entanto, apontam estes autores, a falta de condições institucionais adequadas (como a falta do órgão regulador) comprometeu o sucesso de algumas mudanças, assim “inviabilizou [se] a implantação da grande maioria das medidas estabelecidas em lei [...]” (PIRES & PICCININI, 1998, p.40).

Outra inovação, segundo PIRES (1999), foi a criação da Lei 8.987/95 - conhecida como a “Lei das Concessões” - pelo Governo Fernando Henrique Cardoso, cujo objetivo consistia em estabelecer o regime de concessão e permissão de serviços públicos, conforme previsto no Art. 175 da Constituição Federal do Brasil (CFB) de 1988. Segundo TOLMASQUIM (2011), entre suas regras gerais, temos:

“[...] [os] direitos e obrigações dos concessionários e usuários, a instituição do serviço pelo preço (em substituição pelo custo) para concessões e permissões [...], com reajustes e revisões tarifárias, a fim de preservar o

---

<sup>61</sup> Lei nº 8.031 de 1990;

<sup>62</sup> Inovação institucional pode ser entendida neste contexto como uma alteração no conjunto de instituições vigentes, cujo objetivo é buscar avanços (melhorias) dentro do modelo aplicado ao setor elétrico brasileiro.



equilíbrio econômico-financeiro das concessões.” (TOLMASQUIM, 2011, p.7).

Por conseguinte, a Lei 8.987/95 fortaleceu as bases para o processo de privatização no setor elétrico, visto que ainda não havia regras tarifárias estáveis - e até mesmo a figura constituída do regulador – que incitasse confiança pelos investidores, assim:

“O grande efeito prático de curto prazo da Lei de Concessões foi viabilizar o início da privatização do setor (a Escelsa em 1995 e a Light em 1996), visto que, em relação aos objetivos de estímulos à entrada de novos agentes de geração, a indefinição tarifária, mais uma vez, fez com que isso não ocorresse.” (PIRES, 1999, p. 142).

PIRES (1999) ressalta que estas inovações institucionais buscaram cumprir os objetivos estabelecidos pelo PND, visto que se demandaram adaptações na legislação de forma a tornar possível o leilão das empresas prestadoras de serviços públicos através de contratos de concessões. Do ponto de vista da eficiência, esta inovação institucional representou um avanço, tanto no tocante ao reajuste de preços (regime tarifário), que passou a ser feito pelo regime de preço e não mais pelo custo do serviço, como era feito nos períodos anteriores: “[...] na outorga de novas concessões não haverá qualquer garantia de remuneração fixa com base nos custos totais. [...]” (BAER & MacDONALD, 1997, p.26); quanto em relação aos estímulos à elevação da produtividade e à prestação de serviços de forma satisfatória: “a Lei das Concessões prevê que a empresa vencedora da concessão tem a obrigação de prestar serviços adequados, além de aperfeiçoar a tecnologia à medida que a demanda aumenta.” (BAER & MacDONALD, 1997, p.26). Em suma, esta etapa contribuiu para a construção de um cenário capaz de estimular nas distribuidoras de energia elétrica não somente a eficiência produtiva (maior produtividade e tarifa mais módica), mas também melhoras no bem-estar dos consumidores (prestação de serviços adequadamente e com melhor qualidade).

De modo a regulamentar a Lei 8.987/95, segundo PIREZ & PICCININI (s.d.), criou-se a Lei 9.074/95, que dispôs, entre outras questões, sobre: i) o estabelecimento de normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos; ii) a instituição do produtor independente de energia elétrica, representado por pessoa jurídica que receba concessão ou autorização para produzir energia

elétrica, vendendo-a parcial ou completamente ao mercado; iii) as opções de compra de energia elétrica por parte dos consumidores.

Em sequência às inovações institucionais, um marco na reforma do setor elétrico foi a Lei 9.427/96, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma autarquia federal com autonomia financeira, administrativa e decisória (sobre os assuntos inerentes à sua função institucional). Além disso, a ANEEL foi concebida sobre a ideia de motivação técnica, de forma a gerar mais confiabilidade e isonomia nos seus pareceres. Para tanto, tal postura “[conferiu] à atuação da Agência neutralidade na solução dos conflitos e na adoção de medidas [relacionadas ao setor]” (PIRES, 1999, p. 144).

Outro ponto relevante no processo de reforma, também promovido pelo Governo Fernando Henrique, foi a Lei 9.648/98, a qual permitiu que a entrada de novos projetos de geração pudesse ocorrer por três critérios i) menor tarifa do serviço a ser prestado; ii) maior valor ofertado pela outorga; iii) por meio da combinação destes dois critérios ou pela combinação deles com o de melhor técnica (PIRES & PICCININI, s.d.). Portanto, a mudança quanto à forma de comercialização, introduzida pela Lei 9.648/98, que criou a figura do consumidor livre<sup>63</sup> e o Mercado Atacadista de Energia (MAE)<sup>64</sup>, auxiliou na introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica. No MAE, frisa PIREs (1999), o preço da energia comercializado no mercado à vista (*spot*) deveria demonstrar oscilações de acordo com o risco de déficit do sistema e com a sua capacidade de atendimento à demanda. Por outro lado, aponta o autor, a criação da figura dos contratos bilaterais teve seu preço pré-fixado, o que lhe atribuía um papel estratégico, dado que geravam menos incerteza entre as partes. Conforme TOLMASQUIM (2011), também pela lei 9.648/98 foi criado o Operador Nacional dos Sistemas (ONS), pessoa jurídica de direito privado, com o objetivo de executar as

---

<sup>63</sup> Segundo PIREs & PICCININI (s.d.) a Lei 9.648/98 estabelece a livre negociação de compra e venda de energia para os geradores com capacidade igual ou superior a 50 mW, para todos os varejistas (distribuidores e comercializadores de energia) com carga igual ou superior a 100gWh e para todos os grandes consumidores com demanda acima de 10mW.

<sup>64</sup> O MAE, conforme PIREs (1999), foi criado pela Lei 9.648/98 e regulamentado pelo Decreto 2.655/98, cuja função foi de intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados.

atividades coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica<sup>65</sup>.

A saber, como a reforma previa a introdução da competição no setor elétrico, a segregação dos ativos entre geração, transmissão e distribuição se mostrou como indispensável para atingir tal objetivo. Por exemplo, a desverticalização do setor elétrico previa a separação das firmas por etapa de execução<sup>66</sup>, saindo do processo de geração até a entrega no domicílio do consumidor. Com efeito, com a definição clara do papel de cada agente do sistema foi possível inserir mecanismos de competição no setor elétrico (onde possível), o que auxiliou o MAE a melhor cumprir sua função institucional e permitiu utilizar mais eficientemente as potencialidades concorrenciais existentes. No entanto, a desverticalização foi incompleta, o que gerou problemas na contratação de energia elétrica<sup>67</sup>. Por isso,

[...] a desverticalização é a forma mais eficaz de se garantir o livre acesso à rede de transmissão, tendo em vista as grandes assimetrias de informação existentes em uma firma integrada, de difícil percepção para o regulador. [Contudo, com a desverticalização, o regulador] poderá zelar com maior **eficácia** [...] o livre acesso à rede de transmissão e monitorar as práticas dos agentes [...] (PIRES, 1999, p. 155, grifo nosso).

Em síntese, as reformas ocorridas no setor elétrico brasileiro, ao longo da década de 90, permitiram o estabelecimento de bases institucionais mais sólidas para a realização de suas transações, além de permitir o início da introdução da competição nas esferas da geração e comercialização, o que, em tese, elevariam os níveis de eficiência produtiva e de bem-estar dos consumidores. Destarte, estes avanços contribuíram basicamente à privatização de algumas distribuidoras, como a Escelsa (em 1995) e Light (em 1996), dado que se buscava melhorar os resultados das distribuidoras, em detrimento aos estímulos à capacidade de investimentos na geração de eletricidade. Diante de tal descompasso, destaca-se que:

---

<sup>65</sup> Para um detalhamento das principais funções do ONS, ver PIRES (1999);

<sup>66</sup> Geração, transmissão, distribuição e comercialização.

<sup>67</sup> PIRES (1999) destaca que a conclusão do processo de cisão estrutural dos segmentos de geração, transmissão e distribuição comprometeu o funcionamento adequado do modelo regulatório do setor elétrico utilizado na década de 90. Entre eles, destaca o autor, o desenvolvimento do MAE, de caráter estratégico para a liberalização do mercado cativo, visto que dependia preponderantemente do acesso à rede (básica).

A trajetória de reformas do setor, cujo início data de meados dos anos 90, não é marcada por passos coerentes e articulados. Ao contrário, trata-se de um processo *ad hoc* e gradual que só adquiriu um caráter mais abrangente, consistente e coordenado a partir de 1997, quando foi implementada uma série de políticas regulatórias – muitas das quais propostas pela empresa de consultoria *Coopers & Lybrand* [...]. (PIRES, 1999, p. 141).

No tocante à eficiência produtiva e ao bem-estar dos consumidores, é pertinente citar que apesar do modelo vigente da época estimular – mesmo que fracamente - seu florescimento e expansão, não se identificam evidências quanto à previsão de mecanismos de transbordo entre os benefícios gerados por uma gestão mais eficiente das distribuidoras de energia elétrica e o mercado consumidor atendido (melhorias no bem-estar social). Isto é, não se observa sinais de como a eficiência produtiva das distribuidoras pode influenciar no bem-estar dos consumidores atendidos.

Por fim, apesar do surgimento de inovações institucionais e dos estímulos à eficiência, o cenário que se desenvolveu, com destaque à figura do regulador ainda incipiente (ANEEL), não favoreceu a geração de expectativas positivas aos investidores, o que resultou na paralisação do ritmo de investimentos. Ou seja, ocorreram avanços observados em relação ao modelo anterior, entretanto, os mesmos possuíam várias contradições internas, o que levou a sua quase reforma completa anos mais tarde. Em resumo, adicionada neste cenário a falta de centralização no planejamento setorial<sup>68</sup>, gerou-se uma crise de eletricidade em 2001, que levou à desaceleração no ritmo de crescimento e se impôs a necessidade de um novo modelo para o setor elétrico brasileiro.

### **2.1.3 – O ATUAL MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Com a crise de eletricidade de 2001<sup>69</sup> e a constatação de que o modelo atual não era adequado às necessidades do mercado brasileiro, o Governo Federal criou em

---

<sup>68</sup> Não se pode esquecer que o planejamento setorial no setor elétrico brasileiro é essencial, dado sua forte dependência das fontes hidroelétricas, que demandam investimentos de elevado valor e longo prazo de maturação. Para mais detalhes ver TOLMASQUIM (2011);

<sup>69</sup> Segundo TOLMASQUIM (2011), a crise de eletricidade de 2001 caracterizou-se pela adoção de medidas urgentes de racionamento de consumo de eletricidade, devido a diversos fatores, entre eles, defasagem entre a evolução da capacidade instalada e o crescimento da demanda; além da crescente inadimplência no MAE.

2001 uma comissão<sup>70</sup> para avaliar a política energética e apontar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio. Segundo KELMAN (2001), constatou-se, entre outras, que a vulnerabilidade do sistema elétrico poderia ser evitada e que houve superdimensionamento do montante de energia assegurada. Desta forma, após a experiência adquirida com a crise de racionamento de 2001 e com a constatação da necessidade de se estabelecer um novo modelo para o setor elétrico no Brasil, no início de 2003 o Governo Lula criou um grupo de trabalho<sup>71</sup>, formado por técnicos do setor elétrico, para compor a proposta do novo modelo a ser adotado. Após uma série de debates entre entidades do setor, especialistas da área e a sociedade; foi lançado em 2004, o novo modelo do setor elétrico brasileiro, cujos princípios básicos objetivaram:

“[...] modicidade tarifária para os consumidores; continuidade e qualidade na prestação do serviço; justa remuneração aos investidores, de modo a incentivá-los a expandir o serviço; universalização do acesso aos serviços de energia elétrica e do seu uso. [...] (Exposição de Motivos nº 095/MME, item 3).

Quanto aos princípios, a busca em assegurar o suprimento de energia elétrica se origina da experiência recém-vivida com a crise energética de 2001, que, conforme destaca o KELMAN (2001), boa parte se deveu por falta de planejamento setorial. A modicidade tarifária vai de encontro à ideia de se buscar operar os monopólios naturais da forma mais eficiente possível, de tal modo que a tarifa se aproxime sensivelmente do conceito de “justa”. Por fim, a universalidade consiste em expandir o número de consumidores atendidos, por meio de programas de financiamento que propiciem os recursos necessários aos investimentos em novas subestações, redes e linhas de distribuição, assim: “as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica [...] deverão garantir o atendimento à **totalidade de seu mercado** [...]” (Lei 10.848/2004, art.2º, grifo nosso).

---

<sup>70</sup> Esta comissão foi coordenada pelo Sr. Jerson Kelman, cujo trabalho, o qual apresentou o diagnóstico da crise, segundo TOLMASQUIM (2011), ficou conhecido como “Relatório Kelman”;

<sup>71</sup> Portaria nº 40 do Ministério de Minas e Energia, em 6 de fevereiro de 2003;

Conforme a Exposição de Motivos nº 095/MME<sup>72</sup>, na implantação do novo modelo regulatório:

“[...] devem ser observados os seguintes pressupostos: respeitar os contratos existentes; minimizar os custos de transação durante o período de implantação; evitar pressões tarifárias adicionais para o consumidor e criar ambiente propício à retomada de investimentos. Com isso, assegura-se a normalidade do processo e garante-se a desejada segurança jurídica.” [...] (Exposição de Motivos nº 095/MME, item 4).

Desta forma, a Lei 10.848/2004 lançou as bases do atual modelo, criando novas formas de comercialização de energia elétrica e promovendo outras mudanças necessárias à adaptação no quadro institucional. As alterações propostas ao setor foram amplas e abrangentes, indo desde as condições de lançamento de novas plantas hidroelétricas para geração de energia nova até a ampliação dos papéis de alguns agentes existentes (como a ANEEL). Contudo, o intuito do novo modelo foi de inovar institucionalmente, mas sem promover uma completa mudança na estrutura do setor elétrico brasileiro, em suma: “Com o objetivo de não ‘revolucionar’ totalmente a legislação do setor elétrico, optou-se por realizar alterações legislativas somente onde fosse necessário [...]” (TOLMASQUIM, 2011, p.25).

Quanto ao modo de contratação de energia elétrica para revenda, segundo TOLMASQUIM (2011), adotou-se o método multilateral, no qual uma vez licitado um empreendimento, estabelece-se um grupo de contratos entre o vencedor da licitação e o conjunto de agentes demandantes<sup>73</sup>. Desta forma, assegura-se a viabilidade dos novos investimentos, dado que o mesmo já se inicia com uma previsão de receita permitida.

No tocante ao papel dos agentes institucionais, econômicos e regulatórios, a Lei 10.848/2004 não somente alterou (ou fortaleceu) a atuação de alguns, mas também introduziu novas instituições no processo regulatório do setor elétrico. Uma das inovações foi a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), cuja principal função é monitorar e avaliar constantemente a evolução do fornecimento de

---

<sup>72</sup> A Exposição de Motivos nº 095/2003 justificou a necessidade da Medida Provisória nº144 de 11/12/2003, que foi convertida na Lei nº 10.848/2004.

<sup>73</sup> Segundo TOLMASQUIM (2011), o grupo de demandantes ficaria responsável pelo pagamento de uma receita permitida, de forma proporcional à energia requerida.

energia elétrica, de forma a evitar futuras interrupções do suprimento de energia elétrica. Com base na relevância que representa esta inovação, segue o disposto na Lei nº 10.848/2004:

Art. 14. Fica autorizada a constituição, no âmbito do Poder Executivo e sob sua coordenação direta, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, **com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.** (Vide Decreto nº 5.175, de 2004)

§ 1º Integram, de forma permanente, o CMSE, representantes das entidades responsáveis pelo planejamento da expansão, operação eletroenergética dos sistemas elétricos, administração da comercialização de energia elétrica e regulação do setor elétrico nacional. (Lei 10.848/2004, Art. 14, grifo nosso)

Em relação à ANEEL, segundo TOLMASQUIM (2011), buscou-se fortalecer sua atuação como agente regulador e fiscalizador do setor elétrico, além de expandir suas competências. Houve reforço quanto ao papel do regulador no estabelecimento de regras claras para os contratos de concessão de energia elétrica, em todas as suas esferas (geração, transmissão, distribuição e comercialização); e no poder de dirimir as dúvidas sobre assuntos relacionados ao setor. Esta função envolve a definição de critérios aos novos projetos de geração hidroelétrica, o reajustamento de preço (revisões tarifárias), definição de cotas setoriais, etc. Posteriormente, a fiscalização buscou acompanhar o cumprimento de todas as cláusulas contratuais assinadas no momento em que a firma assume a concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica. Neste ponto, o legislador confere à ANEEL poder de polícia, o qual consiste em punir os agentes que infringirem as regras normativas. Com isso, entre outras atividades, coube à ANEEL<sup>74</sup>:

II - promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos; [...]

IV - gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as

---

<sup>74</sup> O artigo 9º da Lei 10.848/2004 alterou a Lei nº9.427, de 26 de dezembro de 1996.

concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica; [...]

XIV - aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre;

XV - promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado;

XVI - homologar as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica [...]

XVII - estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica [...];

XIX - regular o serviço concedido, permitido e autorizado; [além de] fiscalizar permanentemente sua prestação. (Lei 10.848/2004, Art. 9).

Por tudo isso, o novo papel que a ANEEL assumiu no atual modelo regulatório exigiu-lhe uma postura mais transparente, regular e simples. Para CAMARGO [s.d], a transparência consiste na tomada de decisões por meio de diretorias colegiadas<sup>75</sup>, audiências públicas, além de assegurar a ampla defesa e o contraditório. Por atos regulares e simples compreende-se a estabilidade e a clareza na legislação normativa aplicada ao setor. Como resultado, espera-se que os agentes sintam-se mais seguros quanto às regras setoriais.

Desta forma, através de um acompanhamento mais efetivo dos contratos e de regras mais transparentes, a perspectiva é que se reduza a assimetria de informações entre ANEEL e firmas reguladas, de modo que os custos de transação sejam menores, o que tende a impactar em maior eficiência, visto que como as firmas conhecem melhor seu escopo de ação (dada a maior fiscalização e acompanhamento do regulador), elas tendem a melhor gerir seus custos de modo a transformar eficiência técnica em maiores lucros. Com menores custos, também se espera maior bem-estar aos consumidores, posto que a regulação mais veemente garantisse maior compreensão/transparência a respeito da composição das rubricas

---

<sup>75</sup> Estas reuniões são públicas e, atualmente, têm seu áudio e atas disponibilizadas em meio eletrônico;



de custos<sup>76</sup>, o que também tende a contribuir para a formação de uma tarifa que se aproxima do conceito de socialmente “justa” ou módica.

Quanto ao ONS, segundo TOLMASQUIM (2011), o novo modelo institucional realizou ajustes nas suas competências com o objetivo de passar sua atuação a ser autorizada pelo Poder Concedente e regulada/fiscalizada pela ANEEL. Além disso, buscou-se proteger os seus dirigentes da “captura”, seja pela atuação dos grupos de interesses organizados, seja pelo Governo. Assim: “[...] suas competências [passaram] a ser previstas nas normas. Seu Conselho de Administração [passou] a tomar decisões técnicas, que [passaram a ser feitas] exclusivamente em diretoria”. (TOLMASQUIM, 2011, p.40-41).

Na perspectiva de retomar o planejamento eletroenergético, aponta TOLMASQUIM (2011), criou-se a Empresa de Pesquisa Energética (EPE)<sup>77</sup>, com a finalidade de desenvolver estudos e pesquisas destinadas a subsidiar tecnicamente as diretrizes ligadas ao setor energético. Entre as suas atribuições temos: i) realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira; ii) elaborar e publicar o balanço energético nacional; iii) identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos; etc<sup>78</sup>.

Neste contexto, outra inovação foi a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em substituição ao MAE. A Lei 10.848/2004 a instituiu sob a forma de pessoa jurídica de direito privado, autorizada pelo Poder Concedente, e, também, sob a regulação e fiscalização da ANEEL. Conforme TOLMASQUIM (2011), a CCEE foi concebida para viabilizar a comercialização de energia elétrica de modo que se gere segurança e confiança aos investidores e agentes envolvidos no processo. A CCEE atua tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que congrega os consumidores cativos<sup>79</sup> e as distribuidoras; quanto no Ambiente de

---

<sup>76</sup> O propósito é que no momento em que o regulador demonstra com mais clareza as metodologias utilizadas, os consumidores são capazes de melhor entender o detalhamento dos custos das distribuidoras, o que lhes assegura melhor capacidade de discernimento quanto à majoração de alguns de algumas rubricas. Esta transparência nos processos visa legitimar o reajuste de preço, dando consistência às regras utilizadas;

<sup>77</sup> A Medida Provisória nº 145/2003 autorizou a criação da EPE, na forma de empresa pública e deu providências referentes ao seu funcionamento. Posteriormente, este ato foi convertido na Lei nº 10.847/2004;

<sup>78</sup> Para mais detalhes ver TOLMASQUIM (2011);

<sup>79</sup> Os consumidores livres podem adquirir energia elétrica de qualquer fornecedor; enquanto que os cativos podem apenas ser atendidos pela concessionária responsável por determinada área.

Contratação Livre (ACL), que abriga os consumidores livres e os comercializadores<sup>80</sup>.

Em relação à separação dos ativos, o novo modelo regulatório tratou de concluir o processo de desverticalização, impondo uma série de proibições às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica<sup>81</sup>, posto que, conforme TOLMASQUIM (2011), a contratação de energia por parte das distribuidoras passou a ser uma atividade regulada, o que a impede de contratar livremente no mercado. Este ponto foi crucial no processo de melhorias do setor elétrico e contribuiu para a criação de incentivos regulatórios capazes de levar o modelo a estimular o favorecimento de melhores níveis de eficiência produtiva e de bem-estar dos consumidores. Para tanto: “essa mudança buscou proporcionar tarifas módicas aos consumidores ‘cativos’, fomentando também a expansão competitiva da geração, por meio de processo público, transparente e com igualdade de acesso a todos os interessados.” (TOLMASQUIM, 2011, p. 63).

Portanto, o atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro busca aumentar a concorrência no setor – geração e comercialização - através da criação de regras sólidas, da efetiva fiscalização e da definição clara do papel de cada agente envolvido neste processo. Todavia, ainda não se observa no atual modelo a presença de mecanismos que visam a garantir a transferência dos ganhos de eficiência produtiva alcançados pelas distribuidoras de energia elétrica ao bem-estar dos consumidores de suas respectivas áreas de concessão (melhorias de bem-estar social).

Como será visto em seguida, entre as rotinas estabelecidas pelo regulador no atual modelo do setor elétrico, está o reajuste de tarifas, que, atualmente, ao reconhecer os custos inerentes<sup>82</sup> ao serviço de distribuição de energia elétrica, também propõe incentivos à eficiência.

---

<sup>80</sup> Segundo TOLMASQUIM (2011), os comercializadores podem comprar energia de qualquer fornecedor e vendê-la a qualquer comprador, exceto consumidores cativos.

<sup>81</sup> Entre as proibições constava que a geração e transmissão de energia elétrica não poderiam ser feitas por uma empresa que também fosse responsável pela distribuição;

<sup>82</sup> Em seguida será demonstrado o que a ANEEL dispõe a respeito dos custos regulatórios (reconhecidos via tarifa) de cada distribuidora;

## 2.2 - REAJUSTE TARIFÁRIO E EFICIÊNCIA

### 2.2.1 - O PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA.

O novo modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, que teve suas bases lançadas a partir da Lei 10.848/2004, prima pela confiabilidade do suprimento, modicidade tarifária e universalidade, tendo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como encarregada de fiscalizar as empresas do setor, estabelecer mecanismos de regulação e disciplinar a relação entre firmas e consumidores. Dentre as diversas ferramentas regulatórias, a ANEEL estabeleceu, no setor de distribuição de energia elétrica, a rotina das revisões tarifárias, com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro (EFF) das firmas, de modo a remunerar os gastos inerentes às atividades da concessão. A literatura utilizada neste trabalho, como base normativa regulatória, fundamenta-se nas notas técnicas e resoluções da ANEEL, com conteúdo comum e similar a ambos os ciclos de revisão tarifária<sup>83</sup>.

