

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**

**DEPARTAMENTO DE ECONOMIA**

**Cursos de Graduação em Ciências Econômicas**

**REGULAÇÃO ECONÔMICA DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA  
BRASILEIRA: PERFORMANCE NO PERÍODO 1997 - 2007**

Monografia submetida ao Departamento de Ciências Econômicas para obtenção de carga horária na disciplina CNM 5420 – Monografia.

Por Flávio José Machado

Orientador: Prof. João Randolfo Pontes

Área de Pesquisa: Economia da Infra-Estrutura

Palavras-chave:

1. Regulação
2. Eficiência Econômica
3. Desverticalização

Florianópolis, 01 de julho de 2009.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA  
Curso de Graduação em Ciências Econômicas

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota.....ao aluno Flávio José Machado na disciplina CNM - 5420 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca examinadora:

---

Prof. João Randolfo Pontes  
Orientador

---

Prof. Eraldo Sérgio Barbosa da Silva  
Membro

---

Prof. Wagner Leal Arienti  
Membro

## **AGRADECIMENTOS**

Antes de tudo ao Criador e Arquiteto da vida, por ter me permitido chegar até aqui.

A minha família, em especial ao meu pai e minha mãe, apoio nas horas difíceis e respeito às minhas decisões.

A Jaqueline, pela motivação e apoio para concluir este trabalho.

Ao professor João Randolfo Pontes, por deixar as portas sempre abertas.

Aos professores Wagner e Eraldo, pela análise e comentários do presente trabalho.

Aos amigos e colegas, que logicamente torcem por mim.

A todas aquelas pessoas, que em algum momento cruzaram minha vida e que não estão mais presentes, mas me deixaram algum bom exemplo ou boas lembranças.

## SUMÁRIO

RESUMO.....	V
LISTA DE QUADROS.....	VI
LISTA DE FIGURAS.....	VI
LISTA DE GRÁFICOS.....	VI
LISTA DE ABREVIATURAS.....	VII
<b>CAPITULO 1 – INTRODUÇÃO.....</b>	<b>08</b>
1.1 Problemática.....	08
1.2 Objetivos.....	10
1.2.1 Objetivos gerais.....	10
1.2.2 Objetivos específicos.....	10
1.3 Metodologia.....	11
1.4 Estrutura do trabalho.....	12
<b>CAPÍTULO 2</b>	
<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>	<b>13</b>
2.1 Eficiência econômica.....	13
2.2 Regulação econômica dos mercados.....	15
2.3 Mecanismos regulatórios.....	18
2.3.1 Tarifação por custo do serviço.....	19
2.3.2 Incentivo a eficiência.....	19
2.3.3 Price Cap.....	22
<b>CAPITULO 3</b>	
<b>A REESTRUTURAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	
<b>BRASILEIRA.....</b>	<b>24</b>
3.1 Desenvolvimento e crise da IEE brasileira.....	24
3.2 Reestruturação da IEE brasileira (1993 – 1998).....	27
3.2.1 Criação do mercado de energia elétrica na IEE brasileira.....	29
3.2.2 Implantação das funções de apoio ao mercado.....	30
3.3 Instituição do agente regulador independente.....	32
3.4 Racionamento de 2001 e revitalização do modelo (2002-2004).....	34
3.4.1 Revisão da reforma: o novo modelo setorial de 2004.....	35
<b>CAPITULO 4</b>	
<b>PERFORMANCE DA REGULAÇÃO ECONÔMICA DA INDÚSTRIA DE</b>	
<b>ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA.....</b>	<b>39</b>
4.1 Considerações gerais.....	39
4.2 Modicidade tarifária na IEE.....	39
4.3 Fiscalização da qualidade.....	51
4.4 Evolução e garantia do suprimento.....	54
<b>CAPITULO 5</b>	
<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>62</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>65</b>

## RESUMO

O presente trabalho examina a contribuição da regulação econômica na performance da indústria de energia elétrica brasileira, no período entre 1997 e 2007. Tal como os demais setores de infra-estrutura, os serviços ligados à produção e entrega de energia elétrica sofrem transformações ao longo da década de 1990 no intuito de aumentar a eficiência setorial. O Estado brasileiro reformula suas funções quanto ao fornecimento dos serviços essenciais de infra-estrutura econômica, na busca de debelar sua crise fiscal agravada desde a década de 1980, ao mesmo tempo em que procura modernizar sua economia.

As reformas orientaram-se no intuito de reduzir a participação direta do Estado na posse dos ativos econômicos e incentivar um novo padrão de financiamento da expansão econômica, baseado na participação de grupos privados. Em decorrência das medidas implantadas, exigiu-se do Estado brasileiro a criação de instrumentos para fiscalizar e regular o comportamento dos agentes econômicos, o que provocou substanciais modificações no aparato jurídico-institucional. As agências reguladoras foram criadas para atender a relação estabelecida entre Estado e os agentes econômicos, com a preocupação de manter o equilíbrio entre as partes envolvidas e induzir o funcionamento do mercado competitivo. Na indústria de energia elétrica, para garantir a eficiência econômica, implantou-se a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com a característica de ser um órgão independente e técnico. O foco central é regular o que for monopólio, buscando criar ambientes competitivos, estabelecendo a mais ampla concorrência possível entre os agentes econômicos e permitindo o bom funcionamento do mercado surgido com a desverticalização da cadeia produtiva de energia elétrica.

Através da pesquisa feita neste trabalho, concluiu-se que a regulação econômica é peça fundamental na performance da indústria de energia elétrica brasileira.

## QUADROS

Quadro 1 – Expansão do consumo e da capacidade instalada de energia elétrica no Brasil – 1980 a 2000.....	26
Quadro 2 – Evolução anual das tarifas médias por classe de consumo.....	41
Quadro 3 – Composição da tarifa de energia elétrica nos anos: 1998, 2004 e 2007...	44
Quadro 4 – Balanço comparativo da oferta e demanda por energia elétrica.....	55
Quadro 5 - Indicador de Energia Não Suprida do SIN – Base MWh.....	60
Quadro 6 – Comparativo do processo de reestruturação da IEE brasileira.....	63

## LISTA DE FIGURAS

Figura 01 – Modelo reestruturado da IEE brasileira em 2000.....	33
Figura 02 – Esquema do novo modelo setorial implantado em 2004.....	38

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Capacidade média dos reservatórios na região Sudeste. Médias anuais obtidas no mês de julho.....	34
Gráfico 2 - Variação acumulada das tarifas nominais de energia elétrica por grupo, da tarifa média e do IPCA no período 1997 – 2007.....	41
Gráfico 3 - Evolução da tarifa média de energia elétrica e classe consumidora.....	43
Gráfico 4 - Composição média da tarifa de energia elétrica (descontado o ICMS)....	44
Gráfico 5 - Demonstrativo da fatura média de luz residencial em 2006. Concessionária LIGHT.....	45
Gráfico 6 - Evolução do Índice EVA anual.....	50
Gráfico 7 - Evolução do Índice FEC Brasil – anual.....	52
Gráfico 8 - Evolução do Índice DEC Brasil – anual.....	52
Gráfico 9 – Evolução dos Indicadores FIC e DIC anuais – Regiões Metropolitanas das Capitais.....	53
Gráfico 10 - Evolução do PIB e consumo de energia por períodos econômicos.....	56
Gráfico 11 - Evolução da capacidade instalada de geração de energia – Brasil.....	56
Gráfico 12 - Índice de Robustez do SIN entre 2000 e 2007.....	60

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres

ABRADEE – Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CBEE - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CDI – Certificado de Depósito Interbancário

CMSE – Comitê Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

DEC – Duração Equivalente de Interrupção ao Consumidor

DIC – Duração Individual de Interrupção ao Consumidor

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S/A

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EVA - Economic Value Added

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção ao Consumidor

FGV – Fundação Getúlio Vargas

FIC – Frequência Individual de Interrupção ao Consumidor

GCE - Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEE – Indústria de Energia Elétrica

IGPM – Índice Geral de Preços de Mercado

IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo

KWh – Kilowatt-hora

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MME – Ministério de Minas e Energia

MW – Megawatt

MWh – Megawatt-hora

ONS – Operador Nacional do Sistema

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PIB – Produto Interno Bruto

Projeto RE-SEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RGR – Reserva Global de Reversão

SIN – Sistema Interligado Nacional

SINTREL - Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica



## CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

### 1.1 Problemática

A energia é um bem essencial para o desenvolvimento econômico, sendo considerada sua produção e entrega ao consumidor final como uma indústria de rede. Tradicionalmente este negócio sempre foi considerado como um monopólio natural e de especial interesse sócio-econômico. No Brasil, dada suas condições peculiares geográficas, a matriz energética se baseia preponderantemente na produção de energia elétrica de origem hidráulica.

Até a década de 1940 a produção e a distribuição de energia elétrica no Brasil, ainda incipiente, restrita as capitais e suas regiões metropolitanas, além de poucas cidades maiores do interior, era realizada pela iniciativa privada. Situação que começa a mudar especialmente após o fim da 2ª Guerra Mundial, onde o país vai experimentar uma fase de extraordinário crescimento econômico, tendo como mola propulsora a capacidade de investimento do Estado brasileiro. Esta fase desenvolvimentista tem seu auge na década de 1970 e vai até o início da década de 1990, quando aprisionado em uma forte e persistente crise fiscal, o Estado brasileiro inicia sua liberalização econômica, reestruturando e desestatizando boa parte dos ativos sob sua administração, inclusive os ativos ligados à indústria de energia elétrica.

No tocante à indústria de energia elétrica, a reestruturação baseou-se na desverticalização dos diferentes segmentos da cadeia produtiva, isto é, promovendo a separação entre a produção, transmissão e distribuição e comercialização de energia elétrica, até então administradas de forma única. Introduce-se a concorrência nas atividades de geração e de comercialização pela criação de um mercado livre para determinadas classes de consumidores. A privatização dessas atividades visa assegurar o funcionamento desse mercado, com base em um novo quadro regulatório que incentive a eficiência econômica desta indústria. Outros mecanismos, como a figura do agente regulador independente vem corroborar os fundamentos apresentados pela consultoria Coopers & Lybrand, empresa que fora contratada para estudar as bases desse novo modelo.

Permeando essas mudanças, existe a consolidação de um novo paradigma em relação ao papel do Estado "empreendedor" típico do Estado brasileiro que até então providenciava determinados bens e serviços com a criação de empresas públicas. Com as

mudanças em curso, inicia-se a fase do Estado "regulador", isto é, fiscalizador das atividades estratégicas de interesse público, que agora são delegadas à iniciativa privada.

A grande questão na mudança de controle dos ativos da indústria de energia elétrica passa a ser as garantias que a sociedade teria da eficiência desta mudança de paradigma institucional, devido a importância desta indústria para a sociedade e a grande complexidade deste setor, que apresenta formação monopolística na distribuição e transmissão de energia e fortes barreiras à entrada na produção.

Posto que o objetivo final do empresário privado seja a maximização do lucro, atuando este em uma indústria com estas relevantes falhas de mercado, a preocupação passa a ser se a nova forma de intervenção estatal na indústria de energia elétrica, através de um agente regulador independente, conseguirá promover a eficiência setorial, conseguindo harmonizar os interesses do empreendedor com os dos consumidores.

É com base neste questionamento que o presente trabalho foi desenvolvido, buscando dimensionar a performance do agente regulador no desempenho da reestruturada indústria de energia elétrica brasileira, no período de 1997 - 2007.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo geral

Analisar a performance da regulação econômica no desempenho da indústria de energia elétrica no período compreendido entre 1997 e 2007.

### 1.2.2 Objetivos específicos

A par do objetivo geral anteriormente descrito, considera-se especificamente alcançar neste trabalho os seguintes objetivos específicos:

- a) Examinar o referencial teórico que fundamenta a regulação econômica.
- b) Analisar as transformações recentes da indústria de energia elétrica e o modelo de regulação proposto para o Brasil.
- c) Analisar através de dados e resultados setoriais o papel da regulação na performance da indústria de energia elétrica brasileira.

### 1.3 Metodologia

No presente trabalho foi escolhido um fenômeno que merece destaque na economia brasileira contemporânea, que é a performance da regulação econômica na indústria de energia elétrica no Brasil nos últimos anos, tendo em vista que a mesma indústria passou por reformas recentes. Para se concretizar a análise desejada recorreu-se a uma pesquisa bibliográfica, baseada assim em dados já publicados, e de objeto exploratório, a qual busca constatar os resultados ocorridos num determinado fenômeno identificado. Como forma de auxílio também será utilizada a ferramenta da análise de natureza documental, tendo em vista a importância dos documentos oficiais e técnicos para a obtenção de informações a respeito do setor de energia elétrica.

As fontes das informações foram basicamente os livros e trabalhos acadêmicos como dissertações, além de pesquisas realizadas na rede Internet, destacando-se os *sites* dos órgãos de classe, como da ABRADÉE e ILUMINA, e principalmente dos órgãos oficiais voltados às questões sobre a indústria de energia elétrica, como o *site* do Ministério das Minas e Energia, da ANEEL, da EPE e da CCEE, entre outros.

Para o desenvolvimento do trabalho, o horizonte temporal foi delimitado tendo o ano de 1997 como ponto inicial, quando se estabeleceu a ANEEL na indústria de energia elétrica. O ano de 2007 foi escolhido como prazo final principalmente pelo fato da disponibilidade de dados, além de poder cobrir um período de tempo suficiente para se ter uma análise mais consistente, face os objetivos do presente trabalho.

Em vista das dificuldades em se conseguir dados confiáveis e consistentes referente a números da indústria de energia elétrica brasileira, primordialmente se buscaram dados nos *sites* dos órgãos oficiais setoriais, auxiliados pelos dados disponibilizados nos *sites* das associações e órgãos de classe, especialmente relacionados às concessionárias do serviço de distribuição de energia elétrica. Quanto à parte mais relacionada ao arcabouço teórico buscaram-se livros disponíveis de autores reconhecidos.