Em termos globais, o embasamento legal para esta rotina encontra-se disposto na Lei n.º 8.987/1995. Em nível de arranjo institucional, nos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica. Logo, trata-se de obrigação legal e contratual, cabendo à ANEEL sua implementação, de forma a atender a prerrogativa de manter o EFF das distribuidoras, assim conforme disposto em lei:

#### DA POLÍTICA TARIFÁRIA

Art. 9º A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato. [...]

§ 2º Os contratos poderão prever mecanismos de **revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.**

§ 3º Ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a apresentação da proposta, quando comprovado seu impacto, implicará a revisão da tarifa, para mais ou para menos, conforme o caso.

---

<sup>83</sup> Este trabalho referencia-se ao embasamento normativo do 1º e 2º ciclo de revisão tarifária periódica;

§ 4º Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração.

Art. 10. **Sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro.** (Lei 8.987/1995, Art. 9º, grifo nosso)

Igualmente:

Incumbe ao poder concedente [representado pela ANEEL]:

“V - homologar reajustes e proceder à **revisão das tarifas** na forma desta **Lei**, das **normas pertinentes** e do **contrato**”. (Lei 8.987/1995, Art. 29, grifo nosso)

Segundo PEANO (2005), no atual modelo regulatório, a ANEEL efetua o controle das tarifas de distribuição através da revisão tarifária periódica (RTP) ou extraordinária (RTE), além do reajuste anual<sup>84</sup>. Revisão Tarifária Periódica é o momento no qual a ANEEL analisa os dados fornecidos pela distribuidora (custos, produtividade, etc.), com o objetivo de reposicionar a tarifa de distribuição, de forma a manter seu EFF, podendo acontecer de 3 a 5 anos (depende do contrato). Por outro lado, a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) somente ocorre caso se observe fato superveniente ou excepcional que impacte nos custos das distribuidoras a ponto de comprometer seu EFF<sup>85</sup>. Por último, o reajuste anual é calculado através do valor dos custos não gerenciáveis<sup>86</sup> (considerados nas condições vigentes), acrescido pelo montante dos custos gerenciáveis<sup>87</sup>, sendo que o segundo é corrigido pela variação do IGPM - FGV<sup>88</sup> nos últimos 12 (doze) meses, ajustada pelo Fator “X”.

Esta importante ferramenta no processo de reajuste tarifário, intitulada como Fator “X”, representa os ganhos estimados<sup>89</sup> de produtividade para o período tarifário subsequente, calculado pelo regulador com base nos ganhos esperados pela

<sup>84</sup> Também conhecido como Índice de Reposicionamento Tarifário (IRT);

<sup>85</sup> Um exemplo é o caso da aplicação da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, que demandou uma RTE para cada contrato de concessão;

<sup>86</sup> Estes são os encargos setoriais e a compra de energia. Posteriormente mais detalhes serão apresentados.

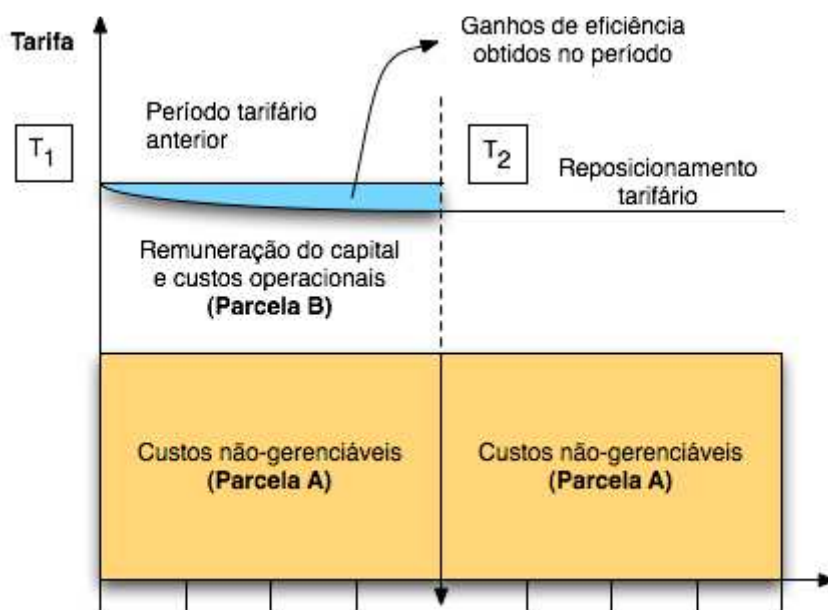
<sup>87</sup> O novo valor dos custos gerenciáveis é resultado da diferença entre Receita Anual (RA) e o valor dos custos não gerenciáveis vigente. A Receita Anual (RA) representa os valores iniciais para o primeiro ano do período tarifário subsequente.

<sup>88</sup> Índice Geral de Preços – Mercado. Fundação Getúlio Vargas.

<sup>89</sup> Os mecanismos de compartilhamento desses ganhos de eficiência estão previstos nos contratos de concessão;

elevação de produtividade da distribuidora, não ligados à gestão eficiente<sup>90</sup>. De outro modo, o Fator “X” busca evidenciar a necessidade de se descontar do índice inflacionário (IGP-M) - utilizado em cada reajuste tarifário - o conjunto de vantagens operacionais percebidas pelas distribuidoras, decorrentes de economias de escala.

Logo, o atual modelo prevê um regime de regulação por incentivos, como mostra a Figura 1, no qual as distribuidoras podem auferir ganhos de produtividade entre as revisões tarifárias periódicas. De outra forma: “Isto [ocorre] porque não há uma garantia explícita de remuneração dos custos totais e a presença do Fator X induz a um ganho de produtividade mínimo, [o] qual a empresa pode se apropriar por certo intervalo de tempo [...]” (PEANO, 2005, p. 32). Todavia, as regras que detalhavam o *modus operandi* dos processos de revisão tarifária ainda não estavam totalmente definidas na altura da criação da Lei nº 8.987/95, dado que não havia aparato institucional adequado, inclusive a figura consolidada do próprio regulador<sup>91</sup>.



**Figura 1 – Regulação por incentivos**

Fonte: ANEEL

<sup>90</sup> Conforme a Resolução ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006 – base normativa do 2º ciclo de RTP - o Fator X é composto pelas parcelas Xa e Xe. A parcela Xa reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária. Já a parcela Xe reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio, por incremento do consumo de energia elétrica na área atendida, tanto por maior consumo, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias.

<sup>91</sup> Vale lembrar que a ANEEL foi criada somente em 1996, pela Lei nº 9427.

Por isso, PEANO (2005) destaca que é possível compreender o início do detalhamento da política tarifária, atualmente aplicada ao segmento de distribuição, a partir dos dois primeiros contratos de concessão assinados por ocasião da privatização da ESCELSA e LIGHT<sup>92</sup>. Por conseguinte, através destas experiências e da base legal vigente, coube à ANEEL aprimorar as metodologias a serem aplicadas, por isso: “[...] posteriormente coube [ao regulador] a tarefa de complementá-lo, tendo essas restrições contratuais como ponto de partida, além daquelas presentes na lei [8.987/95] [...]” (PEANO, 2005, p.31). Este processo foi acompanhado por intensa participação de especialistas da área e de técnicos do setor elétrico.

Desta forma, no atual modelo regulatório, a ANEEL realiza uma RTP por distribuidora a cada ciclo (intervalo de tempo em que se aplica o mesmo procedimento a todas as empresas do setor)<sup>93</sup>. Para cada ciclo o regulador define a metodologia a ser utilizada, a qual estabelece parâmetros à estrutura de custos regulatórios das distribuidoras. No 1º ciclo de RTP (2004-2006) estes parâmetros seguiram as diretrizes da base normativa então vigente<sup>94</sup>, mesmo carecendo de aprimoramentos e robustez, que foram alcançados posteriormente no 2º ciclo. Atualmente, as distribuidoras passam pelo 3º ciclo de RTP, cuja regulamentação (procedimentos gerais) consta na Nota Técnica ANEEL nº 293/2011<sup>95</sup>.

No segundo ciclo, a Resolução ANEEL 234/2006 - alterada pela 338/2008 – forneceu o embasamento normativo para as regras às revisões tarifárias no 2º ciclo. Nesta abordagem, conforme Quadro 1, os custos das distribuidoras são divididos em dois grupos: Parcela “A” e Parcela “B”; e ambos compõem a Receita Requerida (RR), que, por sua vez, define a tarifa de energia elétrica para a distribuidora. O primeiro grupo - Parcela “A”- envolve os chamados “custos não gerenciáveis” pela concessionária, relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica e

---

<sup>92</sup> Centrais Elétricas do Espírito Santo – S/A e Light Serviços de Eletricidade S/A., respectivamente, ESCELSA (hoje EDP-ESCELSA) e LIGHT.

<sup>93</sup> Conhecido com “intervalo regulatório”.

<sup>94</sup> Ver: Decreto da Presidência da República nº 4.562/2002; Resolução ANEEL nº 594/2001; Resolução ANEEL nº 152/2003;

<sup>95</sup> A discussão da metodologia do 3º ciclo ocorreu ao longo da Audiência Pública (AP) nº 040/2010.

explicitamente indicados no contrato de concessão. São custos cujo montante de variação escapam à vontade ou influência da concessionária, como a energia elétrica adquirida para atendimento aos clientes, os custos de transmissão e os encargos setoriais<sup>96</sup>. Por isso, a Parcela A deve ser neutra para efeito tarifário, ou seja, reconhece-se que a concessionária não deve ser beneficiada ou prejudicada por eventos que não pode controlar. Logo, os custos da Parcela A devem ser integralmente repassados às tarifas.

O segundo grupo - Parcela "B" - compreende o valor remanescente da receita, equivalente aos "custos gerenciáveis". Por sua vez, estes são custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, os custos de operação (pessoal, material, serviços de terceiros e outros). Outro componente da Parcela "B" é a Receita Irrecuperável, cuja finalidade consiste em repor as perdas oriundas da inadimplência<sup>97</sup>. Em complemento, na Parcela B tem-se as Despesas de Capital, as quais representam o retorno sobre o capital investido, cuja contrapartida deve ser incluída nas tarifas, como resultado da aplicação da taxa de retorno adequada à atividade de distribuição sobre o investimento a ser remunerado<sup>98</sup>, que, por sua vez, constitui a "base de remuneração".

Em sequência, a quota de reintegração regulatória é composta por parcelas de depreciação e de amortização, a qual representa a forma de recomposição dos investimentos realizados, para prestação do serviço ao longo da vida útil desses bens<sup>99</sup>. Por fim, no momento da RTP, todos os custos das Parcelas "A" e "B" compõem a receita requerida pela distribuidora, e, conseqüentemente, determinam o posicionamento tarifário que a distribuidora terá direito a aplicar no próximo intervalo regulatório.

---

<sup>96</sup>Para mais detalhes quanto aos encargos setoriais aplicados ao setor de distribuição, ver: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>;

<sup>97</sup>Para mais detalhes sobre o cálculo ver Nota Técnica - Superintendência de Regulação Econômica (SRE)-ANEEL 291/2008;

<sup>98</sup>Para o cálculo da taxa de retorno utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. Em suma, trata-se de considerar na tarifa uma remuneração que corresponda exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor;

<sup>99</sup>Para mais detalhes sobre o cálculo, ver Resolução ANEEL 234/2006.

<b>Parcela A (custos não gerenciáveis)</b>	Encargos Setoriais	Reserva Global de Reversão (RGR)
		Conta de Consumo de Combustível (CCC)
		Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)
		Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA)
		Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)
		Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (PEE)
	Custo com Transporte de Energia	Operador Nacional do Sistema (ONS)
		Uso das Instalações de Transmissão
		Uso das Instalações de Conexão
	Compra de Energia Elétrica para Revenda	Uso das Instalações de Distribuição
		Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu
		Contratos Bilaterais
Energia de Itaipu		
<b>Parcela B (custos gerenciáveis)</b>	Despesas de Operação e Manutenção	Contratos de Leilões
		Pessoal
		Materiais
	Despesas de Capital	Serviços de Terceiros
		Despesas Gerais e Outras
		Quota de Reintegração Regulatória
		Remuneração do Capital

#### Quadro 1 - Composição da Receita Requerida (RR)

Fonte: Resoluções Normativas ANEEL: 234/2006 e 338/2008;

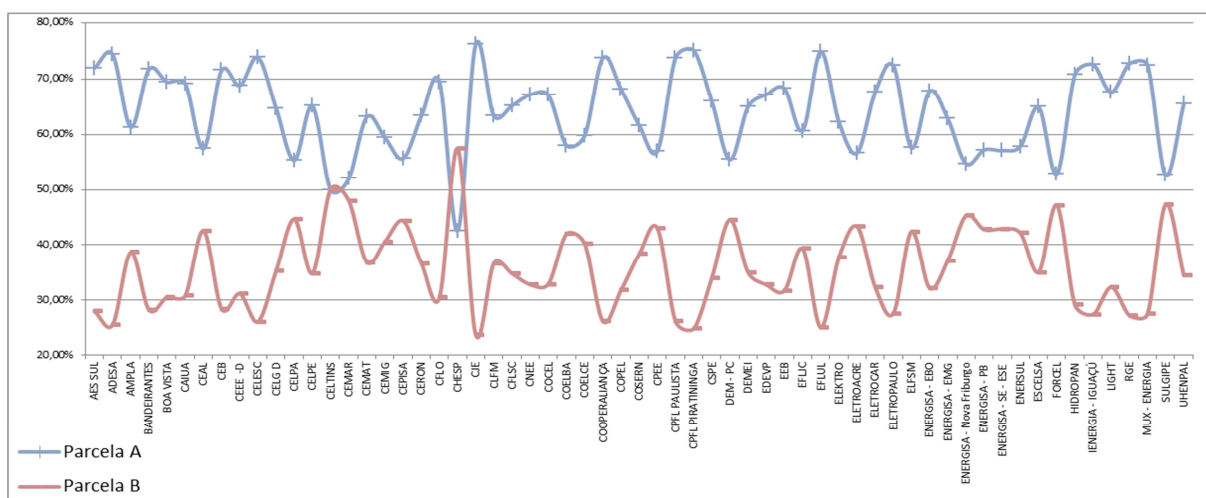
Entretanto, como as distribuidoras não têm domínio sobre a Parcela “A”, e a mesma tem neutralidade tarifária (é repassada diretamente aos consumidores via tarifa)<sup>100</sup>, esta não constitui espaço para análise de eficiência. Por isso, é na Parcela “B” – custos gerenciáveis - que se concentrarão nossos esforços em questionar como as distribuidoras podem alcançar maiores níveis de eficiência produtiva, e em que medida esta se relaciona com a expansão de maior bem-estar dos consumidores.

Contudo, duas observações devem ser feitas. A primeira é que dentro da Parcela “B” as despesas de capital - Quota de Reintegração Regulatória e a Remuneração do Capital - representam variáveis ligadas à evolução do plano de investimentos das distribuidoras, o que não se relaciona diretamente com eficiência. Isto ocorre, pois o objetivo da distribuidora é de assegurar o máximo retorno nos investimentos realizados dentro do período tarifário observado. De outra forma, as despesas de capital constituem variável estratégica ao *core business* da distribuição de energia elétrica, logo, não é operacional e nem se busca reduzi-lo, mas sim expandi-lo.

<sup>100</sup> Este efeito também é conhecido como “*passthrough*”.



A segunda observação é a respeito do peso de cada parcela na composição da receita requerida<sup>101</sup> das distribuidoras que passaram pelo segundo ciclo de revisão tarifária<sup>102</sup>. Para tanto, o Gráfico 1 destaca que, na média, a Parcela “A” representa 64,26% da RR, enquanto que a Parcela “B”, 35,74%, demonstrando o peso significativo da primeira, em detrimento da segunda. Entre os *outliers* da amostra tem-se a Companhia Jaguari de Energia (CJE), com 76,15% de Parcela “A” e 23,85% de Parcela “B”; e, no outro extremo, está a Companhia Hidroelétrica São Patrício (CHESP), com a participação de 42,57% dos custos não gerenciáveis e 57,43% para os custos gerenciáveis. Desta forma, do total da RR no momento do reajuste tarifário, os custos em que a distribuidora possui espaço para buscar ganhos de eficiência produtiva são limitados, em média, a um terço; ou seja, não se pode afirmar *a priori* que maior eficiência produtiva contribua significativamente para uma tarifa mais módica<sup>103</sup>.



**Gráfico 1 – Participação das Parcelas “A” e “B” na composição da Receita Requerida (RR) no 2º ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas.**

Fonte: Resoluções homologatórias do 2º ciclo de Revisão Tarifária Periódica - ANEEL

<sup>101</sup> Nesta análise dispensou-se as Outras Receitas, posto que a mesma entra após a composição da receita requerida (RR), de modo a contribuir para a modicidade tarifária (ela é subtraída do montante de RR).

<sup>102</sup> Período 2007-2010, no qual 61 (sessenta e uma) das 64 (sessenta e quatro) distribuidoras passaram pelo processo de revisão tarifária periódica (segundo Audiência Pública-ANEEL nº 008/2006). Além disso, dadas as regras específicas aplicadas ao contrato da ESCELSA, na composição do Gráfico 1 considerou-se o resultado da sua Quarta RTP, conforme Nota Técnica ANEEL nº 240/2009-SRE-ANEEL.

<sup>103</sup> Sob esta constatação é que neste trabalho um dos objetivos é testar a hipótese da relação entre eficiência produtiva e bem-estar dos consumidores; não tarifa mais módica. Contudo, este apontamento em nada compromete a análise da relação proposta, posto que nesta a avaliação realiza-se por uma ótica mais ampla do que a primeira.

A par do exposto, constata-se que o foco das análises de eficiência deve estar nos custos gerenciáveis, especificadamente, nas Despesas de Operação e Manutenção (custos operacionais), visto que nestes a distribuidora encontra espaço para buscar produzir o maior volume de atividades, com o menor custo possível. Desta forma, nesta metodologia, o regulador externaliza com clareza os incentivos à eficiência produtiva nas distribuidoras, o que permite avaliar tanto sua evolução, quanto em que medida seus benefícios se estendem ao mercado consumidor de sua área de concessão. Isto é, o quanto a eficiência produtiva das distribuidoras pode contribuir ao bem-estar dos consumidores atendidos. Portanto, a seguir veremos a relação que o atual modelo regulatório propõe entre custos operacionais e eficiência produtiva, por meio da adoção de boas práticas de gestão dos custos administráveis.

### **2.2.2 – CUSTOS GERENCIÁVEIS E EFICIÊNCIA PRODUTIVA**

No tocante aos custos operacionais de uma distribuidora de energia elétrica, a ANEEL os simula por meio de uma empresa hipotética<sup>104</sup>, chamada de “Empresa de Referência” (ER), na qual são considerados diversos parâmetros para a definição de cada atividade que compõe as rotinas operacionais ligadas à função principal da empresa<sup>105</sup>, de outra forma:

[A] Empresa de Referência [...] pode ser entendida como a representação matemática da atividade de distribuição de energia elétrica, definindo cada atividade e processo implementados pelas distribuidoras, bem como os custos médios para cada uma das atividades parametrizadas. (ANEEL-Nota Técnica 294/2010, p.3)

Entre os custos operacionais temos: i) processos e atividades (P&A) de Operação e Manutenção (O&M) de redes e linhas; ii) P&A comerciais (tarefas comerciais, teleatendimento, perdas não-técnicas e faturamento); iii) custos administrativos: referem-se aos gastos com a estrutura central e regional, além dos dispêndios com

---

<sup>104</sup> Esta metodologia foi utilizada neste formato no 1º e 2º ciclo de revisão tarifária periódica. No 3º ciclo, a ANEEL propõe que a discussão sobre os custos operacionais regulatórios devem ocorrer num nível global, não se atendo a detalhes de cada atividade da distribuidora;

<sup>105</sup> Como a função principal é a distribuição de energia elétrica, fazem-se indispensáveis as atividades de operação e manutenção dos ativos (redes, subestações, etc.). Para mais detalhes, ver Nota Técnica SRE-ANEEL-343/2008;

sistemas de informática; iv) custos adicionais: são os acréscimos sobre as rubricas supracitadas.

Conforme prevê as resoluções homologatórias<sup>106</sup> de RTP, para o cumprimento eficiente dos P&A's, deve-se analisar uma estrutura organizacional referencial, a qual contempla a definição dos postos de trabalho (dotação dos recursos humanos), as demandas de materiais, utensílios, veículos, tributos, etc.; para cada uma das atividades desempenhadas pelas firmas. Por tudo isso, a distribuição de energia elétrica deve considerar os requisitos de qualidade do produto oferecido estabelecidos no contrato de concessão e nas normas regulatórias aplicáveis.

Esse processo, quando eficiente, requer o funcionamento harmônico de uma estrutura organizacional adequadamente desenhada e implementada, contemplando a otimização dos recursos e custos atribuídos ao desempenho de cada P&A, de modo a alcançar, sob a perspectiva de uma análise macro, a máxima eficiência produtiva. Calculada sob essas premissas, a receita máxima que a distribuidora poderá receber por esses serviços, referente à parcela dos custos operacionais eficientes, deverá fazer face aos custos otimizados. Por conseguinte, operando com custos operacionais eficientes, a distribuidora tende a apresentar eficiência produtiva nos seus resultados. De outra forma, à medida que a empresa reduz seus custos gerenciáveis (despesas operacionais), a perspectiva é que se alcance melhores índices de eficiência produtiva, dado que os processos e atividades executados demandarão um montante menor de custos, que por sua vez, serão repassados ao consumidor via reajuste tarifário. Portanto, a expectativa é que esta redução nas despesas operacionais também desonere o consumidor, por meio de uma tarifa menor, e expanda o bem-estar dos consumidores atendidos.

Assim, como a ferramenta utilizada para determinar os custos operacionais eficientes foi a ER, PEANO (2005) destaca que sua introdução representou uma importante inovação ao desenho regulatório do setor elétrico, visto que:

---

<sup>106</sup> Esta previsão consta em quase todas as resoluções homologatórias (ANEEL) de Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e TE (Tarifa de Energia) das distribuidoras no segundo ciclo de revisão tarifária, podendo variar parcialmente quando a forma de apresentação ou grau de detalhamento;

A Empresa de Referência é um tipo de regulação por incentivos que utiliza a comparação com uma referência, ou *benchmarking*, e não as informações da empresa, a fim de determinar os custos eficientes a serem cobertos pela tarifa. No caso da ER adotada no setor elétrico brasileiro, a comparação é com uma empresa modelo teórica, com enfoque em engenharia, construído a partir de indicadores que busquem refletir melhores práticas e tecnologias apropriadas à prestação eficiente dos serviços nas condições locais. (PEANO, 2005, p.49).

Por custos operacionais eficientes, entendem-se aqueles que sejam suficientes para remunerar todas as despesas necessárias para manter a estrutura de uma distribuidora em funcionamento, sem onerar pesadamente o consumidor (via tarifa). Para isso, no atual modelo de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica também se utiliza o regime de preços máximos (*price caps*), cuja finalidade precípua é a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, com vantagens para os usuários do serviço. Dessa forma, os custos operacionais eficientes determinados no momento da RTP visam a assegurar que os ganhos de eficiência empresarial se traduzam em modicidade tarifária. Ou seja, apesar de limitado o impacto das despesas operacionais sobre a RR, uma possível interpretação é que o objetivo do atual modelo regulatório é conduzir as distribuidoras a operar com determinado montante de custos operacionais eficientes, de modo a transformar isso em tarifas mais módicas, o que, em tese, deve elevar os benefícios aos consumidores (bem-estar).

Portanto, como os custos operacionais eficientes buscam refletir a opção por práticas de gestão consideradas adequadas ao setor de distribuição, estes formarão a base de dados sob a qual será avaliada a eficiência produtiva das distribuidoras de energia elétrica, para só então estimarmos a relação dos seus ganhos com os benefícios estendidos ao mercado consumidor de uma determinada área de concessão.

### **2.3 – CONSIDERAÇÕES FINAIS**

As origens do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil remontam-se ao final do século XIX, a qual na época era baseada no capital privado estrangeiro, situação

que começou a se modificar em meados dos anos 50 e 60, com a criação do DNAEE e da ELETROBRÁS. Contudo, estas alterações institucionais pouco estimularam a eficiência produtiva nas distribuidoras, visto que estas apenas cumpriam com suas funções primárias. Em seguida viu-se um amplo processo de estatização do setor, com a posterior fragilização financeira na altura da década de 80. Todavia, ao longo de todo este período, não se identificaram, nos modelos regulatórios adotados, evidências que apontassem o foco na questão da eficiência produtiva; logo, pouco se contribuiu com a modicidade tarifária e ao bem-estar dos consumidores no setor de distribuição.