### 1.4 Estrutura do trabalho

O trabalho está estruturado conforme segue: No Capítulo 1 são apresentados a problemática da pesquisa, seus objetivos, metodologia e estrutura; no Capítulo 2 detalham-se os fundamentos teóricos básicos para o prosseguimento do estudo; o Capítulo 3 descreve as reformas que o Estado brasileiro promoveu na indústria de energia elétrica e

em especial a institucionalização da nova forma de regulação estatal. Por fim, o Capítulo 4 analisa a evolução da indústria de energia elétrica e a performance da regulação econômica nesta evolução. No Capítulo 5 tem-se a conclusão do presente trabalho, finalizando-se este com as referências bibliográficas utilizadas.

## CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O presente capítulo trata dos fundamentos teóricos da eficiência econômica que sustentam os princípios da regulação econômica utilizada nos mais diversos países, servindo de base para o estudo nos próximos dois capítulos.

### 2.1 Eficiência econômica

A teoria econômica neoclássica entende que o centro do estudo da ciência econômica é analisar a alocação ótima dos recursos escassos, de forma a buscar o maior grau de bem estar social possível, através do encontro da oferta e da procura no mercado, onde os preços orientam as decisões e o funcionamento do sistema econômico. Funcionando corretamente o mercado sinalizaria a alocação ótima dos recursos, alcançando uma situação de equilíbrio, onde a maximização do bem estar social é dada pelo critério de Pareto, que indica que a ocorrência da maximização do bem estar numa relação produtor-comprador, é alcançada através da maximização dos excedentes de ambos agentes, igualando-se o preço ao custo marginal, até o ponto onde seja impossível aumentar o bem estar de um agente sem piorar o de outro (FERGUSON, 1986).

Desde o tempo de Adam Smith, a referência para aumentar o desempenho (eficiência) do sistema econômico é deixar sem interferências os mercados, sendo seu grande inimigo o monopólio, que impede o livre fluxo do mercado. Um dos maiores expoentes da escola teórica neoclássica, Alfred Marshall, corrobora Smith: “Se a função do mercado é produzir o maior número possível de artigos pelo menor preço, qualquer coisa que interfira necessariamente reduz o bem estar da comunidade” (MARSHALL apud FERGUSON, 1986). Apropriadamente, a teoria ortodoxa (neoclássica) constrói sua análise econômica do bem estar social a partir do modelo de concorrência perfeita, que segundo Ferguson (1986, p. 35):

A concorrência perfeita é um modelo econômico de mercado, tendo as seguintes características: cada agente econômico é tão pequeno que não pode exercer influência perceptível no preço. O produto é homogêneo e há livre mobilidade de todos os recursos, inclusive livre e fácil entrada e saída das empresas e todos os agentes econômicos no mercado gozam de completo e perfeito conhecimento.

A concorrência perfeita é o alicerce da teoria microeconômica no que se refere à eficiência do sistema econômico. Para se analisar a eficiência econômica, são utilizados na análise basicamente três conceitos: eficiência produtiva, distributiva e alocativa. O

primeiro fundamento consiste, por exemplo, no alcance máximo de rendimento com o custo mínimo de uma planta produtiva instalada com certa tecnologia. O segundo refere-se à capacidade de eliminação, por meio da concorrência ou de outro dispositivo, de rendas monopolística ou outros ganhos temporários por parte de agentes individuais. O terceiro o de eficiência alocativa, diz respeito à alocação dos recursos sociais de melhor forma possível, permitindo alcançar o ótimo de Pareto (POSSAS, PONDÉ, FAGUNDES, 1997).

Entretanto existem aplicações em que não se verificam situações de concorrência perfeita, aparecendo falhas de mercado, ou seja, onde o bem estar não pode ser otimizada ao nível de Pareto através do mecanismo de competição, logo, a economia tem o nível de eficiência reduzido. Pindick e Rubinfeld (1994) avaliam que o poder de mercado, externalidades e assimetrias de informação se configuram em empecilhos para a competição nos mercados, interferindo negativamente na eficiência destes, e, portanto se fazendo necessária a prática regulatória nestes mercados.

O **poder de mercado**, ou poder monopolístico, ocorre quando uma firma consegue influenciar e mesmo manipular preços e quantidades praticadas no mercado. A quantidade a ser vendida, determinada pelo empresário dominante, é menor do que em situação concorrencial, o que acarreta preços maiores, aumentando seu excedente (diferença entre o preço de mercado recebido e o preço de atratividade da indústria), condicionando os consumidores a disporem de uma quantidade menor do que gostariam e às vezes insuficiente de bens ou serviços, caracterizando uma situação de racionamento. Assim ocorre uma ineficiência do ponto de vista de Pareto, pois o monopolista é beneficiado com uma redistribuição do excedente a seu favor, capturando parte do excedente do consumidor (diferença entre o preço pago e o preço que ele estaria disposto a pagar).

Os chamados monopólios naturais, ligados geralmente aos setores de infraestrutura, são os exemplos máximos de poder de mercado, conseguido basicamente através de economias de escala crescentes, que surgem quando um aumento da atividade leva a redução do custo médio da firma, ou economias de escopo, quando uma única firma consegue produzir dois bens quaisquer com menor custo médio, em comparação com uma situação onde cada um destes bens fosse produzido por firmas diferentes, especializadas, dados as disponibilidades tecnológicas existentes. Segundo Fiani (1998) temos um monopólio natural “se toda a demanda dentro de um mercado relevante pode satisfazer-se ao custo mais baixo possível por uma empresa em lugar de duas ou mais... quaisquer que seja o número de participantes”. O mercado de monopólio natural trabalha com o menor

custo médio mínimo, não suporta a presença de concorrentes diretos, pois com a entrada de novas firmas, havendo competição, o preço poderá cair abaixo do custo médio, e o resultado final e “natural” será provavelmente, emergência de apenas uma firma numa posição de monopólio.

Outra das falhas de mercado apontada são as **externalidades**, segundo Araújo (1997), apresentando-se “quando uma atividade econômica afeta partes que dela não participam”, ou seja, são o resultado das atividades econômicas impostas a terceiros. Para Varian (1999, p. 649) “os problemas práticos com externalidades geralmente surgem devido à má definição dos direitos de propriedade”. Ferguson (1986) destaca três fontes de externalidades como principais: *as externalidades de propriedade* que ocorrem quando efeitos da exploração econômica transcendem o espaço econômico individual dos agentes envolvidos na atividade, gerando uma situação onde o mercado não imputa um valor marginal a estes, *as externalidades públicas*, que referem-se a indivisibilidade de certos bens, onde não há a possibilidade de consumo particular sem restrição a terceiros, como em obras e alguns serviços públicos, como a Defesa Nacional por exemplo, e por fim, *as externalidades técnicas*, quando a tecnologia gera externalidades ao mercado, considerando que as funções de produção venham a apresentar indivisibilidade ou retornos crescentes de escala, dado fatores tecnológicos utilizados. Com retornos crescentes de escala, diminui-se o custo médio, e o custo marginal será menor que o custo médio, logo o preço estará acima do custo marginal, configurando-se uma situação de possibilidade de poder de mercado através de preços monopolístico.