Contudo, as reformas setoriais aplicadas, iniciadas no Governo Collor e amadurecidas no Governo Lula, propiciaram o lançamento das primeiras bases que atualmente sustentam uma dinâmica regulatória focada no alcance da eficiência produtiva nas distribuidoras, por meio de práticas de gestão eficientes. Este aparato regulatório foi importante ao atual modelo regulatório, posto que hoje é possível conciliar a remuneração aos acionistas com modicidade tarifária. Com isso, conforme os instrumentos que o regulador atualmente possui – RTP, IRT e RTE – é possível criar um ambiente no qual se busque a legitimidade do reajustamento dos preços de forma concomitante ao pressuposto do uso de rotinas operacionais eficientes.

Destarte o menor peso dos custos gerenciáveis quanto à composição da receita requerida no momento do reajuste tarifário, o escopo dentro do qual as distribuidoras podem operar de forma eficiente nos permite a avaliar a evolução dos níveis de eficiência produtiva, e, conseqüentemente, propor a discussão de como estas rotinas eficientes geram benefícios aos consumidores de uma determinada área de concessão.

### **CAPÍTULO 3: A EVOLUÇÃO DA EFICIÊNCIA PRODUTIVA DAS DISTRIBUIDORAS E SUA RELAÇÃO COM O BEM-ESTAR DOS CONSUMIDORES DO SETOR**

Conforme visto no capítulo 2, a partir da apresentação da história do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro e do detalhamento do modelo regulatório utilizado pela ANEEL no processo de revisão tarifária periódica, (tanto no primeiro, quanto no segundo ciclo) é possível estimar níveis de eficiência produtiva para as distribuidoras nestes dois momentos, e, conseqüentemente, sua evolução. Do mesmo modo, pode-se avaliar o bem-estar dos consumidores do setor, cuja mensuração será feita por meio dos índices de qualidade no fornecimento de energia elétrica e pelo Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC).

Inicialmente far-se-á uma breve resenha sobre os principais trabalhos que analisaram a eficiência produtiva em distribuidoras de energia elétrica no Brasil, de modo a pontuar as metodologias utilizadas e principais resultados encontrados. As principais referências teóricas são: ARCOVERDE et al (2009), BRIGATTE et al (2011) e PESSANHA et al (2010). Em seguida, há uma explanação sobre a metodologia adotada, a qual aponta as ferramentas que serão utilizadas para o cálculo da eficiência produtiva (Análise Envoltória de Dados) e o bem-estar dos consumidores, além do instrumento destinado à análise da relação entre as eficiências entre os ciclos. Entre as referências bibliográficas utilizadas, destacam-se: GOMES & BAPTISTA (2004) e GOMES & FERREIRA (2009).

Na segunda seção, far-se-á o teste de eficiência produtiva nas 45 (quarenta e cinco) distribuidoras, em cada ciclo de RTP, seguida pela análise da evolução dos níveis de eficiência produtiva ao longo dos ciclos (Índice de Malmquist). A terceira seção tratará das variáveis que compõem o bem-estar dos consumidores, os detalhes do comportamento de cada componente e uma breve análise de sua evolução entre os ciclos.

Em sequência, um teste de regressão econométrica avaliará a relação entre a evolução da eficiência produtiva e o bem-estar dos consumidores ao longo do 1º e

2º ciclos de RTP. Por fim, uma sintética conclusão analisa dos resultados obtidos, contextualizando-os com o objetivo do trabalho.

### **3.1 – EFICIÊNCIA PRODUTIVA E BEM-ESTAR DOS CONSUMIDORES NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: LITERATURA ATUAL E METODOLOGIA**

#### **3.1.1 – A LITERATURA ATUAL SOBRE A EFICIÊNCIA PRODUTIVA EM DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.**

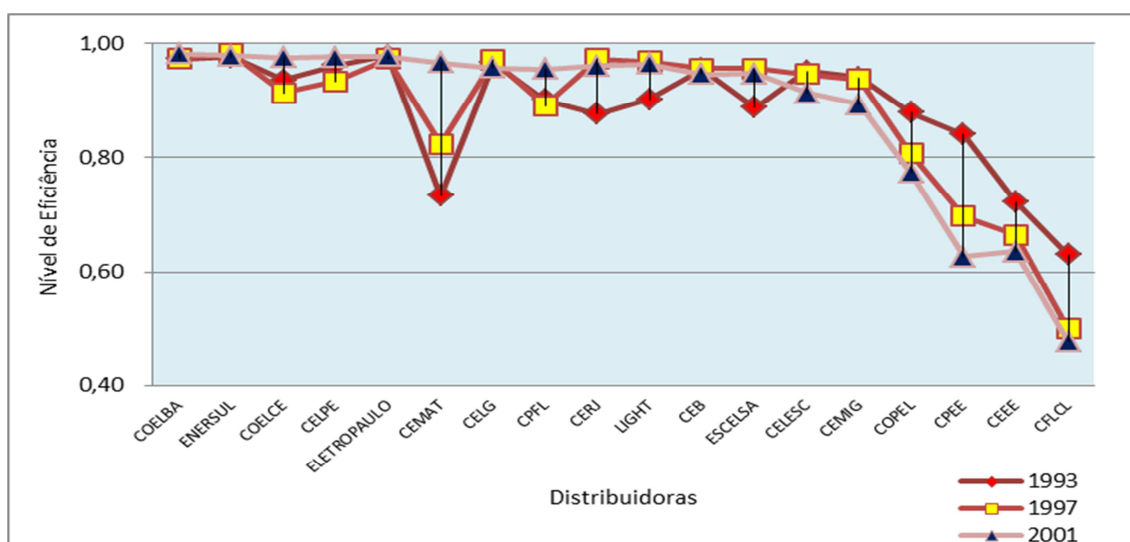
O atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro busca oferecer à sociedade brasileira energia elétrica de modo confiável, com modicidade tarifária e assegurando a universalidade de acesso. No tocante à distribuição de energia elétrica, os dois últimos sofrem grande influência do modelo regulatório adotado, visto que, para atingi-los, as concessionárias são apenas intermediárias neste processo. Neste contexto, a modicidade tarifária está fortemente ligada à ideia de eficiência produtiva e de bem-estar dos consumidores. Numa visão teórica, a primeira baseia-se no pressuposto de que menores custos estão ligados a rotinas eficientes, de modo a se gerar uma tarifa mais justa ao consumidor<sup>107</sup>. Similarmente, o conceito de bem-estar dos consumidores relaciona-se diretamente com tarifas módicas (preço acessível) e a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Desta forma, JAMASB et al (2005) apontam que há um grande número de estudos que avaliam a eficiência, sendo frequentes os métodos que utilizam a construção de fronteiras, como a Análise Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis* - DEA) e a Abordagem de Fronteira Estocástica (*Stochastic Frontier Approach* - SFA). Neste sentido, na literatura econômica, há trabalhos que analisam a eficiência produtiva nas distribuidoras de energia elétrica no Brasil, que, em sua maioria, utilizam estes métodos.

---

<sup>107</sup> Todavia, conforme exposto no capítulo anterior, no atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro – na área de distribuição – a parcela que a eficiência produtiva impacta na tarifa é pequena.

Em ARCOVERDE et al (2009) utilizou-se o método SFA para estimar fronteiras de produção estocásticas e funções de custo eficiência sob orientação insumo/produto, para 22 (vinte e duas) distribuidoras brasileiras, no período entre 1993-2001. Os *inputs* de destaque foram: custo operacional, volume de energia fornecida, número de funcionários e índices de qualidade, como DEC e FEC<sup>108</sup>. Como principais resultados<sup>109</sup>, ARCOVERDE et al (2009) apontam a presença de economias crescentes de escala<sup>110</sup>, substancial progresso tecnológico no período e de ganhos de eficiência após a desestatização. Outro ponto importante, conforme mostra o Gráfico 2<sup>111</sup>, é a ‘homogeneidade dos níveis eficiência produtiva, visto que apenas 03 (três) distribuidoras apresentaram índices abaixo de 70%.



**Gráfico 2 – Índices de Eficiência Técnica em 1993, 1997 e 2011.**

Fonte: ARCOVERDE et al (2009).

<sup>108</sup>DEC e o FEC são indicadores coletivos que avaliam a qualidade do serviço prestado, isto é, avaliam o desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado de energia elétrica. O DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica o intervalo de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos. O FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.

<sup>109</sup>Cf. ARCOVERDE et al (2009);

<sup>110</sup> Segundo ARCOVERDE et al (2009), a elasticidade de escala, neste modelo, aproximada aqui pela soma das elasticidades-produto, é superior à unidade, o que indica a presença de economias crescentes de escala.

<sup>111</sup> As distribuidoras EBE, AED, RGE e ELEKTRO foram excluídas do Gráfico 2, pois a elas não foram apresentados índices de eficiência para os três anos.



Além disso, houve crescimento da produtividade total dos fatores (PTF), mensurada pelo Índice Malmquist, que se elevou em mais de 50% entre 1993 e 2001. Um exemplo, citado em ARCOVERDE et al (2009), é o caso da COELCE que apresentou índice de eficiência produtiva de 0,91 em 1994 e, após sua privatização, de 0,97 em 2001, cujo aumento foi de 7,08%.

De outra forma, BRIGATTE et al (2011) avaliaram a eficiência de um grupo de distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste do Brasil, no ano de 2003, que juntas somam mais de 70% do mercado nacional. O método escolhido foi o DEA com orientação insumo, calculado pelos métodos de retornos constantes de escala (modelo CCR<sup>112</sup>) e retorno variáveis de escala (modelo BCC<sup>113</sup>). Entre as conclusões apresentadas por BRIGATTE et al (2011), semelhante ao visto em ARCOVERDE et al (2009), destaca-se o alto grau de homogeneidade dos resultados e elevada eficiência nas firmas:

(...) ambos os modelos – retornos constantes e retornos variáveis – mostraram que as firmas, conjuntamente, apresentaram elevados escores médios de eficiência (0,91 e 0,94; respectivamente), o que demonstra considerável grau de homogeneidade entre elas e necessidade de pequenas reduções nos gastos com seus fatores de produção para produzir mais eficientemente (BRIGATTE et al, 2011, p. 23).

Conforme destaca a Tabela 1, apenas três empresas, no método de retornos constantes, obtiveram o máximo de eficiência produtiva - CEMIG, PIRATININGA e ENERGIPE - o que, conforme BRIGATTE et al (2011), corresponde a apenas 15% da amostra. Em complemento, todas as distribuidoras apresentaram escore médio de 0,912; situação que, segundo os autores, caso estas firmas queiram se encaixar na fronteira de produção eficiente (sem redução de receita), faz-se necessária uma redução de 8,8% no uso de insumos.

---

<sup>112</sup> Modelo CCR propõe que quando se dobra todos os insumos, o produto cresce na mesma proporção. Ou seja, corresponde ao modelo de retornos constantes de escala. O termo “CCR” é um acrônimo formado pelas iniciais de Charnes, Cooper e Rhodes;

<sup>113</sup> Modelo BCC enquadra-se no caso dos retornos variáveis de escala. Desta forma, a fronteira de retornos variáveis corresponde à eficiência técnica, e, as distribuidoras que estão acima ou abaixo da fronteira são consideradas ineficientes tanto do ponto de vista da eficiência de escala, quanto de eficiência técnica. O termo “BCC” é um acrônimo formado pelas iniciais de Banker, Charnes e Cooper.

Todavia, no geral os resultados observados foram positivos, visto que: “[...] o grau de eficiência de todas as empresas do setor foi bastante relevante, estando todas elas dentro do intervalo cujo valor do escore [de eficiência] está localizado entre 0,7 e 1 (o grau máximo).” (BRIGATTE et al, 2011, p.15).

**Tabela 1 – Índices de eficiência técnica por distribuidora**

Classe de Eficiência Técnica	Eficiência técnica		Eficiência de escala
	Retornos constantes	Retornos Variáveis	
0 < E < 0,2	0	0	0
0,2 < E < 0,4	0	0	0
0,4 < E < 0,6	0	0	0
0,6 < E < 0,8	2	2	0
0,8 < E < 1	15	10	17
E = 1	3	8	3
<b>Média</b>	<b>0,91</b>	<b>0,94</b>	<b>0,97</b>

Fonte: BRIGATTE et al (2011).

Por fim, PESSANHA et al (2010) também utilizaram os métodos DEA e SFA, com aprimoramentos de classificação dados pelo mapa de Kohonen (redes neurais)<sup>114</sup>, para avaliar a eficiência produtiva de 40 (quarenta) distribuidoras, com base nos dados de 2001. Este incremento metodológico (mapa de Kohonen) visou identificar, por meio da avaliação dos níveis de eficiência, um conjunto de referência, que fornecesse um *benchmark* para as demais empresas, e, desta forma, auxiliar o regulador a estabelecer de forma ótima um padrão (ou como dito, um *benchmark* para os grupos de empresas) de custos operacionais eficientes<sup>115</sup>. Segundo PESSANHA et al (2010), dos resultados obtidos destacam-se a boa aderência dos índices de eficiência, os quais são comprovados pela forte correlação entre os valores encontrados. Por conseguinte, os autores sugerem a distribuição das empresas em três grupos, cujas médias dos índices de eficiência para cada um, no método DEA com retornos constantes de escala, são: 0,75; 0,79 e 0,80. Semelhante ao observado nos estudos anteriores, no trabalho de PESSANHA et al (2010) observa-se alto grau de homogeneidade nos níveis de eficiência produtiva das

<sup>114</sup>Segundo CARVALHO et al (1998 apud PESSANHA, 2010), o mapa de Kohonen ou rede SOM (*Self Organizing Map*) é uma rede neural com treinamento competitivo e não supervisionado aplicado em problemas de classificação.

<sup>115</sup>Conforme anteriormente exposto, os custos operacionais formam o principal componente da Parcela “B” – custos gerenciáveis;

distribuidoras avaliadas, estando a maioria delas próximas da fronteira de produtividade total.

Portanto, constata-se que os métodos DEA e SFA são frequentemente utilizados em análises de eficiência produtiva - mesmo partindo de pressupostos distintos e com dados de diferentes anos - nas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Todavia, não se verificou estudos acadêmicos focados na análise da relação entre a eficiência produtiva das distribuidoras e o bem-estar dos consumidores de suas respectivas regiões atendidas, motivo pelo qual o presente trabalho busca contribuir para o conhecimento da área.

### **3.1.2 – METODOLOGIA**

#### **3.1.2.1- CONCEITOS DE EFICIÊNCIA PRODUTIVA E BEM-ESTAR DOS CONSUMIDORES.**

De acordo com o apresentado na seção 1.3 (Abordagem Teórica da Eficiência), o conceito de eficiência possui 03 (três) desdobramentos: produtiva, distributiva e alocativa. Assim, para o presente trabalho considera-se, como hipótese, que os ganhos de eficiência produtiva - dadas as diretrizes preconizadas pelo atual modelo regulatório do setor elétrico - observados pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil entre o 1º e 2º ciclo de RTP, tendem a contribuir com a expansão do bem-estar dos consumidores atendidos<sup>116</sup>. Ou seja, a expectativa é que a elevação nos níveis de eficiência produtiva das distribuidoras, entre o 1º e 2º ciclos de RTP, gere ganhos de bem-estar aos consumidores da área de concessão atendida.

Logo, o foco deste trabalho está nos conceitos de eficiência produtiva e bem-estar dos consumidores. Para o primeiro, mantivemos a interpretação conceitual apresentada na seção 1.3: máximo produto com o mínimo de custo. Quanto ao segundo termo - bem-estar dos consumidores - foi necessário um exercício teórico de modo a aplicar este conceito ao setor de distribuição de energia elétrica, que consiga captar as implicações que o modelo regulatório geram ao mercado

---

<sup>116</sup> De modo a atender à hipótese proposta neste trabalho, a análise sobre a eficiência distributiva e alocativa não será considerada.

consumidor. Para a avaliação da eficiência produtiva, optou-se por seguir a metodologia adotada por BRIGATTE et al (2011), a qual considerou como dados de entrada: i) os custos com compra de energia<sup>117</sup> e encargos de uso do sistema de transmissão (TUST)<sup>118</sup>; ii) o custo de PMSO<sup>119</sup>; iii) a ROL (Receita Operacional Líquida). Os dois primeiros servem como *proxy* aos insumos e a última, ao produto. Para obter o cálculo dos índices de eficiência técnica, utilizar-se-á o software DEAP *computer program*.

No tocante à avaliação do bem-estar, consideraram-se as seguintes variáveis:

- 1) **Evolução dos indicadores de qualidade de fornecimento de energia elétrica DEC e FEC:** o pressuposto é que com a escolha ótima de insumos, as instalações elétricas (redes, subestações, etc.) passarão por manutenções corretiva/preventiva adequadamente, de modo a reduzir o número das interrupções no fornecimento (FEC)<sup>120</sup>. Simultaneamente, no atual modelo regulatório subentende-se que o dimensionamento eficiente das equipes de manutenção, o reparo nas falhas tende a ser rápido; o que tornará mínimo o tempo sem acesso à energia elétrica (DEC). Por fim, dada à essencialidade do produto ofertado, considera-se que estas variáveis têm implicações diretas no bem-estar da população;
- 2) **Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC)**<sup>121</sup>: aqui o pressuposto é que distribuidoras com maior eficiência produtiva alcancem melhores índices de satisfação na prestação dos serviços inerentes à distribuição de energia elétrica;

Desta forma, este trabalho busca avaliar os impactos da eficiência produtiva das distribuidoras de energia elétrica no bem-estar dos consumidores de sua respectiva

---

<sup>117</sup> Inclui todas as despesas com compra de energia, entre elas, contratos iniciais, encargos de serviços do sistema (ESS), encargos de energia de reserva (EER), exposição no curto prazo, etc.;

<sup>118</sup> TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão. Este custo também é conhecido como “despesas com transporte de energia” ou “Encargos de Uso da Rede”;

<sup>119</sup> Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outras Despesas (PMSO).

<sup>120</sup> Em linhas gerais espera-se que as distribuidoras alcancem o limite regulatório estabelecido pela ANEEL, o que é teoricamente consistente com o montante de custo operacional regulatório imposto pela mesma;

<sup>121</sup> O Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC) é o resultado da pesquisa junto ao consumidor residencial que o regulador realiza todo ano para avaliar o grau de satisfação dos consumidores residenciais com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica. A pesquisa abrange toda a área de concessão das 63 distribuidoras no País. São realizadas 19.470 entrevistas, feitas por empresas especializadas em serviços de pesquisa, contratadas pela ANEEL por meio de licitação. Para mais detalhes ver: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>.

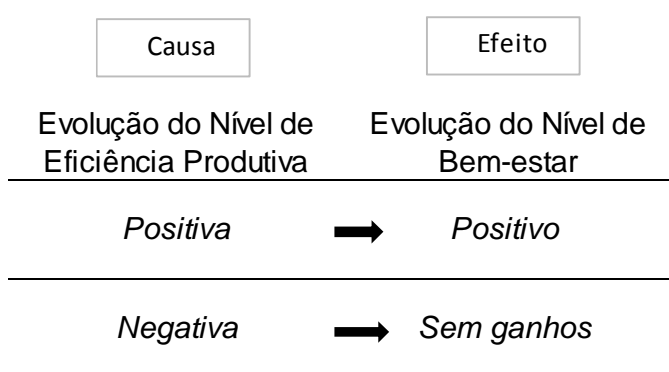
área de concessão, entre os dois primeiros ciclos de RTP. Tal enfoque justifica-se pela busca de se compreender uma possível relação entre eficiência produtiva e bem-estar dos consumidores dentro do setor de distribuição de energia elétrica. Entre outras questões, o embasamento para tal argumento repousa no pressuposto de que a regulação, principalmente em indústrias de rede como no setor elétrico, não deve somente buscar atenuar o impacto dos monopólios naturais, posto que há diversos outros fatores a serem observados. Assim:

*Clearly there was something else going on there than protecting consumers from monopoly prices and inefficient duplication of network facilities. And what is typically going on here is the consequence of powerful interest groups using the power of government to benefit them at the expense of others (Stigler 1971) and to hide the associated "taxation by regulation" in a complex and non-transparent regulatory process (Posner 1971).*(JOSKOW, 2009, p. 10).

Com isso, a hipótese que a regulação no setor de distribuição de energia elétrica ao estabelecer um modelo regulatório que incentiva as distribuidoras de energia elétrica a atuarem com alta eficiência produtiva, gere, em consequência, ganhos de bem-estar aos consumidores do setor. Isto é, questiona-se que o regulador - no setor de distribuição de energia elétrica – não deve atuar somente no sentido de reduzir as perdas de bem-estar oriundas das especificidades das indústrias de rede, como também, procurar formas de estender as externalidades positivas da regulação aos consumidores.

O nexos entre eficiência produtiva e bem-estar dos consumidores repousa no pressuposto de que não se justifica a ocorrência da primeira sem a segunda, isto é, não haverá um resultado positivo global se uma distribuidora for eficiente em termos produtivos e não gerar ganhos em termos alocativos, posto que caso isto ocorra, não se verificará eficiência econômica. De outra forma, como as transações econômicas influenciam e sofrem influências (de natureza social, financeira e política), seria limitado pensar num ambiente regulado para o setor de distribuição de energia elétrica que promova apenas elevações na produtividade das firmas reguladas, dispensando a necessidade de observar suas interfaces com o mercado consumidor atendido. Por isso, é preciso também entender a regulação sob a ótica da dinâmica de todas as esferas que a envolve: governo, firmas e consumidores.

A fim de esquematizar as ideias formuladas com base no referencial teórico estudado, e que serão aplicadas posteriormente de modo a cumprir os objetivos desse trabalho, a Figura 2 sintetiza as hipóteses adotadas. Desta forma, a constatação de que houve evolução positiva no nível de eficiência produtiva de uma distribuidora, pressupõe a hipótese de ganhos de bem-estar aos consumidores em sua área de concessão, caso contrário, não se verificam ganhos.



**Figura 2 – Conclusão teórica.**

Fonte: Elaboração própria

Para mensurar a relação entre a variação da eficiência técnica e a variação no bem-estar dos consumidores ao longo do 1º e 2º ciclos de RTP, será utilizado o método de regressão linear simples, conforme fórmula (1):

$$\Delta Xa = f(\Delta ET) \quad (1)$$

Onde:

$\Delta Xa$ : representa a variação no bem-estar dos consumidores entre o 1º e 2º ciclo de RTP;

$\Delta ET$  : representa a variação na eficiência produtiva entre o 1º e 2º ciclo de RTP;

Todos os cálculos de regressão serão feitos no *software* Excel. Portanto, dentro do atual modelo regulatório, faz-se necessário avaliar a relação entre a variação da eficiência produtiva das distribuidoras brasileiras com a variação do bem-estar dos consumidores do setor, entre o 1º e 2º ciclos de revisão tarifária periódica (RTP).

### 3.1.2.2 – DADOS E ESPECIFICAÇÃO DA ANÁLISE

Conforme exposto no item 3.1.1, os métodos mais frequentes para avaliação da eficiência produtiva são a Análise de Fronteira Estocástica (SFA) e Análise Envoltória de Dados (DEA). Entretanto, optou-se, neste trabalho, por utilizar somente o método DEA, com orientação insumo<sup>122</sup>. Os dados representam 45 (quarenta e cinco) distribuidoras de energia elétrica, nos dois ciclos de RTP. Para o primeiro ciclo considerou-se o ano de 2005/2006<sup>123</sup> e para o segundo, o ano de 2010<sup>124</sup>. Devido à escassez de uma única base de dados consolidada, conforme Apêndice A, as informações foram extraídas de diversas fontes, entre elas, a Comissão de Valores Mobiliários e sítios das próprias distribuidoras. Assim, na análise de eficiência produtiva pelo método DEA, seguiu-se a metodologia adotada por BRIGATTE et al (2011).

Quanto à avaliação do bem-estar dos consumidores dos consumidores atendidos pelas distribuidoras, foram consideradas as seguintes variáveis:

- a) DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor)<sup>125</sup>;
- b) FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor)<sup>126</sup>;
- c) Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC);

A justificativa pela escolha destas variáveis, conforme visto no tópico anterior, reside na hipótese de que cada um, dentro de suas especificidades e demais inter-relações, contribui para a avaliação da eficiência produtiva das distribuidoras de energia elétrica e do bem-estar dos consumidores atendidos, entre o 1º e 2º ciclos de revisão tarifária.