Já a **informação assimétrica** é quando os agentes do mercado não possuem todas as informações a respeito de algum bem ou de outros agentes participantes no mercado. Para Pindick e Rubinfeld (1994, p. 401):

Se todos os consumidores não tiverem informações exatas a respeito dos preços de mercado ou da qualidade do produto, o sistema não operará eficientemente. A falta de informação poderá estimular os produtores a ofertarem quantidades excessivas de determinados produtos e quantidades insuficientes de outros.

Percebe-se que a informação imperfeita causa transtornos tanto aos consumidores quanto aos produtores. E ainda na visão de Pindick e Rubinfeld (1994), a falta de informação poderá impedir que determinados mercados apresentem algum desenvolvimento, dado o risco envolvido em certos tipos de transação e na elaboração de contratos de longo prazo.

## 2.2 Regulação econômica dos mercados

Nas situações onde há a existência de falhas de mercado, que provocam distorções ou ineficiências em determinado mercado, entra o papel da regulação econômica como vigilante do bem estar social. O objetivo da regulação é garantir as condições para que o mercado alcance o mais alto nível possível de eficiência. Mitinick (1989) conceitua a regulação econômica como todo tipo de leis e controle administrativos que emanam do governo, disciplinando o funcionamento dos mercados buscando seu objetivo maior: a eficiência alocativa e produtiva do setor.

Tendo em vista a possibilidade de atuação de um agente público ou privado na coordenação da regulação econômica ou na produção de um bem, Mitinick (1989) defini as seguintes opções institucionais de regulação econômica: a *auto-regulação*, que pode ser governamental, quando é um órgão ligado ao Estado que coordena o setor, ou privada, onde a auto -regulação setorial se revela na própria competição qualitativa. A *regulação cooperada*, onde uma empresa pública atua como árbitro final em um ambiente auto-regulado privado e por fim, a ***regulação pelo agente-principal***, que é a ação do público sobre o privado basicamente, onde o regulador, o principal, dá as diretrizes para os regulados, os agentes.

As políticas públicas de regulação costumam abranger atualmente dois grandes blocos de questões (POSSAS, 1998). De um lado situa-se a *política de defesa da concorrência*, ou antitruste, voltada à prevenção e repressão de condutas anticompetitivas, que prejudiquem a eficiência esperada dos mercados, incluindo o controle prévio de fusões e incorporações que possam conduzir a estruturas de mercado fortemente concentradas. Esta é chamada de regulação reativa, apresentando-se na forma de regulamentação de cunho jurídico-econômico, que é acionada eventualmente, quando da constatação de algum movimento explícito de concentração industrial.

De outro lado situa-se a *política de regulação econômica* das atividades de infraestrutura, que freqüentemente constituem “monopólios naturais” sob controle estatal, e que têm sido submetidos universalmente a processos de reestruturação e privatização total ou parcial. Neste caso, como no anterior, trata-se de preservar tanto quanto possível um ambiente competitivo, favorável à prática de preços não monopolistas e à qualidade dos serviços prestados, bem como à incorporação e difusão de novas tecnologias, tendo em vista favorecer a eficiência econômica e o bem-estar social. A presença de significativas



economias de escala inviabiliza a completa fragmentação da estrutura de oferta desses serviços e impõe a necessidade de um regime de regulação, capaz de fixar normas de operação e tarifação e critérios de aferição de desempenho.

Em Fiani (1998), as principais diferenças derivam do fato de que a regulação “ativa”, diferentemente da “reativa”, constitui uma intervenção voltada não a induzir maior concorrência, mas a *substituí-la* por instrumentos e metas administrados publicamente, em atividades econômicas caracterizadas, no jargão tradicional, por “falhas de mercado”. Possas (1998) ainda considera que a presença de importantes economias externas para outros setores justifica a ação reguladora que, nesses setores - serviços de infra-estrutura -, tem atuação permanente, mantendo contínua monitoração do desempenho das empresas em questão.

Assim, a meta da atuação regulatória não é a concorrência em si, mas a *eficiência* econômica, tradicionalmente identificada com eficiência alocativa, e como há inviabilidade operacional de alterar a estrutura de um mercado monopolista natural muitas vezes, os enfoques regulatórios reativos ou ativos satisfazem-se quer com a presença de concorrência potencial numa estrutura concentrada (ameaças de entrada), no caso da regulação “reativa”, quer com a administração de preços “razoáveis” (não abusivos, próximos dos custos) e outras condições aceitáveis, no caso da regulação “ativa”.

Para Andrade (2000), há alguns atores sempre representados na prática regulatória: as firmas reguladas, o governo, os consumidores e órgão regulador. Este último tem a delegação para agir nos interesses da sociedade como órgão normativo e arbitrador de conflitos. Analisando estes atores principais, nota-se uma possível ambigüidade no papel do regulador: ele deve responder a interesses da sociedade, expressos diretamente por representantes de grupos de pressão ou através de escalões superiores do governo, e aos interesses das firmas reguladas, de modo a alcançar compromissos satisfatórios. Entretanto poderá haver tendenciamentos em favor de algum destes grupos de pressão, representados diretamente ou através do governo, e vieses em favor das firmas reguladas. Nestes casos, diz-se que o regulador foi capturado. A captura pode acontecer através de mecanismos políticos, público-administrativo ou devido à assimetria de informação entre regulador e regulado, mais particularmente à questão do conhecimento técnico.

A questão da assimetria de informação nas relações regulador-regulado ocorre, pois é impossível ao regulador conhecer todos os detalhes do funcionamento da firma regulada, sendo que é o grande fator causador das “falhas de regulação”. Entretanto o

regulador tem a tarefa de fazer a firma cumprir objetivos sociais, distintos dos objetivos da própria firma, sem ter controle e conhecimento pleno de suas atividades. E devido ao desconhecimento sobre algumas ações do regulado pode a ação regulatória ter consequência distinta do previsto inicialmente, e o exemplo mais comum é o chamado “efeito Averch-Johnson”, onde a firma tende a manobrar sua função de produção de modo a aumentar sua receita.

Um expediente deste tipo são os casos das firmas sujeitas à regulação por custo de serviço, logo sua taxa de retorno sobre o investimento é fixa, e, portanto seus lucros são proporcionais à base de capital. Ela tenderá a usar tecnologias mais capital-intensivas do que seria socialmente ótimo, para aumentar a base de capital. O perigo da assimetria de informação para o regulador é tomar decisões equivocadas ou não conseguir fazer a empresa ou o próprio setor regulado a funcionar de forma ótima (POSSAS, 2000).

Uma consequência da captura do regulador pelas firmas reguladas ou por outros grupos de interesse é a perda de credibilidade daquele como arbitrador de conflitos, exacerbando-se os conflitos. O esvaziamento do poder regulatório intermediário no tripé Governo - Consumidores - Empresas acarretará em custos maiores para a sociedade, já que os conflitos tendem a ser levados em tribunais judiciais onde geralmente o tempo de resolução é maior, sem dizer na oneração da sociedade em manter um órgão que não consegue mais responder por suas funções.

### 2.3 Mecanismos regulatórios

Todas as teorias do bem estar e eficiência econômica fundamentam-se na otimização de preços, sendo o mecanismo de preços um “termômetro” da eficiência dos mercados. Como é a regulação ativa que interessa ao escopo deste trabalho, busca-se logicamente seu mecanismo de regulação. Há três variáveis do mercado que normalmente são controladas ativamente: controle de preços, controle de quantidade e controle de entradas e saídas de firmas, esta última, entretanto mais associada à regulação reativa, pois planeja evitar concentrações no mercado, embora haja um caráter claramente intrínseco a estes três controles: a formação dos preços. A formação de preços é central na tarefa da regulação, pois concentra as questões sobre o excedente e sua distribuição. Dentre as atribuições do regulador, destaca-se a fixação de regras tarifárias que conciliem o interesse dos consumidores e da firma regulada, de modo a equilibrar eficientemente ao máximo esta relação (ARAÚJO, 1997). No Brasil adotou-se duas formas de mecanismos

regulatórios na indústria de energia elétrica: a tarifação por custo de serviço e o price-cap.

### 2.3.1 Tarifação pelo custo do serviço

Consiste na adição aos custos totais de produção e comercialização de uma taxa de retorno considerada adequada como custo de oportunidade (FIANI, 1997). A fórmula básica é:

$$\text{Receita} - \text{Despesas} - \text{Depreciação} - \text{Impostos} = s (\text{Base de Capital}).$$

Onde  $s$  é a taxa de retorno especificada por lei ou pelo órgão regulador e a Base de Capital é igual ao total de Investimentos (em funcionamento efetivo) ainda não completamente depreciados. O regulador decide quais despesas e investimentos são aceitáveis. A cada período este, a partir dos dados contábeis, da política de depreciação e da inflação no período, fixa níveis tarifários sob dadas hipóteses de mercado.

Os principais problemas são: a dificuldade de avaliar custos, que servem de base para a determinação do preço, devido à assimetria de informações entre empresa(s) e órgão regulador porque a firma tem sempre mais informação que o regulador e a indefinição a priori sobre a taxa de retorno arbitrada, além da crítica sobre a avaliação dos investimentos a serem considerados.

De modo geral, o método é criticado por induzir à ineficiência (falta de estímulo à redução de custos, na ausência de competidores) e de acarretar elevados custos de regulação como a obtenção e processamento de informações, monitoração de desempenho, consultoria, entre outros. Foi o sistema para cálculo das tarifas de energia elétrica utilizado durante a fase estatal da indústria de energia elétrica brasileira (ARAUJO, 1997).

### 2.3.2 Incentivo à Eficiência

Os trabalhos de reestruturação do setor elétrico adotam a premissa de regular aqueles setores onde a competição não for possível, caracterizados como monopólios naturais, como o caso da distribuição e da transmissão. Para estes dois casos basicamente há duas formas de regulação econômica, a primeira onde se controla preço unitário ou a receita que o setor regulado pode obter a partir de um dado nível inicial, ou então controla-se os lucros econômicos, determinando-se preços que cubram os custos operacionais, depreciação e que promova uma taxa de retorno acordada e atraente sobre o capital imobilizado.

O controle dos lucros foi aplicado tradicionalmente até o início da década de 1990 ao setor elétrico, entretanto não estimulava a eficiência e costumava a conduzir a excesso de investimentos, provocando o efeito *Averch-Johnson*, onde a empresa regulada tende a expandir a base sobre a qual o preço é calculado. A forma de controle de preços então foi sendo mais utilizada, e nas fórmulas de reajustes tarifários introduziram-se formas de incentivar a eficiência econômica, através do estímulo a produtividade. As regras atuais concernentes ao regime tarifário dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica constituem uma vertente do regime de regulação por incentivos. Sua finalidade maior é a busca de eficiência e qualidade na prestação do serviço e a modicidade tarifária (ARAÚJO, 1997).

O regime de regulação por incentivo atualmente praticado busca alinhar os preços de um monopólio regulado com custos eficientes e remuneração adequada sobre investimentos ótimos. Adota na sua fórmula mais utilizada, o *price-cap*, uma variável que permita quantificar o desempenho econômico da empresa regulada, variável esta conhecida como Fator X e que é revista de tempos em tempos. A concepção de um redutor sobre preços máximos surgiu no contexto de uma decisão do órgão responsável pela aplicação da lei antitruste na Inglaterra em 1982, o *Monopolies and Mergers Commission*, contra uma firma em regime monopolista no setor de distribuição de energia elétrica (ARAÚJO; OLIVEIRA, 2005).

A recomendação era que a variação de preço praticada pela firma fosse limitada à variação do índice inflacionário mais utilizado nos contratos de aluguéis, subtraído de um percentual de 1,5% e que após cinco anos fosse realizada uma revisão de preços. Este percentual foi o embrião do fator X, já que levou a diversos estudos sobre os elementos que deveriam constar em um critério sobre a aferição de eficiência econômica, e a importância de que o regulado passe a buscar maior eficiência nas suas atividades.

No regime tarifário brasileiro, determinou-se que os reajustes tarifários aplicados aos monopolistas setoriais da distribuição e da transmissão seriam anuais e baseados no índice geral de preço mais utilizado no momento, e que de tempos em tempos haveria as revisões tarifárias, onde seria analisado o fator X de desconto, baseado em observações em determinadas variáveis que o compõe. Também a receita inicial da concessionária foi dividida em duas parcelas, uma chamada de custos não gerenciáveis, isto é, custos relativos principalmente à aquisição de energia elétrica para atender a demanda, o que logicamente não depende da vontade ou capacidade da empresa. A segunda parcela diz respeito aos custos gerenciáveis, ou seja, os custos cujo controle a empresa pode proceder, que são

basicamente os custos de operação.

A engeniosidade da receita tarifária em determinar períodos de revisão tarifária e ao dividir em duas parcelas a receita inicial é a de poder se acompanhar a evolução da eficiência econômica dos regulados (ARAUJO; OLIVEIRA, 2005). Na parcela tarifária não gerenciável se repassa integralmente às variações de custos, ainda se mantendo a tarifação pelo custo do serviço, já que aumentos de custo, aumentos de preços. Entretanto na parcela gerenciável é que vai ocorrer a grande mudança introduzindo-se a possibilidade de eficiência tarifária, já que eventuais aumentos desta parcela pelo índice de preços utilizado contemplarão o desconto ou ajuste do fator X nesta variação de preço, escapando da pré-determinação tarifária do regime pelo custo do serviço. Logo, se os custos gerenciáveis de um ano para outro aumentar em 3%, e o fator X de desconto for 2%, o aumento tarifário será de apenas 1%.