---

<sup>122</sup> O método DEA, com orientação insumo, é compatível com o objetivo deste trabalho, posto que ele visa a reduzir os custos com a mesma produção. Por outro lado, o método com orientação produto busca expandir a produção com insumos constantes, o que foge do alcance das hipóteses deste trabalho, logo, não será abordado;

<sup>123</sup> Como o 1º ciclo compreendeu o intervalo de 2003 a 2005, os dados referentes ao ano de 2005 já capturam o efeito da primeira revisão tarifária periódica na maioria das distribuidoras. Todavia, duas empresas tiveram suas primeiras RTP's homologadas somente em 2006; sendo MUX Energia (27/06/2006) e COOPERALIANÇA (30/01/2006), mesmo tendo Audiências Públicas (AP) abertas em 2005, momento em que houve a divulgação dos seus resultados provisórios. Em complemento, outras empresas não divulgaram seus resultados em 2005. Portanto, adotou-se como parâmetro para o 1º ciclo de RTP o ano de 2005 ou 2006 (conforme detalhado no Apêndice A), posto que em ambos o efeito do 1º ciclo de RTP pode ser igualmente avaliado.

<sup>124</sup> Igualmente, o ano 2010 serve como ano-base para os efeitos do 2º ciclo, visto que neste ano todas as distribuidoras testadas já passaram pela segunda RTP do atual modelo regulatório.

<sup>125</sup> Valor anual apurado. Fonte: ANEEL.

<sup>126</sup> Valor anual apurado. Fonte: ANEEL.

### 3.2 – O TESTE DE EFICIÊNCIA PRODUTIVA

Como citado acima, neste estudo se utilizará o método da Análise Envoltória de Dados (DEA), com orientação insumo, para o teste de eficiência produtiva nas distribuidoras de energia elétrica no 1º e 2º ciclo de revisão tarifária periódica. Para tanto, segue uma breve apresentação da literatura sobre o DEA.

#### 3.2.1 – O MODELO ANÁLISE ENVOLTÓRIA DE DADOS (DEA)

Os primeiros trabalhos sobre medidas de eficiência foram realizados por FARREL (1957), que propôs um modelo empírico cuja dinâmica permite que cada unidade produtiva seja avaliada em relação às demais, todas integrantes de um conjunto homogêneo e representativo. Esta análise permite avaliar a eficiência produtiva de firmas que utilizam diversos tipos de insumos e produzem inúmeros produtos, e, com base num grupo de fatores de produção previamente definidos, tem-se os *inputs* do modelo. O resultado do teste permite estimar o nível de eficiência produtiva para cada firma do grupo referenciado. Assim: “*Technical efficiency [...] is defined in relation to a given set of firms, in respect of a given set of factors measured in a specific way [...]*” (FARREL, 1957, p.260). Todavia, segundo GOMES & BAPTISTA (2004), o termo “Análise Envoltória de Dados” somente passou a ser utilizado a partir de 1978<sup>127</sup>.

Para GOMES & BAPTISTA (2004), o método DEA é uma abordagem não paramétrica, cuja estimação envolve programação matemática. Estes modelos são baseados numa amostra de dados extraídos de diferentes unidades produtoras ou DMU’s<sup>128</sup>, cujo objetivo é elaborar um grupo de referências por meio dos dados das DMU’s, de tal forma que se possa classificá-las em eficientes ou ineficientes.

---

<sup>127</sup> Com a publicação do trabalho de CHARNES et al (1978). (FORSUND & SARAFIOGLOU, 2000 apud GOMES & BAPTISTA, 2004).

<sup>128</sup> Segundo GOMES & BAPTISTA (2004), na literatura relativa aos modelos DEA, o termo DMU (*Decision Making Unit*) equivale a uma unidade produtora, posto que desses modelos surgem as medidas que permitem avaliar a eficiência relativa de unidades tomadoras de decisão.



GOMES & BAPTISTA (2004) destacam que o pressuposto fundamental, na técnica DEA, é que se as DMU's A e B forem capazes de produzir  $Y(A)$  e  $Y(B)$  unidades de produto, utilizando-se  $X(A)$  e  $X(B)$  unidades de insumos, respectivamente, outras DMU's também poderão fazê-lo, desde que estejam operando eficientemente. Caso o modelo aponte que tanto a DMU A quanto a B são eficientes, elas poderão ser combinadas para formar uma DMU composta, que utiliza uma combinação de insumos para produzir uma combinação de produtos. Desta forma, a partir do fato de que essa DMU composta não precisa necessariamente existir, convencionou-se denominá-la DMU virtual.

O foco central, segundo GOMES & BAPTISTA (2004), do método DEA consiste em encontrar a melhor DMU virtual para cada DMU real. Se a DMU virtual, que pode ser simplesmente a combinação convexa de duas DMU's reais, conseguir produzir o mesmo nível de produto utilizando uma quantidade de insumos igual ou inferior, diz-se que a DMU real é ineficiente. Em sequência, os autores destacam que as unidades eficientes que compõem a DMU virtual tornam-se *benchmarks* às DMU's reais ineficientes. De outra forma, o modelo DEA busca identificar, para um dado grupo de firmas, *benchmarks* para cada unidade ineficiente.

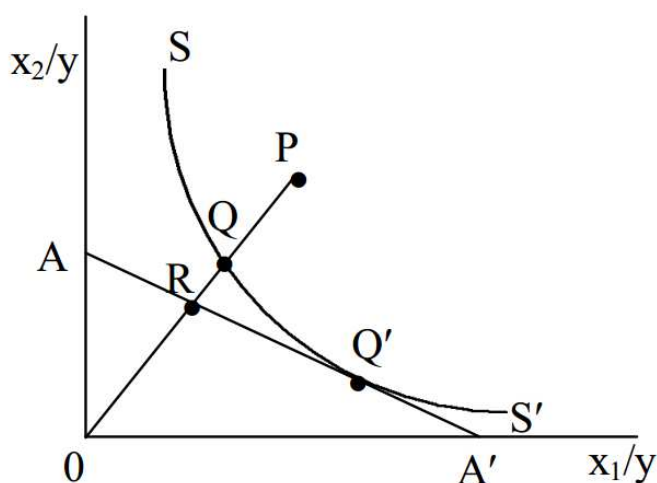
Conforme BRIGATTE et al (2011), a avaliação das medidas de eficiência podem ser elaboradas de duas formas: i) orientação insumo, cujo foco reside na redução de insumos; ii) orientação produto, que busca a elevação do nível do produto. Como a escolha metodológica deste trabalho foi por avaliar a eficiência técnica com orientação insumo, a outra forma não será aqui apresentada<sup>129</sup>. Em seguida, serão apresentados dois modelos clássicos de se construir fronteiras de eficiência: o de retornos constantes de escala (modelo CCR) e o de retornos variáveis (modelo BCC). Por último, será apresentado o Índice de Malmquist, cuja sistemática avalia a mudança na produtividade total dos fatores.

---

<sup>129</sup>Cf. GOMES & BAPTISTA (2004);

### 3.2.1.1 – MEDIDAS COM ORIENTAÇÃO INSUMO

BRIGATTE et al (2011) propõem considerar uma firma totalmente eficiente em seu processo produtivo, a qual utilize dois insumos,  $x_1$  e  $x_2$ , na produção de um bem  $y$ , caracterizando uma função de produção  $y = f(x_1, x_2)$ . Neste sentido, segundo FARREL (1957), com o pressuposto de retornos constantes à escala, tem-se uma função que pode ser denominada homogênea de grau 1, e a isoquanta unitária  $SS'$ , representadas na Figura 3, no espaço bidimensional dos insumos, adquire a notação  $1 = f(x_1/y, x_2/y)$ .



**Figura 3 – Medida de eficiência com orientação insumo.**  
 FONTE: BRIGATTE et al (2011).

Para GOMES & FERREIRA (2009), uma firma seria considerada ineficiente caso utilize a combinação de insumos  $x$  e  $y$ , destinada à produção de uma unidade de  $y$ , no ponto  $P$ . A justificativa é que a firma – com nível de produção fora da isoquanta – estaria utilizando quantidades maiores ou menores de ambos os fatores de produção, mas obtendo, entretanto, o mesmo nível de produto. Por tudo isso, para BRIGATTE et al (2011), essa unidade produtiva poderia ter sua ineficiência técnica representada pela distância  $QP$ , que indica o montante aos quais ambos os insumos podem ser reduzidos, de forma a se manter o mesmo nível de produção ( $y$ ). Desta forma:

As medidas da eficiência técnica orientada a insumo propõem-se a responder a seguinte questão: 'de quanto podem ser reduzidas proporcionalmente as quantidades de insumos sem mudar as quantidades produzidas?' (GOMES & FERREIRA, 2009, p. 55).

Assim, a razão  $QP/OP$  pode demonstrar, em termos percentuais, o grau de redução almejado. Logo, a eficiência técnica (ET) da firma inicialmente considerada pode ser dada por:

$$ET = \frac{OQ}{OP} = 1 - \frac{QP}{OP} \quad (2)$$

Assim, tem-se que  $0 < ET \leq 1$ . Caso,  $ET = 1$ , a firma será considerada tecnicamente eficiente e produzirá com uma combinação de insumos pertencentes à isoquanta  $SS'$ ; como no caso do ponto  $Q$ <sup>130</sup>. Por outro lado, à medida que a ET se aproxima de zero, constata-se que a firma opera ineficientemente.

Desta forma, percebe-se que a ineficiência técnica decorre do uso sub ou superestimado dos insumos, o que impede que a função de produção da firma opere com resultados de uma função homogênea. Consequentemente, este cenário impede que a taxa marginal de substituição entre os insumos se iguale à razão dos seus preços. Neste caso, o custo não é minimizado, posto que a firma estará operando com custos maiores do que o considerado ótimo. Para atender o propósito deste trabalho, considerar-se-á que no setor de distribuição de energia elétrica uma firma será eficiente quando esta conseguir fornecer energia elétrica à sua área de concessão através do mínimo custo, ou seja, a distribuidora operará com eficiência técnica quando seu nível produtivo estiver no ponto  $Q'$ . De modo a melhor estimar a eficiência das distribuidoras, em seguida serão apresentados dois modelos clássicos à elaboração de formas de fronteiras de eficiência: retornos constantes de escala (CCR) e retornos variáveis (BCC)<sup>131</sup>.

<sup>130</sup>No âmbito das teorias do DEA, a eficiência alocativa (que busca avaliar a relação ótima entre os preços dos insumos) não será apresentada neste trabalho;

<sup>131</sup>Existem diversos modelos para se estimar fronteiras eficientes de produção, contudo, optou-se neste trabalho por apresentar somente as modelagens clássicas.

### 3.2.1.2 – MODELO CCR (RETORNOS CONSTANTES À ESCALA)

Para CHARNES et al (1978), a estimativa da eficiência técnica das firmas baseia-se no conceito de Ótimo de Pareto, cujo pressuposto é que não se eleva a produção sem aumentar os níveis de insumos utilizados. Assim, estes autores formalizaram o modelo de retornos constantes de escala (CCR), cuja estrutura, segundo BRIGATTE et al (2011), constrói uma superfície linear por partes, não paramétrica, que envolve os dados. De outra forma, o modelo com retornos constantes de escala opera de modo que variações nos insumos (*inputs*) produzam variações proporcionais nos produtos (*outputs*). Como esta ferramenta pode ser utilizada tanto sob a orientação de insumo, quanto produto, neste trabalho a opção será a medida orientada a insumo.

Conforme GOMES & BAPTISTA (2004), para a exposição matemática do modelo CCR, considera-se que haja  $k$  insumos  $x$  e  $m$  produtos  $y$  para cada uma das DMU's, os quais formam matrizes, cuja prerrogativa inicial é a inexistência de coeficientes negativos<sup>132</sup>. Em sequência, estes autores citam que para a  $i$ -ésima DMU são representados os vetores  $x_i$  e  $y_i$ , respectivamente, para insumos e produtos. Com isso, para GOMES & BAPTISTA (2004), é possível obter uma medida de eficiência técnica para cada DMU da amostra, que é a razão entre todos os produtos e insumos. Logo a eficiência da DMU <sub>$i$</sub>  é:

$$\hat{i} = \frac{\mu y_i}{v x_i} = \frac{\mu_1 y_{1i} + \mu_2 y_{2i} + \dots + \mu_m y_{mi}}{v_1 x_{1i} + v_2 x_{2i} + \dots + v_k x_{ki}} \quad (3)$$

Onde:

$\mu$  : é o vetor de pesos dos produtos;

$v$ : é um vetor de pesos dos insumos.

Entretanto, sabe-se que dificilmente se alcançará um conjunto comum de pesos, posto que cada DMU pode optar por diferentes pesos para insumos e produtos. Então, de modo a evitar problemas com a escolha ótima dos pesos ótimos,

<sup>132</sup> A justificativa é que cada produto deve ser produzido por pelo menos uma DMU e vice-versa.

CHARNES et al (1978) especificaram um problema de programação matemática, o qual para o cálculo da eficiência da  $i$ -ésima DMU temos:

$$MAX_{u,v} (u`y_i / v`x_i) \tag{4}$$

$$\begin{aligned} \text{Sujeito a:} \quad & u`y_j / v`x_j \leq 1; \quad j = 1, 2, \dots, n. \\ & \mu, v \geq 0 \end{aligned}$$

Segundo GOMES & BAPTISTA (2004), este esquema possibilita encontrar valores para  $\mu$  e  $v$ , de modo que a eficiência técnica da  $i$ -ésima DMU seja maximizada, mantendo a restrição de que as medidas de eficiência sejam iguais ou menores a um. Todavia, diante da impossibilidade de se respeitar a restrição de não negatividade imposta aos vetores, segundo GOMES & BAPTISTA (2004), faz-se preciso transformar o problema de programação fracionário, com infinitas soluções, para um de programação linear, de solução única. Ressaltam os autores que este avanço permite o uso de um elevado número de observações e um reduzido número de insumos e produtos, típicos das aplicações econômicas. Para tanto, a fórmula linearizada é:

$$MAX_{u,v} (u`y_i) \tag{5}$$

$$\begin{aligned} \text{sujeito a:} \quad & u`y_j - v`x_j \leq 0; \quad j = 1, 2, \dots, n. \\ & v`x_i = 1 \\ & \mu, v \geq 0 \end{aligned}$$

Segundo GOMES & BAPTISTA (2004), o problema acima (5) condiz com as condições de Ótimo de Pareto, mas, por outro lado, consiste numa maximização de produto. Contudo, através da dualidade da programação linear, é possível derivar da forma envoltória do problema (5) uma medida com orientação insumo, assim:

$$MIN_{\theta, \lambda} \theta, \tag{6}$$

$$\text{sujeito a:} \quad -y_j + Y\lambda \geq 0,$$

$$\begin{aligned}\theta x_i - X\lambda &\geq 0, \\ \lambda &\geq 0,\end{aligned}$$

Onde:

$\theta$ : é uma escalar, cujo valor será a medida de eficiência da  $i$ -ésima DMU.

Para BRIGATTE et al (2011), caso o valor de  $\theta$  seja igual a um, a DMU será considerada eficiente; caso contrário, será menor que um. A outra variável endógena do sistema,  $\lambda$ , é um parâmetro vetorial cujos valores são calculados de forma a obter a solução ótima. Com base neste parâmetro, tem-se que, para uma unidade ineficiente, há ao menos uma unidade eficiente, cujos pesos calculados fornecerão a DMU virtual da unidade ineficiente, por meio de combinação linear. Por fim, estas unidades eficientes serão os *benchmarks* daquela DMU.

### 3.2.1.3 – MODELO BCC (RETORNOS VARIÁVEIS À ESCALA)

Segundo GOMES & FERREIRA (2009), após a criação do modelo CCR outros tipos foram propostos, entre eles o BCC, o qual generaliza a metodologia usual, considerando tecnologias com rendimentos constantes, crescentes e decrescentes. Para BRIGATTE et al (2011), o modelo BCC considera retornos variáveis de escala, substituindo o axioma da proporcionalidade entre *inputs* e *outputs* pelo da convexidade. No modelo BCC, a hipótese da existência de uma fronteira de produção convexa cria a possibilidade de que as DMUs, independente do nível de insumos utilizados, obtenham retornos crescentes e/ou decrescentes de escala.

Conforme BRIGATTE et al (2011), com a adição da restrição de convexidade (de modo a atender o pressuposto de retornos variáveis) ao problema dual de programação linear exposto no modelo CCR, obtém-se a seguinte formulação do modelo BCC:

$$\text{MIN}_{\theta, \lambda} \quad \theta, \tag{7}$$

$$\begin{aligned}\text{sujeito a:} \quad & -y_j + Y\lambda \geq 0, \\ & \theta x_i - X\lambda \geq 0,\end{aligned}$$

$$N_1' \lambda = 1,$$

$$\lambda \geq 0,$$

em que  $N$  é um vetor unitário ( $n \times 1$ ). Para estes autores, essa abordagem constitui uma superfície convexa de planos em interseção, a qual envolve os dados de forma mais compacta do que a superfície formada pelo modelo CCR<sup>133</sup>. Assim: “[...] os valores obtidos para eficiência técnica, com a pressuposição de retornos variáveis, são maiores do que os obtidos com retornos constantes.” (BRIGATTE et al, 2011, p.12). Neste sentido, apontam os autores, se uma firma for eficiente no método CCR, também será no BCC, posto que o escore de eficiência técnica por retornos constantes é composto pela ET por retornos variáveis, pela eficiência de escala (EFE)<sup>134</sup> e pela medida de congestão<sup>135</sup>.

Quanto à EFE, conforme GOMES & FERREIRA (2009), se o escore de eficiência técnica gerada pelo método CCR (retornos constantes) for igual ao do método BCC (retornos variáveis), isto indica que a distribuidora opera com eficiência de escala (EFE) igual à unidade. Caso a EFE seja menor que 1, tem-se ineficiência na sua escala de operação<sup>136</sup>. Neste sentido, se houver diferença entre a ET medida pelos métodos CCR/BCC é possível dimensionar, por meio de alterações no problema de programação, se a firma opera com rendimentos crescentes de escala (RCE) ou decrescentes de escala (DCE).

Esta análise contribui na avaliação das práticas de gestão das distribuidoras, principalmente no que se refere à alocação dos recursos produtivos nas atividades-fim do setor<sup>137</sup>. A seguir, discutir-se-á a variação intertemporal da eficiência técnica -

<sup>133</sup> O detalhamento da composição da eficiência técnica nos modelos BCC (eficiência pura, escala e de congestão) não será feito por opção metodológica;

<sup>134</sup> Segundo GOMES & FERREIRA (2009), a eficiência de escala é calculada pela divisão do escore obtido por método de retornos constantes em relação ao obtido pelo valor de eficiência por retornos variáveis de escala;

<sup>135</sup> A medida de congestão é uma decomposição das medidas de eficiência no modelo de retornos constantes que visa evidenciar a utilização excessiva de insumos. Todavia, este conceito não será discutido, dado que não será utilizado neste trabalho;

<sup>136</sup> Cf. GOMES & FERREIRA (2009);

<sup>137</sup> No setor de distribuição de energia elétrica, consideram-se como atividades-fim: os serviços técnicos comerciais (corte, religação, leitura, ligações novas) e a manutenção de redes, linhas e subestações.

Índice de Malmquist - ponto fundamental ao alcance dos objetivos propostos neste estudo.

### 3.2.1.4 – ÍNDICE DE MALMQUIST

Para GOMES & FERREIRA (2009), uma das alternativas para se avaliar as mudanças nos níveis de eficiência das firmas, ao longo dos períodos, baseia-se no conceito de produtividade total dos fatores de produção (Fator Produtividade Total - FPT). Neste contexto, o Índice de Malmquist<sup>138</sup> apresenta-se como ferramenta ideal na análise de variações na produtividade total dos fatores, por meio do uso do método DEA.

O Índice de Malmquist é composto por duas etapas, o efeito emparelhamento (*catch-up effect*) e pelo deslocamento da fronteira eficiente (*frontier-shift effect*). O efeito emparelhamento, segundo GOMES & FERREIRA (2009), compara a eficiência técnica de uma DMU entre dois períodos de tempo, por meio da DEA orientada a insumo, cuja expressão matemática é:

$$\text{Emparelhamento} = \frac{\theta_0^t(x_0^t, y_0^t)}{\theta_0^{t+1}(x_0^{t+1}, y_0^{t+1})} \quad (8)$$

Onde:

$\theta_0^t(x_0^t, y_0^t)$  representa a eficiência técnica da DMU\_K objetivo (k=0) no período de tempo t;

$\theta_0^{t+1}(x_0^{t+1}, y_0^{t+1})$  representa a eficiência técnica da DMU\_K objetivo (k=0) no período de tempo t+1;

---

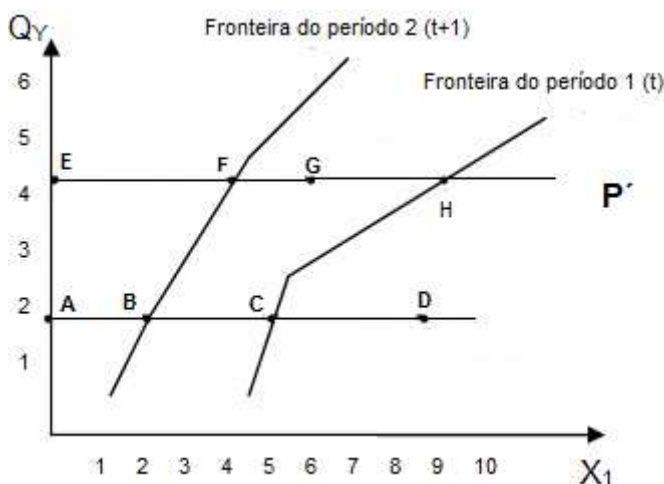
<sup>138</sup> Segundo GOMES & FERREIRA (2009), o Índice de Malmquist foi inicialmente proposto por MALMQUIST (1953 apud GOMES & FERREIRA, 2009) na análise do comportamento do consumidor, cuja hipótese inicial era comparar a quantidade de insumos utilizados por uma firma entre dois períodos de tempo com a mesma quantidade de produto. Todavia, ressaltam os autores, foram CAVES, CHRISTENSEN e DIEWERT (1962 apud GOMES & FERREIRA, 2009) que introduziram o conceito do Índice de Malmquist na análise da produção. Posteriormente, FÄRE et al. (1994 apud GOMES & FERREIRA, 2009) reconheceram que a função distância, implícita em Malmquist, era recíproca da medida de eficiência técnica proposta por FARELL (1957), passando assim a utilizar a programação matemática linear baseada na DEA para o cálculo do Índice de Malmquist em medidas de produtividade.



Desta forma, o emparelhamento exposto em (8) pode ser assim representado:

$$\text{Emparelhamento} = \frac{AC}{AD} / \frac{EF}{EG} \quad (9)$$

Conforme GOMES & FERREIRA (2009), com base em (8), os resultados do teste podem ser: i) se o emparelhamento for  $>1$  constata-se que a eficiência técnica entre os períodos  $P_1$  e  $P_2$  melhorou; ii) se for  $= 1$ , não houve alteração; iii) se for  $< 1$ , houve piora. Neste sentido, reforçam os autores, a Figura 4 resume o efeito emparelhamento, o qual é determinado pelos escores de eficiência técnica medidos por meio das distâncias das DMU's às suas respectivas fronteiras eficientes.