Inicialmente o fator X brasileiro seria igual a zero, ou seja, inicialmente todos os ganhos de eficiência seriam repassados ao regulado, o que fez com que este fosse o único beneficiário inicial deste novo modelo tarifário. Entretanto, para o segundo período tarifário, entre 2003 a 2007, o fator X seria calculado com base em grupo de variáveis que o compunham, desde variação dos preços dos insumos, da mão de obra e de novos investimentos no setor com os aumentos da oferta e da demanda, até potencial médio de ganhos de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica em seu conjunto, baseando na média recente do consumo energético per capita, evolução demográfica, etc, respeitando-se as realidades regionais de cada concessionário, logo, cada região atendida por um determinado concessionário terá um fator X próprio. Assim, com um fator X acima de zero, para manter o nível de renda real precisará a empresa regulada a reduzir os custos gerenciáveis, o que trará benefícios para a sociedade na forma de tarifas médias reais menores ao longo das revisões tarifárias. Para cada revisão tarifária, será revisto o fator X (ARAUJO; OLIVEIRA, 2005)

No regime regulatório brasileiro, as críticas contra a expressiva ampliação da taxa de retorno inicial das concessionárias, durante o chamado primeiro período tarifário, devido ao valor zero do Fator X, e as proposições de que os ganhos de eficiência de imediato já deveriam ser repassados aos consumidores, até mesmo para colaborar com a elevação da renda real dos trabalhadores ou com a contenção inflacionária, não encontram fundamentos, já que se todo o ganho de eficiência fosse logo repassado as empresas não teriam motivos para reduzir seus custos, e a indução de algum Fator X em um país onde a pratica regulatória historicamente foi quase nula, poderia dificultar ainda mais a

legitimidade técnica dos novos reguladores (ARAUJO, 1997).

O ponto é que após o fim do primeiro período tarifário, definindo-se o novo valor do fator  $X$ , a concessionária precisará reduzir seus custos em um patamar pelo menos igual ou superior para manter seu nível de receita real. Se a redução for menor que o Fator  $X$  a empresa perderá receita, já que a revisão tarifária contemplará de alguma forma os ganhos expressivos do período inicial da regulação, as perspectivas de aumento de eficiência econômica, considerando o cenário econômico nas projeções de demanda, análise da infraestrutura disponível, plano de investimentos das concessionárias, linhas de crédito disponíveis, implementação de novos projetos, políticas governamentais de incentivo.

### 2.3.3 Price Cap

Introduzido no contexto da reestruturação com privatização realizada em vários países nas últimas duas décadas relativos ao setor elétrico, este mecanismo de fixação de tarifa compreende uma regra de reajuste por índice público de preços, acompanhada de previsão de redução de custos por aumento de produtividade, com o objetivo de estimular, de forma muito simples e transparente, a busca de aumento de eficiência microeconômica. A fórmula típica é:

$$p = IP - X.$$

Onde  $IP$  é um índice de preços (originalmente ao consumidor, mas isso não é estritamente necessário) e  $X$  um redutor de produtividade predeterminado, pode ainda ser incrementada pelo acréscimo de um componente  $Y$  de “choque de custos”, isto é, não comum e basicamente imprevisível:

$$p = IP - X + Y.$$

Este último, em princípio pensado para absorver aumentos abruptos dissociados do comportamento incremental de longo prazo da tecnologia e da produtividade, pode evidentemente abranger também reduções imprevistas de custos (POSSAS, 1998). O modelo mais comum para tarifar pelo desempenho utilizado é o *price-cap*, visto como um método tarifário simples e transparente que pode proporcionar o maior grau de liberdade de gestão possível para as empresas em regime de monopólio natural, além de estimular ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores. A regulamentação pelo *price-cap* protege os consumidores dos comportamentos monopolistas, entretanto deixa uma margem de liberdade para a firma em seu processo de precificação.

O fator X de uma determinada concessionária de distribuição de energia elétrica será dado por:

$$X_i = \max \{0, (X_e + X_o) \bar{y}_i\} - K;$$

O fator  $X_e$  é a estimativa dos ganhos de produtividade do segmento de distribuição no período tarifário, logo mede a performance do setor com relação ao resto da economia, ou seja quanto que este segmento consegue reduzir seus custos comparativamente a redução de custos da economia como um todo, sendo algo ainda muito subjetivo de cálculo, mas operacionável se forem levados critérios gerais para os diferentes setores econômicos em diferentes realidades regionais.

A variável  $X_o$  é a estimativa da variação dos ganhos de produtividade operacional relativa da concessionária para o período tarifário, isto é, a expressão do potencial de ganhos de produtividade do segmento regulado como um todo. Como há concessionárias mais eficientes do que outras, as concessionárias são agrupadas por similaridades, como mercados regionais, composição dos ativos, distância e acesso aos geradores, concentração geográfica e densidade populacional, renda per capita, composição do PIB industrial, de serviços e primário, entre outros.

Uma vez obtidos os agrupamentos de concessionárias similares, a análise comparativa de cada grupo será realizada com base no esquema insumo-produto (*input-output*) das concessionárias, que medem efetivamente a relação entre o serviço prestado pela concessionária e os insumos que ela utiliza para tal fim. As variáveis *input* são os elementos controlados pelas concessionárias para determinar os resultados obtidos, como o quadro de pessoal, materiais e insumos, serviços contratados por terceiros, ativos imobilizados em serviço. As variáveis *output* são os resultados do gerenciamento dos *inputs* pela concessionária, como o número de consumidores, índice de satisfação, demanda energética. Entende-se que quanto mais perto  $X_o$  de zero, mais eficiente é a empresa. Por fim, a variável  $\bar{y}$  refere-se a proporção dos custos operacionais brutos sobre a parcela da receita gerenciável da concessionária no ano teste, isto é a receita gerenciável líquida (POSSAS, 1998).

## **CAPITULO 3 – A REESTRUTURAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA**

Este capítulo tem como objetivo mostrar o porquê e a forma como foi feita a reestruturação da indústria de energia elétrica (IEE) brasileira na década de 1990, mostrando não só a nova configuração da indústria, mas também a nova forma de regulação econômica adotada. Está dividido da seguinte forma: a seção 3.1 busca a causa das mudanças nesta indústria, a seção 3.2 mostra as mudanças feitas no Brasil, a seção 3.3 define o modelo regulatório criado para o Brasil.

### **3.1 Desenvolvimento e crise da IEE brasileira**

Pode-se considerar como ponto inicial na história do setor elétrico brasileiro a inauguração do primeiro serviço de iluminação pública no país, na cidade de Campos (RJ), no outono de 1883. Ao fim da década de 1920 o setor elétrico no país apresentará duas grandes empresas no setor elétrico brasileiro, a LIGHT e a AMFORP, ambas de capital estrangeiras, e diversas pequenas usinas geradoras para atender determinadas comunidades mais afastadas, o que dá ao setor um grau considerável de concentração econômica. A participação do Estado até a época é pequena, não mais do que garantir a segurança do investimento e a legalização das atividades das empresas do setor. A participação do Estado vai tomando forma efetiva com a posse do presidente Getúlio Vargas em 1930 e sua política de industrialização do país.