**Figura 4 – Emparelhamento (catch-up) e progresso técnico (frontier-shift effect)**  
 FONTE: GOMES & FERREIRA (2009).

Na segunda etapa, segundo GOMES & FERREIRA (2009), o efeito deslocamento da fronteira eficiente (*frontier-shift effect*) busca capturar os ganhos em eficiência produtiva oriundos da introdução de tecnologias de produção mais avançadas. De acordo com os autores, conforme mostra a Figura 4, o efeito do deslocamento da fronteira está relacionado às eficiências técnicas medidas pelas razões dos respectivos segmentos da reta:

$$\theta_1 = \frac{AB}{AC} = \frac{AE}{AD}; \theta_2 = \frac{EF}{EH} = \frac{EF}{EG} \quad (10)$$

Para GOMES & FERREIRA (2009), considera-se que  $\theta_1$  e  $\theta_2$  podem definir o efeito de descolamento da fronteira (*frontier-shift effect*) por meio da média geométrica entre esses valores, ou seja:

$$\text{Efeito de deslocamento da fronteira: } \varphi = \sqrt{\theta_1 \theta_2} \quad (11)$$

Com base em (11), destacam os autores, utilizando o DEA com orientação insumo, conclui-se que: i) se  $\varphi < 1$  constata-se que houve progresso tecnológico no período  $t + 1$ , quando comparado com o período  $t$ ; ii) se  $\varphi > 1$  tem-se regressão tecnológica entre os períodos; iii) se  $\varphi = 1$ : não houve mudança tecnológica<sup>139</sup>. Por conseguinte, o Índice de Malmquist,  $Mo$ , para a DMU<sub>0</sub> resulta do produto do emparelhamento pelo deslocamento da fronteira:

$$Mo = (\text{emparelhamento}) \times (\text{deslocamento da fronteira}) \quad (12)$$

De outra forma, segundo GOMES & FERREIRA (2009), o Índice de Malmquist é calculado por meio da comparação entre as eficiências técnicas das DMU's entre dois períodos de tempo. Assim, com base no modelo de retornos constantes de escala com orientação a insumo, chega-se à seguinte expressão:

$$Mo = \sqrt{\frac{A}{B} x \frac{C}{D}} \quad \text{ou} \quad Mo = \frac{\theta_0^t(x_0^t y_0^t)}{\theta_0^t(x_0^{t+1} y_0^{t+1})} + \frac{\theta_0^{t+1}(x_0^t y_0^t)}{\theta_0^{t+1}(x_0^{t+1} y_0^{t+1})} \quad (13)$$

Por fim, apontam os autores que o  $Mo$  é uma medida de mudança na produtividade total da DMU\_k objetivo, isto é, o fator de produtividade total (FPT), com eficiências técnicas orientadas a insumo, entre os períodos  $t$  e  $t + 1$ , com as seguintes resultados: i) se  $Mo > 1$ : a produtividade da DMU\_k piorou ao longo do tempo; ii) se  $Mo = 1$ : a produtividade da DMU\_k permaneceu a mesma; iii) se  $Mo < 1$ : a produtividade da DMU\_k melhorou ao longo do tempo. Em sequência, serão apresentados os resultados dos testes de eficiência técnica para o 1º e 2º ciclos de revisão tarifária, e, posteriormente, o Índice de Malmquist, para que então sejam confrontados à evolução do bem-estar dos consumidores no período avaliado.

<sup>139</sup> Caso seja utilizado o DEA com orientação produto, as relações analisadas no efeito deslocamento da fronteira se invertem. Para mais detalhes ver: GOMES & FERREIRA (2009).

### 3.2.2 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

Conforme citado anteriormente, o DEA será utilizado para avaliar os escores de eficiência produtiva – com orientação a insumo - das distribuidoras de energia elétrica brasileiras nos dois primeiros ciclos de RTP, por meio da análise de retornos constantes e variáveis de escala. Em complemento, será feita uma breve análise sobre a eficiência de escala e os valores de rendimentos variáveis (crescentes e decrescentes).

#### 3.2.2.1 - ÍNDICES DE EFICIÊNCIA TÉCNICA NO 1º E 2º CICLOS POR DISTRIBUIDORA

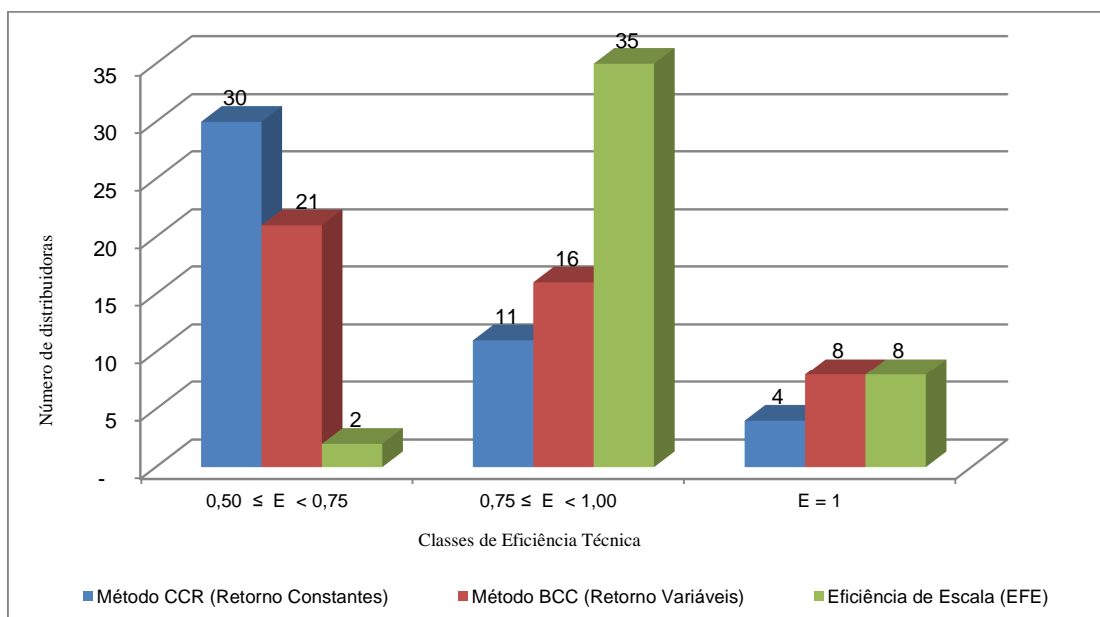
Para mensurar a eficiência técnica das distribuidoras brasileiras no 1º ciclo de revisão tarifária periódica, como citado no tópico 3.1.2.2, utilizou-se como base os anos de 2005 e/ou 2006. Entre os principais resultados encontrados para o 1º ciclo de RTP<sup>140</sup>, como mostra o Gráfico 3<sup>141</sup>, destaca-se que pelo método CCR 66,7% das distribuidoras se enquadram na classe  $0,50 < E \leq 0,75$ , cujo resultado nos aponta que este grupo de distribuidoras possui espaço para reduzir seus custos operacionais, ou seja, há espaço para se discutir novas estruturas de governança. Neste grupo temos: AMPLA, COELCE, ELEKTRO e COOPERALIANÇA. Entre as distribuidoras que alcançaram  $E = 1$  (escore máximo) no método CCR, constatou-se a ocorrência de somente 04 (quatro) casos, estas são: CHESP, COELBA, ELETROACRE e RGE.

Quanto ao método BCC, 46,7% das distribuidoras alcançaram escores de ET entre 0,50 e 0,74; novamente indicando espaço para redução de custos, todavia, em menor magnitude. No tocante às firmas com escore máximo, no BCC este número se eleva para 08 (oito), posto que devido às variações na eficiência de escala, mais firmas puderam operar com  $E=1$ . Por isso, a concentração em EFE de 35 firmas na penúltima classe ( $0,75 < E < 1,00$ ) aponta que 77,8% das DMU's avaliadas estão

<sup>140</sup> O Apêndice B apresenta os resultados detalhados para cada distribuidora no 1º e 2º ciclos;

<sup>141</sup> As classes dos Gráficos 3 e 4 baseiam-se nos índices de eficiência técnica de cada distribuidora, para cada ciclo de RTP.

próximas de atingir seu nível máximo de EFE. Esta alta eficiência de escala reflete a geração de vantagens das distribuidoras em utilizar métodos menos custosos e mais eficazes, contudo, sem alterar o ambiente institucional vigente. Isto é, os dados indicam que os baixos índices de ET devem ser explicados, em sua maioria, por ineficiências operacionais e não de escala<sup>142</sup>.



**Gráfico 3 - Distribuidoras de energia elétrica no 1º ciclo de RTP por classes de eficiência técnica.**

FONTE: Elaboração própria.

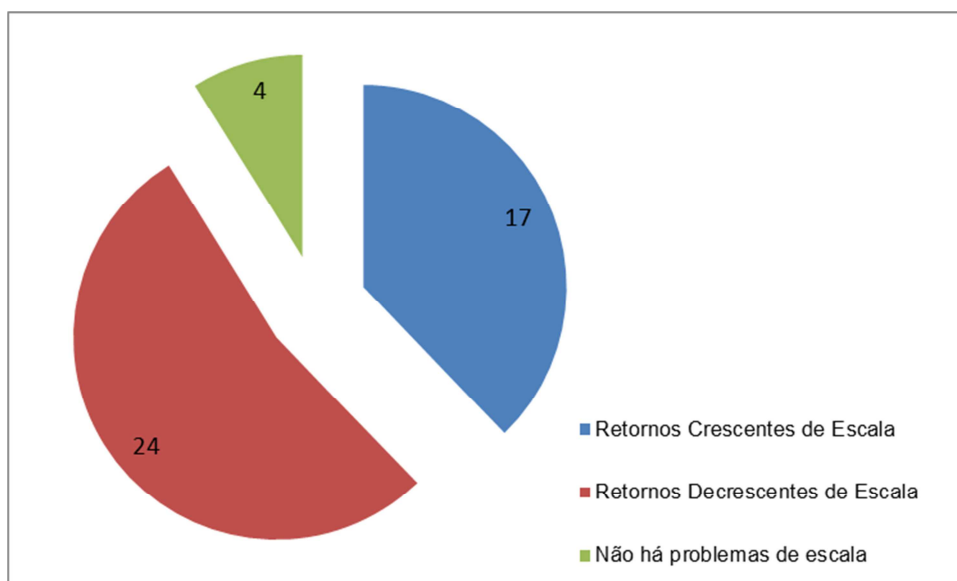
Quanto aos resultados do método BCC, como mostra o Gráfico 4, 17 firmas operaram com rendimentos crescentes, enquanto que 24 com rendimentos decrescentes de escala (RDE), estando apenas 4 DMU's operando sem problemas de escala<sup>143</sup>. Tal constatação, baseada no método BCC, destaca que, com base nos dados do 1º ciclo de RTP, a estratégia de produção utilizada em 91,1% das distribuidoras carecia de revisão, principalmente no caso das que operavam com RDE, contexto em que se eleva a probabilidade de déficit em fluxo de caixa operacional (com dificuldades de honrar compromissos e obrigações setoriais). Este

<sup>142</sup> De outra forma, como os dados do 1º ciclo de RTP apontam que a maioria das distribuidoras operaram próximas do tamanho de escala mais produtivo, constata-se que a avaliação dos níveis de ET obtidos deve buscar outras justificativas para tal resultado, entre elas, a presença de ineficiências na gestão de recursos produtivos.

<sup>143</sup> Ou seja, apenas 04 (quatro) distribuidoras no 1º ciclo de RTP operaram com eficiência técnica  $E=1$  (máximo) em retornos constantes de escala, cujos dados apontam que estas produziram no ponto "Q" da Figura 3, sem apresentar rendimentos decrescentes ou crescentes de escala.

quadro demonstra as dificuldades enfrentadas pelas distribuidoras, posto que, apesar da maioria operar com alta eficiência de escala, o desconhecimento acerca do ponto ótimo de produção as leva a operar com rendimentos decrescentes, contexto este que exemplifica a complexa tarefa de organizar os recursos produtivos eficientemente, em uma única estrutura de governança.

Por fim, constata-se resultados similares a ambos os métodos, de modo a se inferir que cerca de 60% das distribuidoras, com base nas tarifas do 1º ciclo de RTP, operaram com  $ET=0,75$  (em média). Neste sentido, os resultados do 1º ciclo de RTP apresentam escores médios de 0,72 no método por retornos constantes de escala e 0,78 em retornos variáveis, apontando que, para alcançar a máxima eficiência, a maior parte das distribuidoras avaliadas deve reduzir a quantidade de insumos ou adequar suas estratégias de escala produtiva, visto que, em média, 85,2% delas obtiveram escores de  $ET < 1$ <sup>144</sup>.



**Gráfico 4 - Distribuidoras de energia elétrica no 1º ciclo de RTP por índice de eficiência técnica: Método BCC, separados por tipo de rendimento de escala.**

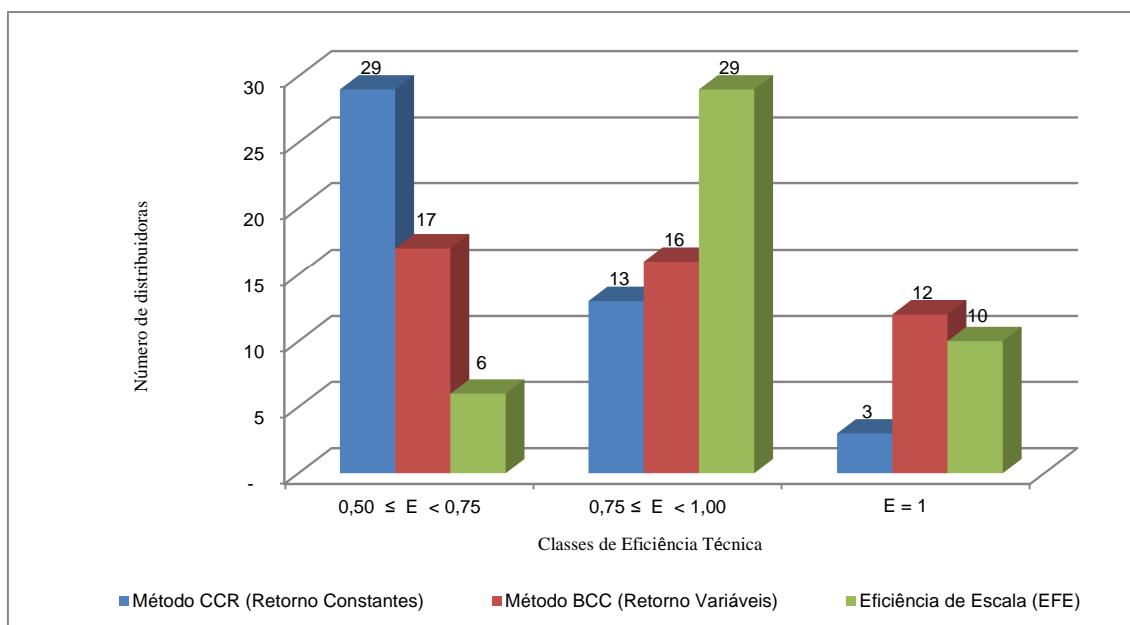
FONTE: Elaboração própria.

Isto é, as estruturas de governança escolhidas não permitiram reduzir adequadamente seus custos dentro do setor de distribuição de energia elétrica no período avaliado. Por tudo isso, numa avaliação geral do modelo regulatório utilizado no 1º ciclo de RTP nas distribuidoras de energia elétrica, observa-se que os

<sup>144</sup> Em resumo, as distribuidoras com escore de  $ET < 1$  estão distribuídas da seguinte forma: i) método CCR 91,1%; ii) método BCC 82,2%; e iii) pela EFE 82,2%.

resultados não convergiram a níveis máximos de eficiência produtiva. Por isso, como citado no Capítulo 2, o desafio de conduzir as distribuidoras à estrutura de governança que alcancem maior eficiência produtiva, levou a ANEEL a aprimorar os procedimentos tarifários adotados, os quais foram aplicados no próximo ciclo.

Na avaliação dos índices obtidos para o 2º ciclo de RTP<sup>145</sup> (os quais se baseiam em dados do ano de 2010), conforme mostra o Gráfico 5, constata-se alguns efeitos similares aos observados no 1º ciclo. O primeiro deles é o grande número de distribuidoras com índices de eficiência no intervalo entre 0,50 e 0,74; que no método CCR foi de 64,4%. Entretanto, no 2º ciclo o número de distribuidoras com nível máximo de eficiência no método CCR caiu para 03 (três), cujo movimento numa análise global é parcialmente absorvido pela elevação de casos no intervalo entre 0,75 e 0,99. Entre as distribuidoras que não modificaram sua posição nas classes de eficiência técnica pelo método CCR, pode-se citar: CEAL, CELPA e EDEVP. Por fim, o índice médio de ET no 2º ciclo foi de  $E = 0,74$  no método de CCR, cerca de 2% maior comparado ao 1º ciclo.



**Gráfico 5 - Distribuidoras de energia elétrica no 2º ciclo de RTP por classes de eficiência técnica.**

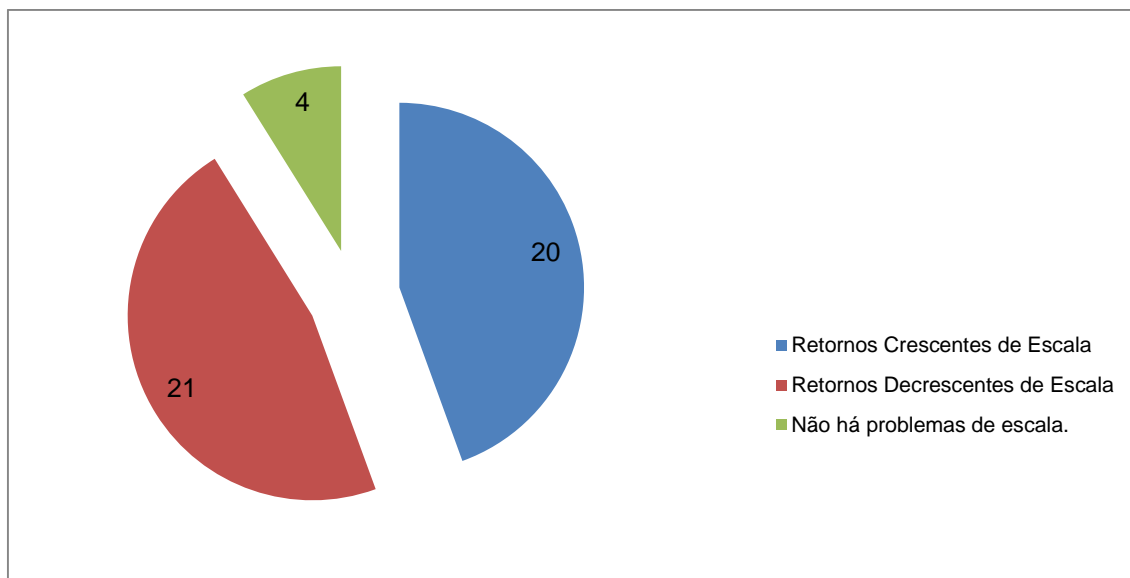
FONTE: Elaboração própria.

<sup>145</sup>Ver Apêndice B;

Na avaliação dos resultados do 2º ciclo de RTP pelo método BCC constata-se que 37,8% mantiveram-se na classe  $0,50 < E \leq 0,75$ ; de modo que se obteve uma redução de 23,5%. Neste grupo permaneceram: BANDEIRANTE, CEB e CNEE. Em sequência, no método BCC, o grupo de distribuidoras com escores máximos de eficiência se elevou, chegando ao 2º ciclo a 12 (doze). Em análise à Eficiência de Escala (EFE) no 2º ciclo, constata-se que se elevou o número de empresas sem problemas de escala, saindo de 4 para 10, as inclusões são CELTINS, CERON, COSERN, ELFSM e EPB-ENERGISA PB; todavia, foram excluídas: AES SUL, CHESP, CPFL PITRATININGA, ELETROACRE. Segundo o Gráfico 6, os demais resultados pelo método BCC apontam que algumas distribuidoras obtiveram melhores resultados, sendo que 20 DMU's (44,4% do total da amostra) operaram o ano de 2010 com retornos crescentes de escala e outras 21 com rendimentos decrescentes.

De outra forma, a análise de RVE indica que apesar de aumentar o número de distribuidoras que operaram com RCE e reduzir as com RDE, ainda se manteve o mesmo número de empresas operando com problemas de escala. Ou seja, as distribuidoras melhoraram seus resultados no 2º ciclo, sem, no entanto resolver todos os problemas referentes a informações estratégicas envolvidas no processo produtivo. Portanto, o índice médio pelo método BCC foi de  $E=0,82$ ; o que representa uma elevação de 5,1% em relação a 2005/2006.

Por tudo isso, os dados do 2º ciclo de RTP apontam um número maior de distribuidoras próximas ao escore máximo (classe  $0,75 < E \leq 1,00$ ), cuja classe atingiu 29 firmas no somatório de ambos os métodos, uma elevação de 7,4% em comparação ao 1º ciclo. Entre as inclusões nesta classe, temos AES SUL, CELESC, CFLO e COPEL. Quanto às empresas que obtiveram escores máximos ( $E=1$ ), o somatório dos dois métodos aponta elevação, chegando-se a 15 distribuidoras.



**Gráfico 6 - Distribuidoras de energia elétrica no 2º ciclo de RTP por índice de eficiência técnica: Método BCC, separados por tipo de rendimento de escala.**

FONTE: Elaboração própria.

Portanto, é possível verificar que, com relação aos índices de ET, o quadro apresentado em 2010 é semelhante ao observado nos anos de 2005/2006, divergindo moderadamente. Este quadro converge com a modesta mudança ocorrida no ambiente institucional regulatório aplicado ao setor de distribuição de energia elétrica. Outrossim, os dados encontrados apontam que a aplicação dos aprimoramentos de metodologia - que foram utilizados pela ANEEL no segundo ciclo de revisão tarifária periódica - não conduziram as distribuidoras a melhoras significativas em seus níveis de eficiência produtiva no ano de 2010.

Por outro lado, como os resultados encontrados no 2º ciclo baseados no método BCC (elevação de 50% no grupo de distribuidoras com ET=1, em comparação com o 1º ciclo), apontam que os gestores responsáveis pela tomada de decisão passaram a avaliar melhor suas estratégias produtivas, entre elas, o aumento dos ganhos oriundos por meio de escala. Neste cenário, apesar de não se observar melhoras significativas nos níveis de ET, pode-se inferir que o processo de transparência nas práticas regulatórias contribuiu para uma avaliação mais crítica da gestão operacional adotada por cada distribuidora.

Vale ressaltar que os índices de ET encontrados tanto no 1º, quanto no 2º ciclos de RTP diferem dos resultados apontados pelos autores na seção 3.1.1; as principais



divergências são: i) os trabalhos visitados indicam grande uniformidade nos escores de ET, enquanto que na presente pesquisa o mesmo não ocorreu; ii) na maior parte dos trabalhos citados as distribuidoras estavam próximas do nível máximo de eficiência, enquanto no presente trabalho verificou-se o oposto. Entre as semelhanças, observou-se o aumento nos escores de ET em distribuidoras que tiveram modificações no seu capital acionário, como o caso da CEMAR<sup>146</sup>, semelhante ao apontado por ARCOVERDE et al (2009). Em sequência, com o objetivo de avaliar as razões destas variações ocorridas entre os dois primeiros ciclos de RTP, a próxima seção analisará o Índice de Malmquist para cada distribuidora de energia elétrica.

### **3.2.2.2 – EVOLUÇÃO DA EFICIÊNCIA PRODUTIVA ENTRE OS CICLOS: O ÍNDICE DE MALMQUIST.**

Com o objetivo de compreender a evolução do comportamento da eficiência técnica das distribuidoras de energia elétrica no Brasil entre o 1º e 2º ciclos de revisão tarifária periódica (RTP)<sup>147</sup>, o Índice de Malmquist auxilia na elaboração de um quadro geral avaliativo capaz de apontar o fator de produtividade total (FTP) neste período. Os resultados<sup>148</sup> são apresentados por distribuidora e estão divididos entre três índices: efeito emparelhamento (*catch-up effect*), efeito deslocamento da fronteira eficiente (*frontier-shift effect*) e o próprio Índice de Malmquist (Fator de Produtividade Total - FPT). Conforme mostra a Gráfico 7, a análise do efeito emparelhamento (*catch-up effect*) indica que no horizonte total de 45 distribuidoras avaliadas, somente duas mantiveram o mesmo nível de eficiência técnica entre os dois ciclos, COELBA e EPB-ENERGISA PB, cujo escore foi de 1,00.

Por outro lado, 26 (vinte e seis) distribuidoras, o que equivale a cerca de 60% do total da amostra, melhoram seus níveis de ET, entre elas, LIGHT (1,06), CELTINS (1,17), COPEL (1,34) e CEMAR (1,19). De outra forma, este resultado aponta que estas distribuidoras alcançaram estruturas de governança capazes de reduzir seus

---

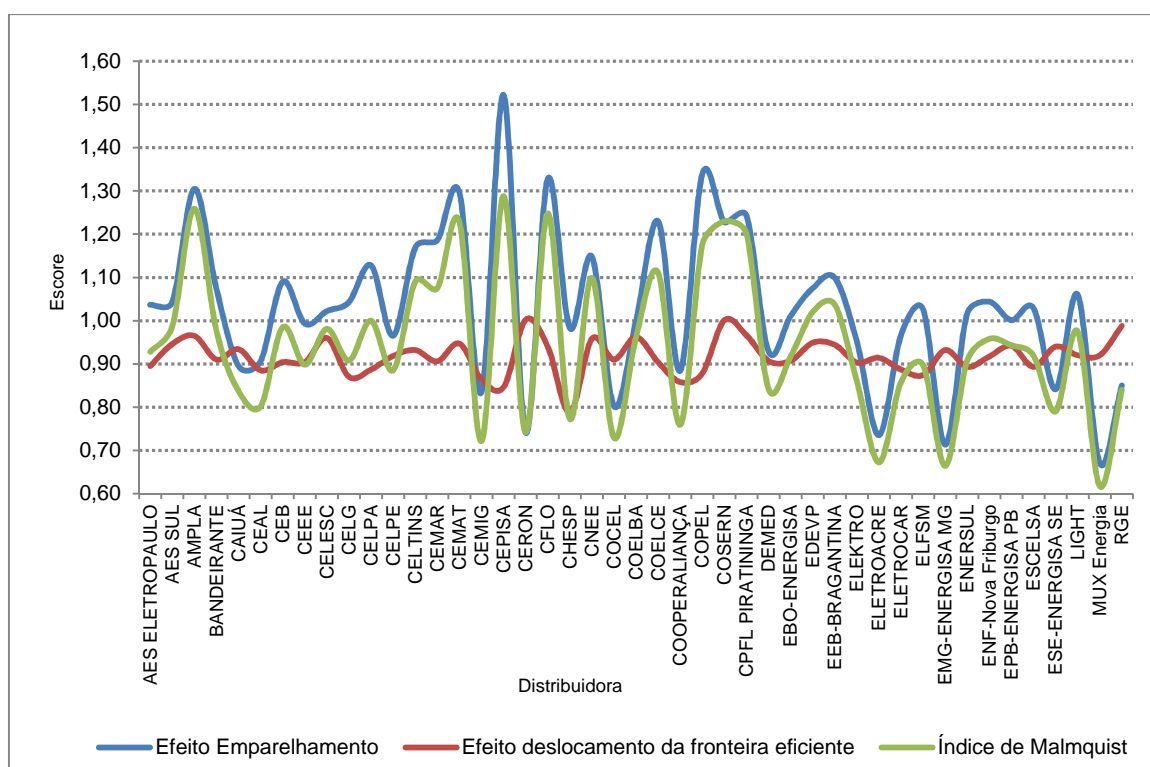
<sup>146</sup> Em 2006, a CEMAR teve seu capital acionário repassado à Equatorial Energia, como parte do processo de reestruturação financeira da empresa;

<sup>147</sup> Os quais são representados pelos anos de 2005/2006 e 2010;

<sup>148</sup> Os resultados do Índice de Malmquist são apresentados no Apêndice B.

custos. Todavia, 17 (dezessete) distribuidoras pioraram seus escores de ET, entre elas, CEAL (0,91), CELPE (0,97) e CEEE (0,99).

Desta forma, os dados indicam que o modelo regulatório aplicado ao setor de distribuição entre os dois primeiros ciclos (de RTP) conduziu as distribuidoras a resultados positivos, sob o ponto de vista de eficiência técnica, em apenas 57% das firmas. Isto é, não se observou melhoras significativas nos níveis de ET. Logo, esta constatação corrobora a avaliação feita na seção 3.2.2.1. Em outras palavras, apesar dos incentivos do regulador terem sido direcionados a melhorar a eficiência produtiva nas distribuidoras, o resultado encontrado aponta que - com base da cobertura tarifária concedida em cada RTP - somente uma parte delas avançaram no desafio de equacionar a questão da escolha da estratégia produtiva ideal<sup>149</sup>.



**Gráfico 7 – Índice de Malmquist, Efeito Emparelhamento e Efeito Deslocamento da Fronteira Eficiente por distribuidora.**

FONTE: Elaboração própria.

<sup>149</sup> Cabe ressaltar que, apesar da busca pela estratégia produtiva ideal, o impacto dos custos gerenciáveis (horizonte em que se discute eficiência técnica) dentro do cálculo da tarifa (que determina a receita operacional líquida) é limitado (em média 35%).

No grupo que obteve melhoras nos níveis de ET, uma característica comum é a composição do capital acionário, posto que a grande maioria são firmas com participação (parcial ou total) da iniciativa privada, como AMPLA (1,31), ESCELSA (1,03) e CELTINS (1,17). Por fim, quanto à análise do efeito emparelhamento, as firmas avaliadas apresentaram um escore médio 1,02, o que aponta uma elevação global no nível de eficiência técnica das distribuidoras entre o 1º e 2º ciclo de RTP.

Na avaliação dos resultados relativos ao efeito deslocamento da fronteira eficiente (*frontier-shift effect*), a qual é calculada por meio da média geométrica entre esses valores, o Gráfico 7 aponta que 4,4% da amostra não tiveram mudança tecnológica ( $\varphi = 1$ ) entre os dois ciclos, dado que seus escores foram iguais a 1. Neste caso enquadram-se COSERN e CERON. Em sequência, os dados apontam que 43 distribuidoras (95,5% da amostra) obtiveram melhoras ( $\varphi < 1$ ) na aplicação de novas tecnologias às rotinas inerentes da atividade de concessão, ou seja, alcançaram progresso tecnológico dentro do período avaliado. Este avanço implica em maior produtividade e, conseqüentemente, mais eficiência técnica. Tal fato é corroborado pela média do efeito descolamento da fronteira, que foi de 0,92. Neste grupo estão: ELFSM (0,87), DEMED (0,91), CAIUÁ (0,93) e CELG (0,87). Por fim, nenhuma distribuidora apresentou regressão tecnológica ( $\varphi > 1$ ).

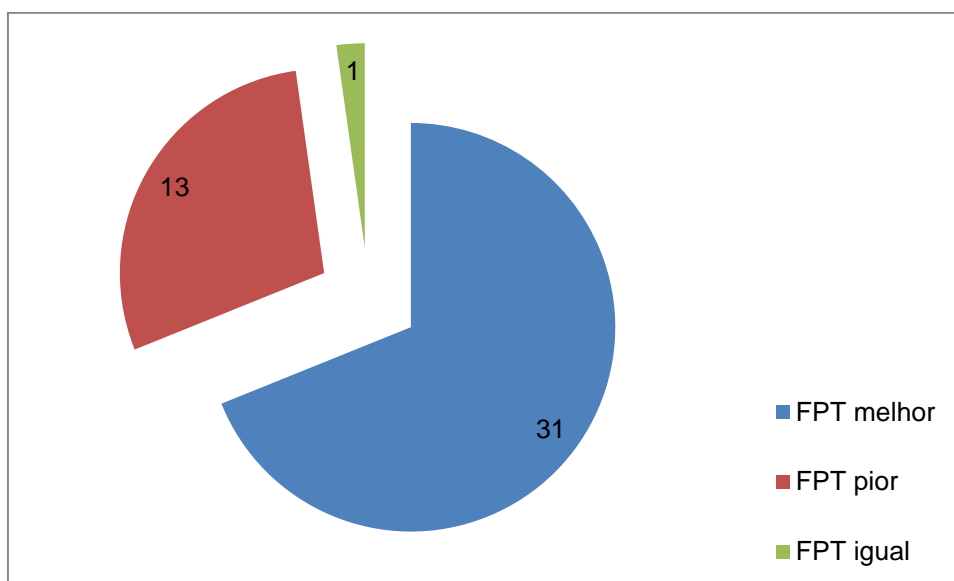
Com efeito, numa avaliação geral, é possível observar que ao regulador impor às distribuidoras - entre os 1º e 2º ciclos de RTP - a necessidade de se rever a eficiência nas suas rotinas, isto levou a maioria das firmas a buscar a inserção novas tecnologias no seu processo produtivo, de modo que a produtividade pudesse se elevar. De outra forma, os dados indicam que as distribuidoras passaram a focar na opção por tecnologias mais avançadas, com o afinco claro de alcançarem melhores níveis de eficiência produtiva<sup>150</sup>, o que as levou a estruturas de governança mais produtivas.

---

<sup>150</sup> Cabe ressaltar que dado o conjunto de variáveis aplicado ao modelo DEA neste trabalho – a qual utiliza a ROL (Receita Operacional Líquida) como variável de produto – existem outros componentes que influenciam o índice de ET, além do progresso tecnológico, entre eles a remuneração por investimentos.

Em sequência, o Gráfico 8 resume os resultados do Índice de Malmquist, o qual aponta o Fator de Produtividade Total (FPT)<sup>151</sup>, com eficiência técnica orientada a insumo, entre os períodos  $t$  (1º ciclo) e  $t+1$  (2º ciclo). A principal constatação é que 68,9% do total das distribuidoras avaliadas (31) apresentaram  $Mo < 1$ , ou seja, obtiveram melhoria no FPT entre os anos de 2005/2006 e 2010. Este dado corrobora os resultados dos efeitos emparelhamento e deslocamento da fronteira eficiente, com destaque ao último, no qual se citou o aperfeiçoamento nas técnicas produtivas das distribuidoras por meio da introdução de novas tecnologias.

Tal fato, em parte, justifica-se pela aplicação de métodos produtivos mais arrojados, como a entrega de fatura juntamente com a leitura e a adoção de políticas de gestão focadas em resultados. Entre as empresas que melhoraram o FPT ao longo dos dois ciclos tarifários, temos CELG ( $Mo = 0,91$ ), CEAL ( $Mo = 0,80$ ) e AES SUL ( $Mo = 0,99$ ).



**Gráfico 8 – Índice de Malmquist das distribuidoras, agrupadas por classe de evolução do FPT.**  
 FONTE: Elaboração própria.

Todavia, um grupo de 13 distribuidoras (28,9% da amostra) pioraram seus escores de FPT, entre elas AMPLA ( $Mo = 1,26$ ), CEPISA ( $Mo = 1,26$ ) e CNEE ( $Mo = 1,10$ ). Neste caso, os dados indicam que essas empresas tiveram - entre os ciclos de RTP - queda na produtividade total dos processos, contexto em que se abre espaço para

<sup>151</sup> O Apêndice B apresenta os resultados do Índice de Malmquist, detalhados por distribuidora;

a revisão dos recursos produtivos utilizados. Em sequência, apenas uma distribuidora - CELPA - permaneceu com o mesmo FPT entre os dois ciclos de RTP, cujo resultado aponta que a sua produtividade não se alterou.

Por fim, ressalta-se que apesar dos resultados do Índice de Malmquist decomposto (efeito emparelhamento e efeito deslocamento da fronteira eficiente), a constatação principal é resumida pelo produto dos dois efeitos, ou seja, pelo Índice de Malmquist (*Mo*). Desta forma, o *Mo* indica que a maioria das distribuidoras melhorou o fator de produtividade total dos seus processos produtivos<sup>152</sup>, ou seja, as firmas passaram a utilizar tecnologias e políticas de gestão que visaram a reduzir os custos de produção, e, conseqüentemente, alcançar maior produtividade nas suas atividades.

Diante dos resultados apresentados, constata-se que o modelo regulatório adotado para o setor de distribuição de energia elétrica nos dois primeiros ciclos de RTP contribuiu para que as firmas focassem - com maior empenho - na busca por tecnologias e rotinas administrativas que reduzissem seus custos de operação por meio de elevação na produtividade geral, principalmente os considerados gerenciáveis, como os gastos do PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros), fortemente ligados às atividades de operação e manutenção, administrativas e serviços técnicos comerciais. Igualmente, a prática da regulação por incentivos, a qual utiliza regimes tarifários como o *price cap* e por comparação, permitiu que as distribuidoras alcançassem estruturas de governança mais eficientes, posto que estas buscaram captar os ganhos de produtividade, e, assim, aumentar seus lucros.

Em sequência, apresentar-se-á a evolução dos indicadores referentes à variação do bem-estar dos consumidores entre o 1º e 2º ciclos de RTP, para que, posteriormente, os mesmos sejam confrontados com a variação da eficiência técnica no mesmo período.

---

<sup>152</sup> Cabe ressaltar que os resultados do Índice Malmquist, aqui encontrados, assemelham-se aos observados por ARCOVERDE et al (2009);

### 3.3 – ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DO BEM-ESTAR DOS CONSUMIDORES ENTRE OS CICLOS

Conforme citado na seção 3.1.2.1, para avaliar o bem-estar dos consumidores, seguiu-se a metodologia exposta na seção 3.1.2.2, a qual considera 03 (três) variáveis, que, em conjunto, buscam expressar a evolução do bem-estar dos consumidores na área de concessão de cada distribuidora, estas são: i) DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor); ii) FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor); iii) Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC). O cálculo da variação de cada item - entre o 1º e 2º ciclo de RTP – foi realizado conforme equação (14):

$$\Delta X = X_1 - X_0 \quad (14)$$

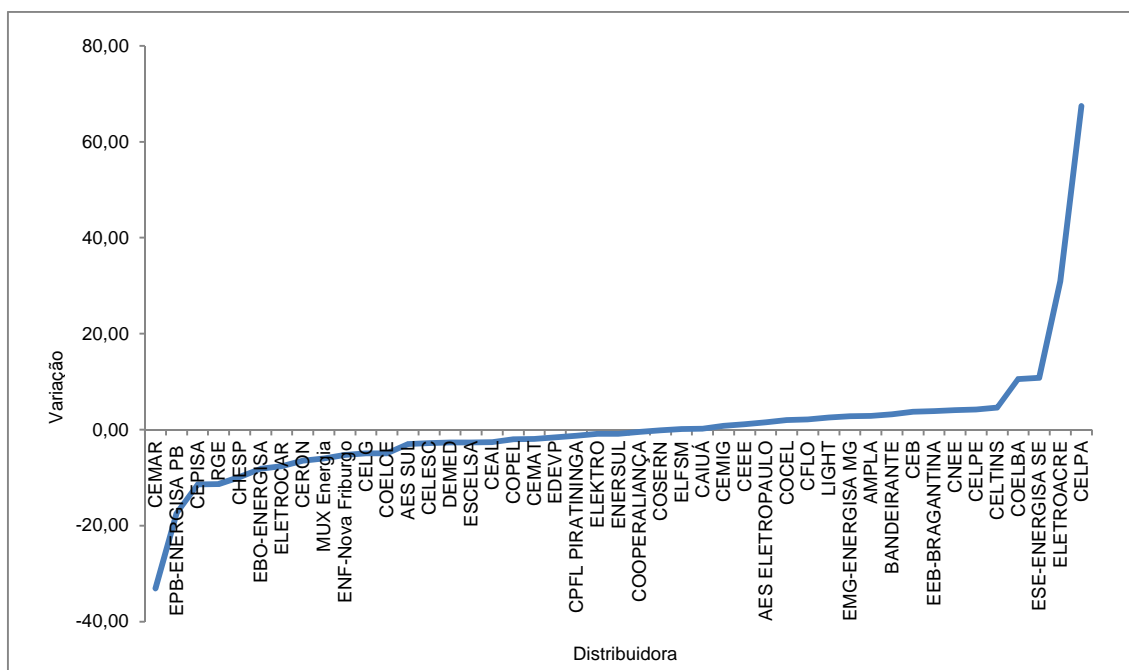
Onde:

$\Delta X$  é a variação do indicador X entre os ciclos de RTP;

$X_1$  é o valor encontrado para o 2º ciclo de RTP;

$X_0$  é o valor encontrado para o 1º ciclo de RTP.

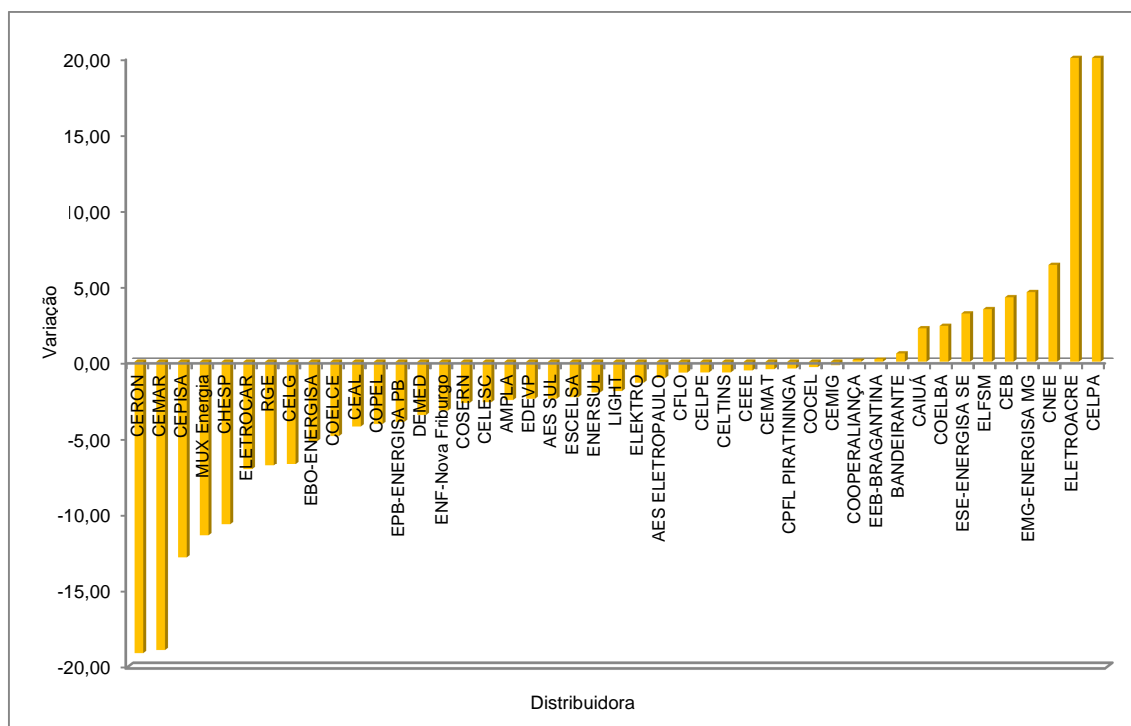
Desta forma, aos indicadores de continuidade DEC e FEC a premissa é que o aperfeiçoamento do modelo regulatório e a expansão nos níveis de eficiência técnica levarão a uma redução nestes indicadores, posto que quando menor a duração e a frequência das quedas de energia elétrica na área de concessão, menores serão os efeitos negativos na sociedade. Logo, segundo Gráfico 9, do total de 45 distribuidoras avaliadas, 55,5% delas reduziram seu DEC no 2º ciclo de RTP, contribuindo para a melhoria de fornecimento aos seus consumidores. Dentro das maiores reduções, destacam-se CEMAR (-33,06) e EPB-ENERGISA PB (-17,43).



**Gráfico 9 – Variação do indicador DEC das distribuidoras, entre o 1º e 2º ciclo de RTP.**  
 FONTE: Elaboração própria.

Por outro lado, o restante das distribuidoras apresentou pioras no indicador DEC, com índices chegando a se elevar em 30,96 na ELETROACRE e 67,44 na CELPA. Ou seja, entre o 1º e 2º ciclo de RTP, a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (que indica o intervalo de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica) nestas distribuidoras se elevou, comprometendo a qualidade de vida da sociedade atendida e gerando prejuízos à economia local.

Igualmente, a mesma hipótese aplica-se ao FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), o qual exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos. Conforme mostra Gráfico 10, um total de 73,3% das distribuidoras avaliadas apresentaram melhoras neste indicador de continuidade, cujo resultado indica forte redução no número de interrupções no fornecimento de energia elétrica.



**Gráfico 10 – Variação do indicador FEC das distribuidoras, entre o 1º e 2º ciclo de RTP.**  
 FONTE: Elaboração própria.

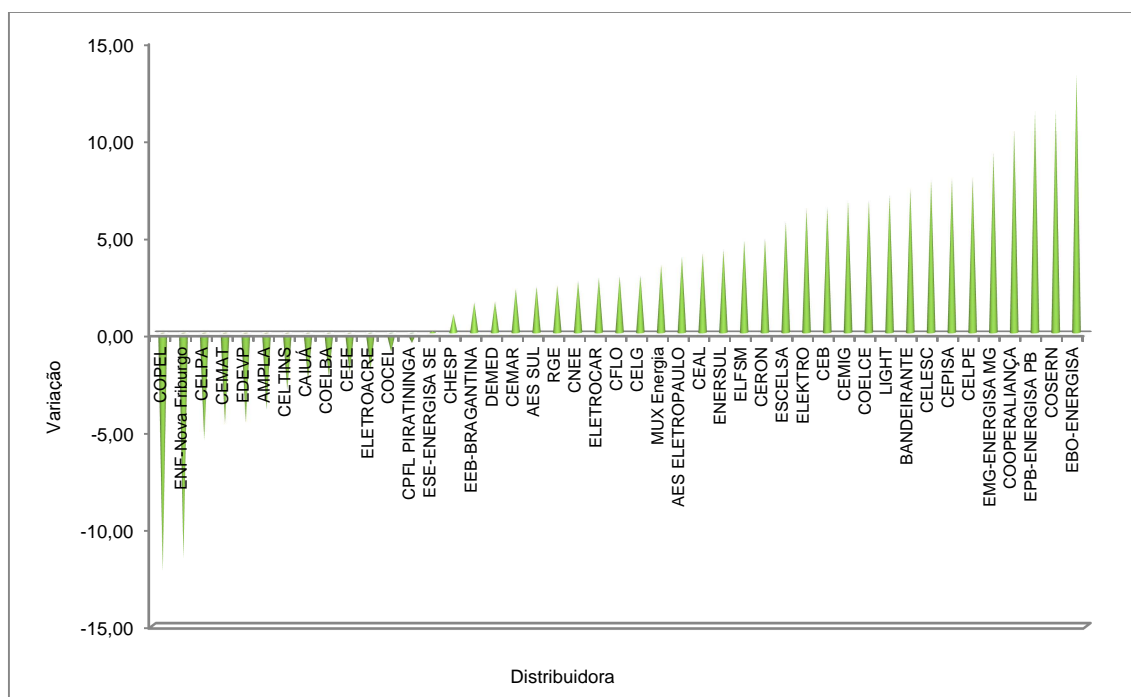
Por conseguinte, 12 distribuidoras – COOPERALINÇA (0,12); BANDEIRANTE (0,60); COELBA (2,39) e CELPA (20,48) - apresentaram pioras nos escores de FEC apurados entre os ciclos de RTP, sendo que em 07 distribuidoras esta variação foi elevada. Numa visão ampla, a evolução dos indicadores DEC e FEC entre o 1º e 2º ciclos de RTP apontam a um quadro geral positivo no que diz respeito à continuidade do serviço de fornecimento elétrico.

Por último, o Gráfico 11 apresenta os resultados relativos à variação do IASC (Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor) para cada distribuidora entre o 1º e 2º ciclo de RTP. Aqui, como hipótese, pressupõe-se que a elevação nos escores de eficiência técnica gere melhorias na satisfação dos clientes atendidos, visto que esta última deve – em tese - refletir os atos de uma gestão mais eficiente<sup>153</sup>. Os dados apontam que houve melhora na variação do índice IASC em 71,1% das distribuidoras avaliadas, entre elas, o menor escore foi da ESE-ENERGISA-SE (0,17) e o maior foi da EBO ENERGISA (13,34). Contudo, em 26 distribuidoras constata-se que os

<sup>153</sup> A expectativa é que a otimização do processo produtivo ao gerar maior escore de ET, também consiga aperfeiçoar o atendimento aos consumidores, de forma a melhor atendê-los



consumidores ficaram mais insatisfeitos, segundo o IASC da ANEEL, com destaque ao caso da COPEL (-12,22), ENF-Nova Friburgo (-11,56) e CELPA (-5,50).



**Gráfico 11 – Variação do Índice IASC das distribuidoras, entre o 1º e 2º ciclo de RTP.**  
 FONTE: Elaboração própria.

Numa visão global, os dados indicam que o modelo regulatório utilizado no 1º e 2º ciclo de RTP contribuiu para a melhoria de satisfação dos consumidores na maior parte das distribuidoras avaliadas, conforme aponta variação do índice IASC. Neste contexto, é possível deduzir uma relação de cautela das empresas ao implementar novas técnicas de gestão (em busca de maior produtividade), de modo a não perder de vista a preservação do bem-estar social do mercado consumidor atendido, aqui também representado pelo seu grau de satisfação.

Em síntese, os resultados apresentados pelas variáveis relativas ao bem-estar dos consumidores no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, entre o 1º e 2º ciclos de RTP, apontam que houve melhorias no bem-estar social na área de concessão de parte considerável das distribuidoras avaliadas, cuja dimensão da variação depende do indicador e/ou firma analisados. Em sequência, com o objetivo de atender o problema proposto neste trabalho, na próxima seção os resultados da

variação de ambas as eficiências serão confrontados por meio de testes econométricos.