Nos governos de Juscelino Kubitschek (1955-1960) e Jânio Quadros (1961) ocorreu a organização do setor elétrico do país, através do Plano de Metas (1956) e da criação do Ministério de Minas e Energia em 1960, e da ELETROBRAS (Centrais Elétricas Brasileiras), em 1961, alavancando o processo de industrialização brasileira. O sistema elétrico brasileiro foi planejado a partir de uma severa estiagem entre os anos de 1951 e 1956, concebendo que este viesse a funcionar a plena carga mesmo na ausência continuada de chuvas, o que é possível com a manutenção de excedentes permanentes de água, em grandes reservatórios, instalando-se progressivamente um regime de transmissão similar aos vasos comunicantes, que permite o aproveitamento de sobras de energia de determinadas regiões em outras onde ela eventualmente se mostre escassa (CORREIA et al., 2006).

A coordenação de todo este sistema seria centralizado e caberia a ELETROBRAS,



que administrava a geração e a transmissão, cabendo a concessionárias públicas estaduais a distribuição. Na década de 1970, a participação estatal é intensificada no governo Ernesto Geisel, através do II Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND), e cerca de 95% do setor está nas mãos do Estado Brasileiro

Na mesma época que o controle estatal da indústria de energia elétrica no Brasil chega ao auge, meados dos anos 70, o mundo assistiu a uma grande discussão sobre a eficácia dos modelos econômicos vigentes nas economias contemporâneas devido a forte crise de financiamento do Estado empresarial, que na época de modo geral era o grande proprietário das indústrias de rede, tal como a indústria de energia elétrica. A crise se fez presente através do fenômeno da estagflação, causado principalmente pelos crescentes déficits públicos e pela alta do preço dos combustíveis devido ao choque do petróleo, que contaminaram todo o sistema econômico (GASTALDO, 2009). A dinâmica do capitalismo mundial, marcada cada vez mais pelo processo de globalização das economias nacionais e mercados, levantou também discussões nos meios acadêmicos e na mídia acerca dos papéis desejados do Estado Nacional e participação da Sociedade Civil na dinâmica da produção econômica.

Surge assim, a opção de privatizar as empresas que estavam nas mãos do Estado, como meio para equacionar o elevado endividamento público, assim também como eliminar a ingerência política na gestão das empresas, procurando aumentar a eficiência dos recursos aplicados. Os antigos monopólios naturais relacionados à indústria de energia elétrica sofreram mudanças a partir da crise do petróleo no fim da década de 1970. As causas primordiais das mudanças setoriais que se iniciaram na Europa decorriam de problemas de serviço insatisfatório, relacionado a forte interferência dos sindicatos nas empresas, além dos altos preços praticados, que de certa forma, decorriam tanto do preço do petróleo cru que abastecia as termelétricas como também do alto custo das folhas de pagamento em virtude da forte sindicalização dos empregados e das próprias empresas estatais.

O modo burocratizado como o setor público é organizado, além de influências político-ideológicas, fez com que estruturas altamente hierarquizadas e rígidas fossem introduzidas nesta indústria, afetando a adoção de novos modelos de gestão de recursos humanos, novas tecnologias e por fim, a adoção de incentivos competitivos (GASTALDO, 2009)

No Brasil, justamente quando a indústria de energia elétrica (IEE) chegava ao auge em termos de expansão e oferta, devido ao forte investimento do final da década de

1960 e da década de 1970, entra o Estado em forte crise financeira que atinge a IEE no início da década de 1980. Esta crise no setor elétrico evidenciou-se tendo pano de fundo alguns problemas de ordem institucional e econômico, já que as empresas públicas que controlavam o setor elétrico eram usadas para fins usualmente políticos durante um longo período, especialmente após 1975, onde através de tarifas abaixo do custo, ajudavam a sustentar um regime político a beira do colapso que tentava debelar a enorme inflação do país (BURATINI, 2004).

Enquanto a crise na Europa era muito mais de qualidade e preço no atendimento à população (VASCONCELOS, 2003), no Brasil a crise se evidenciava diretamente na quantidade, já que o fornecimento de energia elétrica aos consumidores via tendo seus recursos para a ampliação da capacidade de oferta diminuídos ao longo da década de 1980, conforme visto no Quadro 1:

Quadro 1 – Expansão do consumo e da capacidade instalada de energia elétrica no Brasil – 1980 a 2000

<b>Anos</b>	<b>Consumo</b>	<b>Capacidade Instalada</b>
1980	100,00	100,00
1981	102,65	112,94
1982	108,68	119,23
1983	116,25	120,62
1984	129,17	126,04
1985	142,16	134,38
1986	153,66	136,88
1987	158,17	146,61
1988	166,98	153,68
1989	174,55	162,01
1990	177,87	164,81
1991	185,77	168,19
1992	189,24	171,38
1993	196,77	174,73
1994	204,14	179,28
1995	215,83	183,51
1996	225,35	189,45
1997	239,28	195,96
1998	248,99	203,14
1999	252,86	211,89
2000	265,50	222,61

Fonte: Instituto Ilumina. Base 1980 = 100.

A alta repentina e drástica das taxas de juro entre 1978 e 1981 resultando no

colapso do financiamento internacional em 1982, acentuado pela crise da dívida externa do México, produziu no Brasil um intenso choque que resultou numa severa crise fiscal, estagnação econômica e inflação muito alta. Na tentativa de aliviar o efeito da crise sobre os consumidores, as tarifas do setor público foram freqüentemente utilizadas como uma ferramenta anti-inflacionária pelos legisladores que mantinham os índices de reajustes abaixo do índice de inflação.

As empresas de serviço público de energia elétrica iam reduzindo seus investimentos, à medida que caía a demanda e aumentava o custo dos empréstimos. No entanto, essa reação mostrou-se ineficiente, visto que havia a necessidade de investimento para a manutenção e a expansão mínima necessária, sendo que na metade da década de 1980 algumas empresas não conseguiam cobrir nem o seu custo operacional com a receita das tarifas. Portanto, a maior parte delas não teve outra escolha senão expandir as atividades de empréstimos e aumentar sua alavancagem (PINHEIRO e FUKASAKU, 2000).

A crise do setor público privou as empresas do modelo centralizado de obterem financiamento a baixo custo, mesmo apresentando uma eficiência macroeconômica. Dessa forma os custos de financiamento dispararam e os empréstimos tornaram-se a fonte de capital mais atraente e importante do mercado. E o impacto desse fenômeno sobre o nível de investimentos no setor elétrico de grande proporção. De um total de US\$ 14 bilhões/ano verificados no período de 1980/82, os investimentos caíram para US\$ 12 bilhões até o final da década. Nos anos 90 os investimentos continuaram em queda, atingindo níveis abaixo dos US\$ 5 bilhões em 1995/96 (PINHEIRO e FUKASAKU, 2000).