### **3.4 – TESTE DE REGRESSÃO ECONOMÉTRICA: A RELAÇÃO ENTRE EFICIÊNCIA PRODUTIVA E BEM-ESTAR DOS CONSUMIDORES ENTRE OS CICLOS.**

Inicialmente, de modo a auxiliar na análise da relação entre a variação da eficiência produtiva nas distribuidoras e a variação no bem-estar dos consumidores de suas respectivas áreas de concessão, fez-se um *ranking* de desempenho de cada distribuidora, apontando o resultado encontrado nas quatro variáveis avaliadas<sup>154</sup>. Este, por sua vez, é classificado da seguinte forma: i) o número 1 indica que a distribuidora melhorou seus resultados entre os ciclos; ii) o 2 que piorou; iii) o 3 aponta que não houve variação na variável avaliada, seja positiva ou negativa. Esta avaliação consta no Apêndice C. Entre os resultados, observa-se que 68,8% das distribuidoras obtiveram melhoras em seus níveis de ET e que a participação do grupo com melhoras nas variações do DEC, FEC e IASC, foi de respectivamente, 55%, 73% e 71%. Contudo, quando a análise dos resultados é feita por distribuidora, observa-se divergências entre a linha de tendência individual de resultados, ou seja, conforme mostra o Apêndice C há casos em que a hipótese de aumento na ET não conduziu a melhorias no bem-estar dos consumidores e vice-versa.

Cabe lembrar que os resultados do Índice de Malmquist apontam que se: i)  $Mo > 1$ : a produtividade da DMU\_k piorou ao longo do tempo; ii)  $Mo = 1$ : a produtividade da DMU\_k permaneceu a mesma; iii)  $Mo < 1$ : a produtividade da DMU\_k melhorou ao longo do tempo. Assim, conforme mostra o Gráfico 12<sup>155</sup>, sua correlação com as variações representadas do bem-estar destacam grande dispersão entre os quadrantes. Conseqüentemente, esta constatação não permite que se estabeleça um vínculo entre variações na ET e variações de bem-estar dos consumidores, cujos baixos níveis de correlação ratificam este resultado.

---

<sup>154</sup> A eficiência técnica mensurada pelo Índice de Malmquist; e o bem-estar dos consumidores pelas variações do DEC, FEC e IASC.

<sup>155</sup> O Gráfico 12 demonstra a correlação entre cada componente que representa a variação de bem-estar dos consumidores (DEC, FEC e IASC) e a variação da eficiência técnica (Índice de Malmquist) de cada distribuidora;

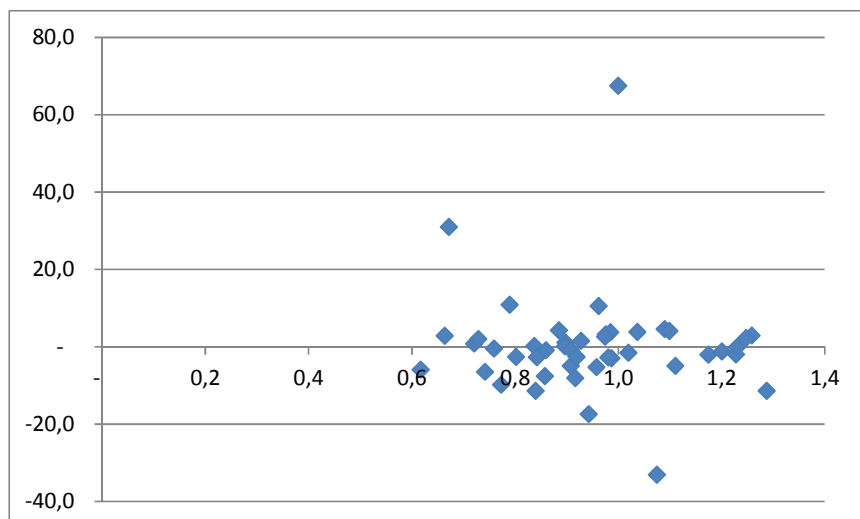
Em sequência, conforme citado na seção 3.1.2.1, de modo a mensurar a relação entre a variação da eficiência técnica e a variação no bem-estar dos consumidores entre o 1º e 2º ciclos de RTP, utilizou-se o método de regressão linear simples, com base na fórmula (1). Assim, o componente  $X_a$  da fórmula (1) será testado em três momentos, um para cada componente que representa a variação no bem-estar dos consumidores; todos, separados em testes individuais, contra a variação na eficiência técnica.

Como dados de entrada ao teste econométrico, consideraram-se os valores brutos de variação de cada item, sendo: i) DEC, FEC e IASC: usadas na variação do bem-estar dos consumidores; ii) o Índice de Malmquist, como variação da eficiência técnica. Como aponta o Gráfico 12.a, existem distribuidoras que obtiveram melhorias em ET, mas pioraram seu DEC, por exemplo, a ESE-ENERGISA-SE com  $Mo=0,8$  e variação do DEC=10,8. No tocante à relação FEC e ET, representada no Gráfico 12.b, observa-se dois movimentos inversos: a) MUX-ENERGIA com  $Mo=0,6$  e FEC = -11,4; o que corrobora a hipótese proposta; b) ELETROACRE com  $Mo=0,7$  e FEC = 20; indicando resultado diverso do esperado. Por fim, o Gráfico 12.c aponta maior compatibilidade com as hipóteses atribuídas a esta variável, o qual indica que na maioria das distribuidoras, a variação positiva da ET gerou efeitos positivos na satisfação do cliente, entre estes, COOPERALIANÇA ( $Mo=0,8$  e IASC=10,5) e CEMIG ( $Mo=0,7$  e IASC=6,9).

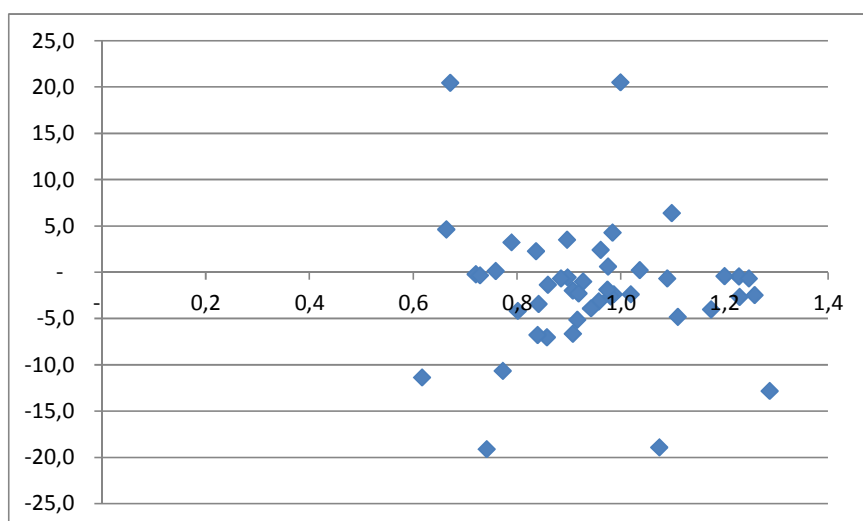
Em sequência, conforme mostra a Tabela 2, os resultados encontrados por meio do teste de regressão linear simples<sup>156</sup>, na qual se observa que os coeficientes  $R$  quadrado e  $R$  quadrado ajustado mostram o baixo poder de explicação da regressão com base no conjunto de dados analisados, cuja informação é confirmada pelo teste  $F$  (ao nível de confiança de 95%) que falha em rejeitar a hipótese nula de significância global da regressão, ou seja, as variações na eficiência técnica de cada distribuidora não são estatisticamente significantes na explicação da variação do bem-estar dos consumidores.

---

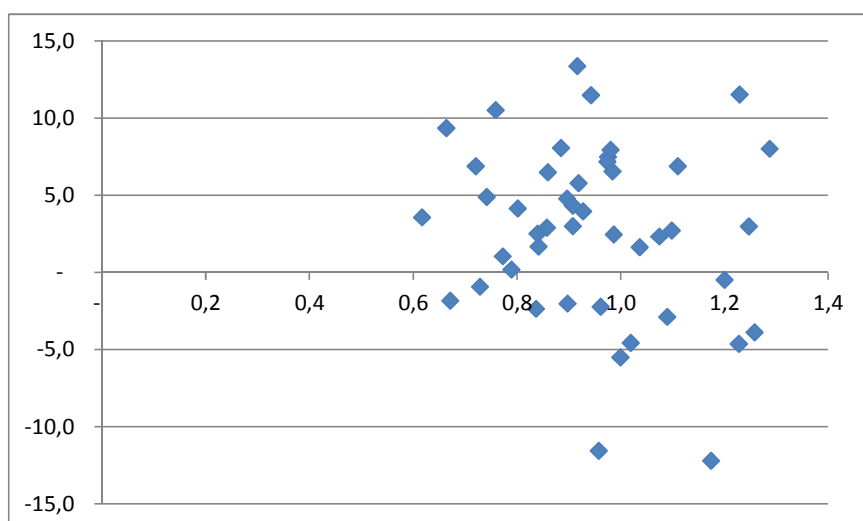
<sup>156</sup> A análise de resíduos não será apresentada.



(a)



(b)



(c)

**Gráfico 12 – Correlação entre variações no bem-estar dos consumidores e variações na eficiência técnica: (a) DEC e ET; (b) FEC e ET; (c) IASC e ET.**

FONTE: Elaboração própria.

A exceção feita é para o coeficiente angular obtido no teste  $(\Delta FEC)=f(\Delta ET)$ , cujo valor do teste  $t$  é de  $-3,07$ ; o que o torna significativo estatisticamente ao intervalo de confiança de 95%. Para os demais, os dados mostram que há baixa correlação entre as variáveis testadas, cujos resultados, para todos os casos, não ultrapassam 0,20. Logo, o baixo coeficiente de correlação indica que uma variável possui pouca associação linear com a outra, ou seja, as variações na eficiência técnica de cada distribuidora não se relacionam linearmente com o comportamento do bem-estar dos consumidores na sua respectiva área de concessão. Em complemento, os coeficientes  $R$  quadrado e  $R$  quadrado ajustado mostram o baixo poder de explicação da regressão com base no conjunto de dados analisados, cujos valores não passam de 0,03.

**Tabela 2 – Estatísticas de regressão.**

Teste	Coefficiente de Correlação	Equação de RLS	Teste $t$		Valor $p$	Teste $F$	$R^2$	$R^2$ ajustado
$(\Delta IASC) = f(\Delta ET)$	-0,18	$y = -6,07x + 8,44$	Intercepto:	1,77	0,08	1,50	0,03	0,01
			Coef. Angular:	- 1,22	0,23			
$(\Delta FEC) = f(\Delta ET)$	-0,07	$y = -3,07x + 1,14$	Intercepto:	1,14	0,85	0,23	0,01	-0,02
			Coef. Angular:	- 3,07	0,63			
$(\Delta DEC) = f(\Delta ET)$	-0,07	$y = -5,59x + 5,52$	Intercepto:	0,48	0,64	0,22	0	-0,02
			Coef. Angular:	- 0,46	0,64			

FONTE: Elaboração própria.

Portanto, a avaliação econométrica aponta que os dados não possuem, em geral, significância estatística, logo, não é possível explicar os impactos da variação de eficiência técnica no bem-estar dos consumidores. Entre as razões deste resultado destaca-se que cada indicador da regressão representa tipos de informações distintas. Por exemplo, o IASC (índice de satisfação que a ANEEL aplica nas áreas de concessão) e os indicadores de qualidade de fornecimento de energia elétrica (DEC e FEC<sup>157</sup>) compõem um conjunto de variáveis qualitativas, cujo objetivo é destacar a evolução positiva ou negativa do índice. De outra forma, a ROL (Receita Operacional Líquida), os dispêndios com PMSO e das despesas de energia - que são os dados de entrada para o cálculo do Índice de Malmquist – são variáveis quantitativas, fortemente relacionadas com o nível tarifário, mercado consumidor, contratos de compra/venda de energia e à gestão da distribuidora.

<sup>157</sup> Atualmente, o DEC e FEC são calculados pelo módulo 8 (oito) do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da ANEEL.

Contudo, como o atual modelo regulatório aplicado ao setor de distribuição de energia elétrica não prevê mecanismos de relação direta entre estas variáveis (qualitativas e quantitativas), os agentes econômicos não capturam a dinâmica do processo, fator de peso significativo em institucionalidades complexas, como nas indústrias de rede.

Outro ponto relevante é que o forte peso da Parcela “A” no cálculo da tarifa (cerca de 65%) em ambos os ciclos, também caracteriza-se como um impeditivo ao alcance de maior eficiência técnica, a qual tem fortes impactos no cálculo da tarifa do período. Neste sentido, grandes variações nos preços do Mwh – devido a uma má formação de carteira ou à alta exposição da distribuidora – e a pesada carga de encargos setoriais, se totalmente cobertas pela tarifa, tendem a deturpam a relação entre ROL e as despesas operacionais.

Portanto, a inexistência de relação causal entre a variação da eficiência produtiva das distribuidoras e a variação do bem-estar dos consumidores de suas respectivas áreas de concessão pode ser compreendida através da natureza das variáveis escolhidas neste trabalho, as quais refletem aspectos distintos, uns qualitativos e outros quantitativos.

### **3.5 – CONSIDERAÇÕES FINAIS**

A par do exposto, constata-se que o teste de eficiência produtiva (técnica) pela análise envoltória de dados (DEA) permite o cientista a obter o nível de eficiência produtiva de cada distribuidora de energia elétrica. Dada a opção metodológica deste trabalho pelo DEA, este, por sua vez, constrói fronteiras de eficiência tanto pelos métodos de retornos constantes, quanto crescentes de escala. Em sequência, por meio do Índice Malmquist, é possível calcular o fator de produtividade total das firmas entre dois momentos no tempo.

Desta forma, os dados das 45 distribuidoras avaliadas indicam que entre o 1º e 2º ciclos de RTP, cerca de 70% aumentaram sua produtividade total (eficiência produtiva) e pouco mais de 66% tiveram melhorias no bem-estar dos consumidores. Ou seja, o modelo regulatório utilizado no período avaliado permitiu que parte das distribuidoras melhorasse sua produtividade total. Isto pode ser visto como reflexo claro do papel arrojado e consistente que a ANEEL desempenhou por meio da criação de rotinas focadas na transparência e modicidade tarifária. Infelizmente, todas estas melhorias não puderam ser percebidas pela população por meio de elevação na qualidade no fornecimento de energia elétrica, o que ocorreu parcialmente.

Quanto à relação existente entre a variação da eficiência técnica e a variação no bem-estar dos consumidores ao longo do período analisado, vê-se que, numa avaliação preliminar, é possível visualizar as conexões existentes entre as variáveis testadas, e estas, por sua vez, apontam a confirmação parcial das hipóteses propostas no trabalho. Isto é, com base nos dados apresentados, o modelo regulatório adotado pela ANEEL, nos dois primeiros ciclos de RTP, permite traçar uma relação parcial entre eficiência produtiva das distribuidoras de energia elétrica e o bem-estar dos consumidores de suas respectivas áreas de concessão.

Todavia, o teste econométrico não sinalizou causalidade direta entre os dados, cujos resultados (teste  $t$  e  $F$ ) apontam indicadores sem significância estatística. Este resultado deve-se às naturezas distintas de cada uma das variáveis consideradas no presente estudo, posto que umas representam indicadores qualitativos e outras, quantitativos, sem a previsão de relação direta delas dentro do atual modelo regulatório.

Portanto, apesar de constatar uma elevação na ET das distribuidoras - o que se explica por meio de estruturas de governança mais eficientes - e de elevações parciais no bem-estar dos consumidores (DEC, FEC e IASC) em suas respectivas áreas de concessão, ambos os movimentos entre o 1º e 2º ciclo de RTP - na metodologia proposta neste trabalho (teste econométrico) - não apontam relação de causalidade entre a variação da eficiência técnica e a variação do bem-estar dos consumidores, durante o período avaliado.

## CONCLUSÃO

Esta dissertação teve, como objetivo, testar a relação entre a evolução da eficiência produtiva das distribuidoras de energia elétrica brasileiras e a variação do bem-estar dos consumidores em suas respectivas áreas de concessão, dentro no novo modelo regulatório do setor elétrico, cujo foco esteve entre o 1º (2005/2006) e 2º (2010) ciclo de revisão tarifária periódica. De modo a alcançar os subsídios para esta discussão, recorreu-se à literatura da Nova Economia Institucional (NEI), cujos conceitos se inter-relacionam com a Economia dos Custos da Transação (ECT), por meio da análise da firma como gestora de transações diversas, estas que, por sua vez, podem expandir ou reduzir os custos operacionais, gerando maior ou menor eficiência econômica. Desta forma, a gestão dos custos de transação nas instituições impacta no grau de eficiência econômica de um determinado setor.

Por isso, um ambiente institucional capaz de estimular a expansão da eficiência produtiva tende a permitir que as distribuidoras alcancem estruturas de governança mais produtivas e, conseqüentemente, mais propícias a contribuir com o bem-estar dos consumidores nas áreas de concessão. Todavia, as duas correntes teóricas acerca da Teoria da Regulação propõem entender o tema: ora pela ótica de corrigir falhas de mercado, de modo a melhorar o bem-estar social, o que lhe rendeu o título de “interesse público”; ora pela ótica do regulador capturado, independente que a captura seja feita pelo governo, firmas ou grupos de interesse organizados (*rent seeking*); mas ambas não fazem menção à relação entre eficiência produtiva e o bem-estar dos consumidores, principalmente em indústrias de rede, como no setor de distribuição de energia elétrica.

De certa forma, é possível observar que a relação proposta neste trabalho se aproxima da corrente conhecida como “interesse público”, dado às similaridades teóricas propostas. Entre elas, destaca-se a necessidade de conceber a regulação como uma ferramenta hábil ao melhor funcionamento do setor elétrico, tanto as distribuidoras por meio de crescimento da eficiência produtiva, quanto aos consumidores atendidos, através de expansão do bem-estar social (qualidade de fornecimento e satisfação dos clientes). Ou seja, seria uma forma de reduzir os impactos negativos comuns nos setores com complexas dinâmicas de



funcionamento (como o de distribuição de energia elétrica), de modo a torna-los mais eficientes, porém, não no sentido do Ótimo de Pareto.

Numa avaliação da história do setor elétrico brasileiro, constata-se que ao longo dos anos, a inexistência de um marco regulatório consistente e atuante prejudicou a evolução do setor, o que impactou em deficiências no seu planejamento estratégico e na qualidade dos serviços à sociedade. Por conseguinte, coube ao Estado o papel de promover políticas públicas voltadas ao estímulo do crescimento da oferta de energia e à solução de conflitos de interesses. Felizmente, em meados dos anos 1990, o próprio Estado lançou as primeiras bases do atual marco regulatório, criando embasamento normativo capaz de disciplinar o papel dos agentes nas indústrias de rede. Nesta época, apesar de se observar que o foco ainda não era incentivar maior eficiência produtiva ou o bem-estar dos consumidores, mas sim criar as “regras do jogo” para que o ambiente institucional pudesse ser desenhado (e melhorado) com o passar dos anos, apontam-se, como positivas, estas inovações institucionais, principalmente quando se compara com o período anterior<sup>158</sup>.

Neste contexto, a análise do atual modelo regulatório, aplicado ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, permite constatar que a ANEEL busca promover a eficiência produtiva por meio de uma regulação por incentivos, a qual mescla regimes tarifários como *price cap* e por comparação. Contudo, esta mesma análise não aponta como uma distribuidora que opera mais eficientemente deve contribuir para o bem-estar social de sua área de concessão, motivo pelo qual surgiu o problema proposto neste trabalho de dissertação. Para tanto, foi necessário questionar a composição da tarifa aplicada às distribuidoras de energia elétrica no Brasil, de forma a poder compreender o impacto da parcela gerenciável e sua relação com a eficiência produtiva. Destarte o foco do regulador neste ponto, constatou-se que esta parcela - em que a distribuidora pode “gerenciar” seus custos - ocupa menos de 50% da composição da nova tarifa, o que limita consideravelmente a relação maior eficiência produtiva e menor tarifa.

---

<sup>158</sup> Recordar-se que, antes de 1990, as distribuidoras foram usadas como ferramentas de controle inflacionário do Governo Federal, atitude esta que levou a um grande desequilíbrio no setor durante a década de 1980.

Em sequência, optou-se pela escolha metodológica de se relacionar a evolução da eficiência técnica entre os dois primeiros ciclos de revisão tarifária periódica (2005/2006 e 2010) por meio da DEA e do Índice de Malmquist, com a evolução dos indicadores de qualidade DEC e FEC, além do índice de satisfação dos consumidores (IASC) da ANEEL. Os resultados do Índice de Malmquist indicaram que grande parte das distribuidoras tiveram expansão nos escores de eficiência técnica e elevações no fator de produtividade total entre os dois ciclos, algo teoricamente esperado, posto o constante esforço da ANEEL em induzi-las a investir em processos e atividades mais produtivas. Todavia, na maioria das firmas, em ambos os ciclos, ainda há muito que se melhorar quanto à eficiência produtiva, visto que muitas operam com rendimentos decrescentes de escala e a maioria ficou abaixo do escore máximo ( $ET=1$ ). Similarmente, as variáveis que representaram o bem-estar dos consumidores também apresentaram melhoras na maioria das distribuidoras, porém, sem alcançar a quase totalidade do grupo de distribuidoras avaliadas.

Entretanto, no tocante à relação entre a evolução da eficiência produtiva e a variação do bem-estar dos consumidores, apesar de numa avaliação preliminar se apontar uma possível relação entre elas, os resultados dos testes econométricos indicaram inexistência de relação de causalidade entre as variáveis e de significância estatística nas regressões rodadas. Dentro das possíveis razões que justifiquem este resultado, tem-se a grande distinção entre a natureza de cada variável proposta na composição da regressão, umas qualitativas, outras quantitativas. A tal fato soma-se a inexistência desta relação dentro do atual modelo regulatório do setor. Neste sentido, uma hipótese é a possível ineficácia do modelo regulatório vigente entre o 1º e 2º ciclos de RTP, o qual pode ter se defrontado com dificuldades em induzir o setor de distribuição de energia elétrica a buscar simultaneamente maior eficiência técnica e elevação de bem-estar aos consumidores. Outra possível justificativa é que o período avaliado é curto para se observar alguma causalidade proposta, cabendo, em futuros estudos, horizontes mais amplos.

Outra hipótese a ser considerada é o curto espaço de tempo avaliado. Isto é, o intervalo de tempo testado pode ter sido curto diante da complexidade do efeito que

se esperava captar. Assim, é possível que com um horizonte de análise mais amplo seja possível compreender alguma relação de causalidade entre eficiência produtiva e bem-estar dos consumidores.

Por tudo isso, a hipótese proposta neste trabalho não obteve subsídios para explicar a relação entre a variação da eficiência técnica e variação do bem-estar dos consumidores dentro do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil entre o 1º e 2º ciclo de revisão tarifária periódica, dentro no novo modelo regulatório. Por meio de uma visão crítica também é possível relacionar tal resultado à forma com que a ANEEL trata este ponto dentro do atual modelo regulatório aplicado ao setor – aqui compreendendo todos os ciclos de RTP, inclusive o 3º ciclo - cuja base normativa não destaca tal relação e nem propõe tal estruturação. Enfim, o ponto forte do atual modelo é a busca por melhores níveis de eficiência produtiva, contudo sem focar na forma com que tais metas se relacionam, com o bem-estar da área de concessão.

Desta forma, uma alternativa para corrigir esta situação seria inserir na agenda do atual modelo regulatório do setor de distribuição de energia elétrica: i) pontos de interconexão entre a eficiência produtiva das distribuidoras e os indicadores de bem-estar, por meio de mecanismos que balizem o desempenho de ambos; ii) modificar o método de cálculo tarifário (com o devido ajuste no contrato de concessão), punindo as distribuidoras que não atenderem aos níveis mínimos de qualidade no fornecimento; iii) adotar política de incentivos voltada às distribuidoras que cumprirem corretamente as regras previstas no contrato de concessão.

Portanto, uma avaliação mais ampla pode servir de sugestão para outros estudiosos que se interessarem pelo tema ou mesmo para ser aprofundado em uma tese de doutorado. Entre as opções:

- ✓ englobar no escopo da análise outras variáveis relevantes do setor, como número de consumidores, ressarcimento aos consumidores por quedas no fornecimento de energia elétrica, nível de investimentos;
- ✓ utilizar de outros métodos quantitativos aplicados na análise de causalidade entre fenômenos distintos e interdependentes, como a Análise de Fronteira Estocástica e o Teste de Causalidade de Granger;
- ✓ estender a presente análise ao terceiro ciclo de revisão tarifária periódica.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Notas Técnicas, Resoluções Homologatórias e Normativas. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acesso em: 21 fev.2013.

ARAÚJO, João Lizardo R. H. Regulação de monopólios e mercados: questões básicas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DO NÚCLEO DE ECONOMIA DA INFRAESTRUTURA, 1., 1997, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1997. 20 p. Disponível em: <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/a.htm>. Acesso em: 10 fev. 2012.

\_\_\_\_\_. Modelos da regulação de preços na regulação de monopólios. **Econômica**. Niterói, V. 3, n. 1, p.35-66. 2001. Disponível em:< <http://www.propipi.uff.br/revistaeconomica>>. Acesso em: 15 fev. 2012.

ARAÚJO, João Lizardo R. H.; OLIVEIRA, Adilson de. Questões de política energética brasileira para o fim do século. Instituto de Economia. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 1995. Disponível em:<[http://www.ie.ufrj.br/eventos/pdfs/seminarios/pesquisa/cap1questoes\\_de\\_politica\\_energetica\\_brasileira\\_para\\_o\\_fim\\_do\\_seculo.pdf](http://www.ie.ufrj.br/eventos/pdfs/seminarios/pesquisa/cap1questoes_de_politica_energetica_brasileira_para_o_fim_do_seculo.pdf)>. Acesso em: 06 jul. 2012.

ARCOVERDE, Flávia Dowsley; TANNURI-PIANTO, Maria Eduarda; SOUSA, Maria da Conceição Sampaio. Fronteiras de Eficiência Estocástica para as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil. **Revista Estudos Econômicos**, São Paulo, Vol. 39, n.1, p. 221-247, 2009.

AVERCH, Harvey; JOHNSON, Leland L. **Behaviour of the firm under regulatory constraints**. American Economic Review, n. 52, p. 1052-69, 1962.

AZEVEDO, Paulo Furquim. **Integração vertical e barganha**. Tese de doutorado. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. Departamento de Economia. Universidade de São Paulo, São Paulo, 1996.

\_\_\_\_\_. Nova Economia Institucional: referencial geral e aplicações para a agricultura. **Revista de Economia Agrícola**, São Paulo, Vol. 47 (1), p. 33-52, 2000.

BAER, Werner; MacDONALD, Curt. Um retorno ao passado? A privatização de empresas de serviços públicos no Brasil: O caso do setor de energia elétrica.

**Planejamento e Políticas Públicas**, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Brasília, Vol. 16, 1997. Disponível em:<<http://www.ipea.gov.br/ppp/index.php/PPP/article/view/113>>. Acesso em: 02 jul. 2012.

BALESTRIN, Alsones. ARBAGE, Alessandro Porporatti. A perspectiva dos custos de transação na formação de redes de cooperação. **RAE – Eletrônica**. São Paulo, jan-jun/2007, Vol. 6, nº 1, Art.7. Disponível em:< <http://rae.fgv.br/rae-eletronica/vol6-num1-2007/perspectiva-custos-transacao-na-formacao-redes-cooperacao>>. Acesso em: 10 ago. 2012.

BERG, Sanford V. Sustainable regulatory systems: laws, resources and values. **Utilities Policy**. Gainesville, Flórida, E.U.A., 2000. Vol. 9, p.159-170. Disponível em:< <http://www.journals.elsevier.com/utilities-policy>>. Acesso em: 15 ago. 2012.

BRASIL. **Exposição de Motivos, Decretos, Leis, Medidas Provisórias e Portarias**. Brasília, [s.d.]. Disponível em:<<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 31 out. 2012.

BRIGATTE, Henrique; GOMES, Maria Fernandes Maciel; SANTOS, Maurinho Luiz; COSTA, Alexandre Alvisi. Análise de eficiência relativa das distribuidoras de energia elétrica brasileiras das regiões Sudeste/Nordeste. **Pesquisa e Debate**, São Paulo, Vol. 22, n. 1 (39), p.1-24. 2011.

CAMARGO, I. **A ANEEL e o Marco Regulatório do Brasil**. Núcleo de pesquisa em Economia, Tecnologias da Informação, Sociedade da Informação e Ensino a Distância. Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Instituto de Economia. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. [s.d.]. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/eventos/aps13.pdf>>. Acesso em: 12 ago. 2012.

CHARNES, A.; COOPER, Willian W.; RHODES, E. Measuring the Efficiency of Decision Making Units. **European Journal of Operational Research**, Vol. 2, Issue 6, 1978, p. 429-444.

COASE, Ronald H. The nature of the firm. **Economica**, Londres, Vol. 4, n. 16, p.386-405, 1937.

CREW, Michael A; KLEINDORFER, Paul R. Regulatory economics: twenty years of progress?. **Journal of Regulatory Economics**, Vol. 21, nº 1, p. 5-22, 2002.

DIAS, Danilo de Souza; RODRIGUES, Adriano Pires. A regulação das indústrias de rede: o caso dos setores de infra-estrutura energética. **Revista de Economia Política**, Vol. 17, nº 3 (67), p. 71-84, 1997.

FARREL, M.J.; The measurement of productive efficiency. **Journal of the Royal Statistical Society**, Vol. 120, n. 3, Série A, ; p. 253-290, 1957.

FIANI, Ronaldo. **Teoria da Regulação Econômica: Estado atual e perspectivas futuras**. Teoria Política e Instituições de Defesa da Concorrência. Rio de Janeiro: UFRJ- Instituto de Economia, [1998?]. Editora UFRJ (Em fase de publicação).

GOLDBERG, Victor P. Regulation and administered contracts. **The Bell Journal of Economics**, Vol. 7, nº 2, p. 426-448, 1976.

GOMES, Adriano Provezano; BAPTISTA, Antônio José Medina dos Santos. Análise envoltória de dados: Conceitos e modelos básicos. In: SANTOS, M.L.; VIEIRA, W.C. (Org.). **Métodos quantitativos em economia**. 1ª Ed. Viçosa: UFV, 2004; p. 121-160.

GOMES, Adriano Provezano; FERREIRA, Carlos Maurício de Carvalho Ferreira. **Introdução à Análise Envoltória de Dados: Teoria, Modelos e Aplicações**. Viçosa, 1ª Edição. Editora UFV, 2009.

JAMASB, Tooraj; MOTA, Raffaella, NEWBERY, David; POLITT, Michael. Electricity sector reform in developing countries: a survey of empirical evidence on determinants and performance. **World Bank Policy Research**, Working Paper n. 3549, 2005. Disponível em: <[http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/WDSP/IB/2005/03/30/000012009\\_20050330110431/Rendered/PDF/wps3549.pdf](http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/WDSP/IB/2005/03/30/000012009_20050330110431/Rendered/PDF/wps3549.pdf)>. Acesso em: 15 Ago. 2012.

JOSKOW, Paul L. **Deregulation**. AEI Center for Regulatory and Market Studies, Washington, E.U.A., 2009. Disponível em: <<http://economics.mit.edu/files/3875>>. Acesso em: 20 Ago. 2012.

\_\_\_\_\_. **Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission network**. 2006. Disponível em: <[http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Joskow\\_Incentive\\_2006.pdf](http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Joskow_Incentive_2006.pdf)>. Acesso em: 13 março.2012.

JOSKOW, Paul L.; NOLL, Roger C. Regulation in Theory and Practice: an overview. **NBER Working Paper Series**. n. 11429. 1981. Disponível em:<  
<http://www.nber.org/chapters/c11429.pdf>>. Acesso em: 12 mar.2012.

KELMAN, Jerson. **Desafios do regulador**. Rio de Janeiro, Synergia, 2009.

\_\_\_\_\_. **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica**. 2001. Disponível em:<  
[http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio\\_da\\_comissao.pdf](http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio_da_comissao.pdf)>. Acesso em: 15 março.2012.

NORTH, Douglass. **Institutions, institutional change and economic performance**. Cambridge, University Press, 1990.

\_\_\_\_\_. Institutions. **Journal of Economic Perspective**, Vol.5, p.97-112, Winter, 1991.

PEANO, Cláudia de Rosa. **Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia da revisão tarifária adotada pela ANEEL**. 2005. 129 f. Dissertação (Mestre em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia/ Escola Politécnica/ Faculdade de Economia e Administração), São Paulo, 2005.

PELTZMAN, Sam. Toward a More General Theory of Regulation. **Journal of Law and Economics**, Vol. 19, pp. 211-40, 1976.

PESSANHA, José Francisco Moreira; SOUZA, Marcus Vinicius Pereira; SOUZA, Reinaldo Castro. Custos operacionais eficientes das distribuidoras de energia elétrica: um estudo comparativo dos modelos DEA e SFA. **Gestão Produtiva**, São Carlos-SP, Vol. 17, n.4, p. 653-667, 2010.

PIRES, José Cláudio Linhares. O processo de reformas do setor elétrico brasileiro. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 6, n. 12, p. 137-168, 1999. Disponível em:  
<[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivo\\_s/conhecimento/revista/rev1206.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivo_s/conhecimento/revista/rev1206.pdf)>. Acesso em: 05/07/2012.

PIRES, José Cláudio Linhares; PICCININI, Maurício Serrão. **Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro**. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, Rio de Janeiro,

1998. Disponível em:< [http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/Td-64.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/Td-64.pdf)>. Acesso em: 07 jul. 2012.

PIRES, José Cláudio Linhares; PICCININI, Maurício Serrão. **A Regulação dos setores de Infraestrutura no Brasil**. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, Rio de Janeiro, [s.d.]. Disponível em:<[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro/eco90\\_07.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro/eco90_07.pdf)>. Acesso em: 04 jul. 2012.

POSNER, Richard A. Theories of Economic Regulation. **NBER Working Paper Series**. n. 41. 1974. Disponível em:< <http://www.nber.org/papers/w0041>>. Acesso em: 10 mar.2012.

POSSAS, Mário Luiz; PONDÉ, João Luiz; FAGUNDES, Jorge. Regulação da concorrência nos setores de infra-estrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual. In: **Infraestrutura - perspectivas de reorganização**. Ipea, 1997.

STIGLER, George J. The Theory of Economic Regulation. **Bell Journal of Economics and Management Science**, Vol. 2, Spring, pp. 3-21, 1971.

STIGLER, George J.; FRIEDLAND, Claire. What Can Regulators Regulate? The Case of Electricity. **Journal of Law and Economics**, Vol.5, p.1-16, 1962.

THERET, Bruno. As instituições entre as estruturas e as ações. **Lua Nova**. 2003, n.58, p.225-254. Disponível: < <http://www.scielo.br/pdf/ln/n58/a11n58.pdf>>. Acesso em: 24 Ago. 2012.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro, 1ª Edição, Synergia, 2011.

VARIAN, Hal R. **Microeconomia: Princípios básicos**. Rio de Janeiro, 7ª Edição, Ed. Campus, 2006.

WILLIAMSON, Oliver E. **Las instituciones económicas del capitalismo**. Fondo de Cultura Económica, 1989.



# APÊNDICES

## APÊNDICE A - Fonte de Dados

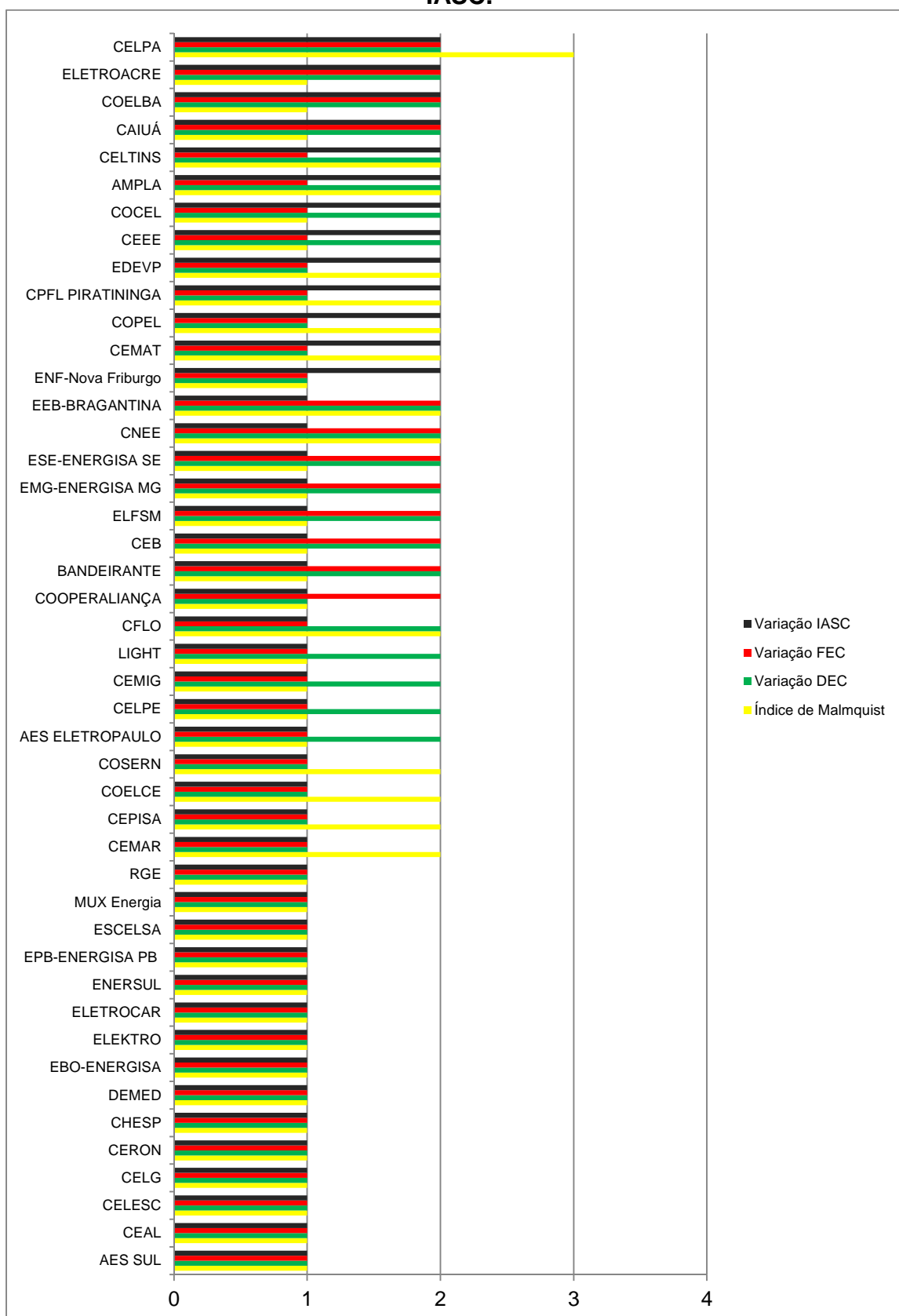
Sigla	Distribuidora	Fonte dos dados			
		1º Ciclo		2º Ciclo	
AES ELETROPAULO	AES Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A.	2006	CVM	2010	Sítio próprio
AES SUL	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	2005	CVM	2010	CVM
AMPLA	AMPLA Energia e Serviços S.A.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S.A.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
CAIUÁ	Caiuá - Distribuição de Energia S/A.	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
CEAL	Companhia Energética de Alagoas (Eletrobrás Distribuição Alagoas)	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
CEB	CEB Distribuição S/A.	2006	CVM	2010	Sítio próprio
CEEE	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica.	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
CELESC	CELESC Distribuição S/A.	2006	CVM	2010	Sítio próprio
CELG	CELG Distribuição S/A.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S/A.	2006	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins.	2006	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	2006	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
CEMIG	Cemig Distribuição S/A.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
CEPISA	Companhia Energética do Piauí (ELETROBRÁS Distribuição Piauí)	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S/A. (ELETROBRÁS Distribuição Rondônia)	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste.	2006	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício.	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica.	2006	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
COCEL	Companhia Campolarguense de Energia.	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
COELCE	Companhia Energética do Ceará.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança.	2006	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
COPEL	COPEL Distribuição S/A.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
CPFL PIRATININGA	Companhia Piratininga Força e Luz.	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
DEMED	DME Distribuição S/A. - DEMED.	2006	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
EBO-ENERGISA	Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S/A.	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A.	2006	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
EEB-BRAGANTINA	Empresa Elétrica Bragantina S/A.	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre (ELETROBRÁS Distribuição Acre)	2006	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
ELETROCAR	Centrais Elétricas do Carazinho S/A.	2006	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A.	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
EMG-ENERGISA MG	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.	2006	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
ENF-Nova Friburgo	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S/A.	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
EPB-ENERGISA PB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A.	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
ESE-ENERGISA SE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S/A.	2005	CVM	2010	Sítio próprio
MUX Energia	Muxfeldt, Marin e Cia Ltda.	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio
RGE	Rio Grande Energia S/A.	2005	Sítio próprio	2010	Sítio próprio

## APÊNDICE B - Eficiência Técnica por distribuidora no 1º e 2º ciclos de RTP.

Distribuidora	Índices de Eficiência Técnica - 1º Ciclo				Índices de Eficiência Técnica - 2º Ciclo				Índice de Malmquist		
	Método CCR (Retorno Constantes)	Método BCC (Retorno Variáveis)	Eficiência de Escala (EFE)	Rendimentos de Escala	Método CCR (Retorno Constantes)	Método BCC (Retorno Variáveis)	Eficiência de Escala (EFE)	Rendimentos de Escala	Efeito Emparelhamento (catch-up effect)	Efeito deslocamento (frontier-shift effect)	Índice de Malmquist*
AES ELETROPAULO	0,62	1,00	0,62	Decrescentes	0,64	1,00	0,64	Decrescentes	1,04	0,90	0,93
AES SUL	0,68	0,68	1,00	Crescentes	0,71	0,77	0,92	Decrescentes	1,04	0,95	0,99
AMPLA	0,75	0,75	1,00	Crescentes	0,98	0,98	1,00	Crescentes	1,31	0,97	1,26
BANDEIRANTE	0,54	0,63	0,86	Decrescentes	0,58	0,69	0,84	Decrescentes	1,07	0,91	0,98
CAIUÁ	0,70	0,71	0,99	Crescentes	0,63	0,65	0,97	Crescentes	0,90	0,93	0,84
CEAL	0,73	0,80	0,92	Decrescentes	0,66	0,67	0,99	Decrescentes	0,91	0,89	0,80
CEB	0,57	0,64	0,89	Decrescentes	0,62	0,64	0,97	Decrescentes	1,09	0,90	0,99
CEEE	0,60	0,66	0,91	Decrescentes	0,60	0,66	0,91	Decrescentes	0,99	0,90	0,90
CELESC	0,65	0,69	0,95	Decrescentes	0,67	0,92	0,73	Decrescentes	1,02	0,96	0,98
CELG	0,65	0,76	0,85	Decrescentes	0,68	0,76	0,89	Decrescentes	1,04	0,87	0,91
CELPA	0,80	0,91	0,88	Decrescentes	0,90	1,00	0,90	Decrescentes	1,13	0,89	1,00
CELPE	0,71	0,78	0,91	Decrescentes	0,69	0,80	0,86	Decrescentes	0,97	0,92	0,89
CELTINS	0,86	0,89	0,96	Decrescentes	1,00	1,00	1,00	Não há problemas de escala.	1,17	0,93	1,09
CEMAR	0,82	0,91	0,90	Decrescentes	0,97	1,00	0,97	Decrescentes	1,19	0,91	1,08
CEMAT	0,65	0,67	0,96	Decrescentes	0,84	0,96	0,88	Decrescentes	1,30	0,95	1,23
CEMIG	0,81	1,00	0,81	Decrescentes	0,68	1,00	0,68	Decrescentes	0,83	0,86	0,72
CEPISA	0,64	0,75	0,85	Decrescentes	0,98	1,00	0,98	Decrescentes	1,52	0,85	1,29
CERON	0,70	0,71	0,98	Crescentes	0,52	0,52	1,00	Crescentes	0,74	1,00	0,74
CFLO	0,68	0,72	0,94	Crescentes	0,90	1,00	0,90	Crescentes	1,33	0,94	1,25
CHESP	1,00	1,00	1,00	Não há problemas de escala.	0,98	1,00	0,98	Crescentes	0,98	0,79	0,77
CNEE	0,61	0,62	0,98	Crescentes	0,70	0,74	0,94	Crescentes	1,15	0,96	1,10
COCEL	0,72	0,73	0,98	Crescentes	0,58	0,70	0,82	Crescentes	0,80	0,91	0,73
COELBA	1,00	1,00	1,00	Não há problemas de escala.	1,00	1,00	1,00	Não há problemas de escala.	1,00	0,96	0,96
COELCE	0,68	0,75	0,90	Decrescentes	0,83	1,00	0,83	Decrescentes	1,23	0,90	1,11
COOPERALIANÇA	0,58	0,59	0,99	Crescentes	0,52	0,61	0,85	Crescentes	0,88	0,86	0,76
COPEL	0,51	0,59	0,86	Decrescentes	0,68	0,96	0,71	Decrescentes	1,34	0,88	1,18
COSERN	0,81	0,84	0,97	Decrescentes	1,00	1,00	1,00	Não há problemas de escala.	1,23	1,00	1,23
CPFL PIRATINGA	0,71	0,71	1,00	Crescentes	0,89	0,89	1,00	Crescentes	1,24	0,97	1,20
DEMED	0,57	0,58	0,98	Crescentes	0,53	0,55	0,98	Crescentes	0,93	0,91	0,84
EBO-ENERGISA	0,66	0,71	0,93	Crescentes	0,67	0,72	0,94	Crescentes	1,01	0,91	0,92
EDEV	0,62	0,63	0,99	Crescentes	0,67	0,69	0,97	Crescentes	1,08	0,95	1,02
EEB-BRAGANTINA	0,61	0,67	0,92	Crescentes	0,67	0,70	0,96	Crescentes	1,10	0,94	1,04
ELEKTRO	0,70	0,80	0,88	Decrescentes	0,67	0,83	0,80	Decrescentes	0,95	0,90	0,86
ELETROACRE	1,00	1,00	1,00	Não há problemas de escala.	0,74	0,75	0,99	Crescentes	0,74	0,91	0,67
ELETROCAR	0,64	0,68	0,95	Crescentes	0,62	0,76	0,82	Crescentes	0,97	0,89	0,86
ELFSM	0,65	0,65	0,99	Decrescentes	0,67	0,67	1,00	Crescentes	1,03	0,87	0,90
EMG-ENERGISA MG	0,99	1,00	0,99	Decrescentes	0,70	0,71	0,99	Crescentes	0,71	0,93	0,66
ENERSUL	0,78	0,87	0,89	Decrescentes	0,79	0,85	0,93	Decrescentes	1,02	0,89	0,91
ENF-Nova Friburgo	0,74	0,76	0,98	Crescentes	0,77	0,82	0,94	Crescentes	1,04	0,92	0,96
EPB-ENERGISA PB	0,77	0,78	0,99	Decrescentes	0,77	0,78	1,00	Decrescentes	1,00	0,94	0,94
ESCELSA	0,60	0,68	0,89	Decrescentes	0,62	0,68	0,92	Decrescentes	1,03	0,89	0,92
ESE-ENERGISA SE	0,87	0,87	1,00	Crescentes	0,73	0,74	1,00	Crescentes	0,84	0,94	0,79
LIGHT	0,63	0,96	0,65	Decrescentes	0,66	0,99	0,67	Decrescentes	1,06	0,92	0,98
MUX Energia	0,78	1,00	0,78	Crescentes	0,53	1,00	0,53	Crescentes	0,67	0,92	0,62
RGE	1,00	1,00	1,00	Não há problemas de escala.	0,85	0,85	1,00	Não há problemas de escala.	0,85	0,99	0,84
<b>Score Médio</b>	<b>0,72</b>	<b>0,78</b>	<b>0,93</b>	<b>-</b>	<b>0,74</b>	<b>0,82</b>	<b>0,90</b>	<b>-</b>	<b>1,02</b>	<b>0,92</b>	<b>0,93</b>

\* Fator de Produtividade Total - FPT

### APÊNDICE C\* - Variações por distribuidora: Índice de Malmquist, DEC, FEC e IASC.



\* Os limites 0 e 4 não apontam desempenho, os mesmos foram inseridos somente com o intuito de destacar os resultados de cada distribuidoras;