### 3.2 Reestruturação da IEE brasileira (1993 – 1998)

No governo do Presidente Itamar Franco (1992 – 1994) efetivamente inicia-se a reestruturação setorial da IEE, primeiro com a promulgação da Lei nº 8.631/93 que desqualiza as tarifas até então iguais para todos os concessionários, abrindo caminho para futuramente se adotar medidas de incentivo a eficiência no sistema tarifário além de determinar o fim da remuneração garantida, onde a ELETROBRAS cobria os déficits de concessionárias através de empréstimos ou da simples transferências de recursos das concessionárias superavitárias para as deficitárias através da também extinta Conta de Resultado a Compensar – CRC. O fim da remuneração garantida vai liberar as empresas mais eficientes de ter que compensar as ineficiências de empresas menos lucrativas, sem

contar que o setor passa a ter maior transparência tarifária.

No mesmo ano é publicado o Decreto nº. 915 de setembro de 1993, onde abriu-se oportunidade para as parcerias público privadas, permitindo a formação de consórcios para construção de usinas hidrelétricas. Com estas duas mudanças, quebra-se o paradigma dos últimos 50 anos que era o aumento da participação estatal no setor, sendo o primeiro incentivo real concedido pelo Estado brasileiro a iniciativa privada para participar do setor elétrico após esse tempo todo.

Já no mandato do Presidente Cardoso (1995-2002), buscando a eficiência econômica setorial, onde as metas foram estabelecidas como assegurar uma tarifa justa, melhora da qualidade do serviço e a garantia do fornecimento ajustado à demanda por energia elétrica, promulga-se a Lei nº. 8.987 de fevereiro de 1995, regulamentando o artigo nº. 175 da Constituição Federal, obrigando a licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição, definindo os critérios gerais a serem aplicados nas licitações e nos contratos de concessão, combinando-se com o Decreto nº. 1.717 de novembro de 1995, que estabeleceu as normas para prorrogação de concessões de serviços públicos de energia elétrica.

O Decreto nº. 1.503 de maio de 1995 inclui os ativos do sistema ELETROBRAS no Programa Nacional de Desestatização (PND), orientando a privatização dos segmentos de geração e distribuição, determinando o fim da verticalização, excetuando-se a parte de transmissão que ficaria administrada pelo SINTREL (Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica), órgão subordinado a ELETROBRÁS. Já a Lei nº. 9.704 de julho de 1995 cria a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica, liberando os consumidores acima de 3 MW/ano do monopólio comercial das distribuidoras, assegurando livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Em 1º de agosto de 1996 foi implantado o Projeto RE-SEB, com a finalidade de reestruturar o setor elétrico brasileiro de forma agregada, finalizado em agosto de 1998, sob a supervisão em conjunto do Ministério de Minas e Energia e do Ministério do Planejamento, com o apoio técnico da consultoria inglesa Coopers & Lybrand, contratada para realizar estudos e propostas, que utilizou as experiências do Reino Unido na desregulamentação da sua indústria de energia elétrica.

Basicamente o projeto de implementação de um novo modelo de organização para a IEE partiu de três linhas de ação (TAVARES, 2003):

- 1 – Desestatização do setor e organização do novo mercado, o que vinha de encontro com o interesse de promover a economia de mercado no país, incentivando a

eficiência econômica no Brasil, reduzindo o peso do Estado na economia, além de colaborar com recursos da privatização para diminuir o déficit fiscal brasileiro.

2 – Retomada das obras, buscando o Estado brasileiro formas de terminar obras e dar continuidade a projetos abandonados na década de 1980 principalmente, tentando viabilizar novos projetos com a colaboração da iniciativa privada, garantindo assim a oferta de energia elétrica. Em 1995 havia 23 hidrelétricas com obras paralisadas com valor despendido já na casa dos 10 bilhões de dólares na época, com uma potência estimada se estivessem prontas em 10.000MW, além de outras 33 concessões de usinas que tinham expirado o prazo de licença para a construção e não havia ainda nem iniciado as obras (PEGO; CAMPOS NETO, 2008, p. 19).

3 – Criação do Novo modelo regulatório, onde se institui a figura central de um órgão regulamentador da indústria de energia elétrica brasileira, com liberdade de ação para fiscalizar e punir com base em regras definidas e transparentes, todos os agentes do setor, dotado de autonomia administrativa, financeira, com o objetivo final de promover a eficiência econômica da indústria regulada.

O novo modelo do setor elétrico foi consagrado mediante a publicação, em 28 de maio de 1998, da Lei nº. 9.648. De uma estrutura anterior fortemente hierarquizada e horizontalizada temos uma nova estrutura vertical e com a participação de agentes privados, tanto empresas como consumidores e associações de classe. Novos agentes são criados como forma de dar suporte tanto a formação de um mercado de energia conforme proposto, assim como para exercer funções estratégicas que antes eram centralizadas na ELETROBRAS. Assim surgem o Mercado Atacadista de Energia, a Agência Nacional de Energia Elétrica e o Operador Nacional do Sistema.

### 3.2.1 Criação do mercado de energia na IEE brasileira

Com a desverticalização da indústria, abre-se a chance de introduzir a concorrência no segmento de geração, objetivando-se ganhos de produtividade então para os consumidores. Para poder operacionalizar a concorrência, através do decreto 2.655 de 1998 institui-se o Mercado Atacadista de Energia, conhecido como MAE, ambiente virtual (sem personalidade jurídica) auto-regulado, instituído através da assinatura de um contrato de adesão multilateral, o Acordo de Mercado, para ser o ambiente onde se processam a contabilização e a liquidação dos negócios de energia, centralizada no mercado de curto prazo, participando compulsoriamente os geradores com capacidade instalada acima de 50

MW e os grandes consumidores acima de 100GWh anual. A administração do MAE será realizada pela ASMAE – Administradora dos Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, que é controlada pelos concessionários e produtores da IEE.

Para organizar inicialmente o MAE foi implementado em 1998 contratos bilaterais chamados de contratos iniciais cuja duração será de oito anos nas regiões Sul, Sudeste e parte meridional da região Centro-Oeste, e quinze anos para as demais regiões. Após este período as partes compradoras e vendedoras estabelecem a forma de comercialização desejada no MAE. A chamada energia velha é o grande foco destes contratos iniciais. Os contratos iniciais objetivam evitar a súbita alteração dos preços de energia dos atuais níveis regulados para os níveis próximos aos custos médios que a competição tenderá a produzir.

Tais contratos bilaterais substituirão os antigos contratos de suprimento, tendo as seguintes características principais: (a) os preços dos contratos equivalerão aos dos atuais contratos de suprimento, deduzidos os encargos de transmissão; (b) Os volumes contratados para os subsistemas Sul, Sudeste e Centro-Oeste serão crescentes até o quarto ano, devido à entrada em operação de novas usinas velhas; (c) Em caso de racionamento ou hidrologia crítica, os geradores estarão protegidos dos elevados preços spot, por meio da redução dos volumes contratados.

O MAE é uma derivação de mercado *spot*, o chamado *tight pool*, conforme orientação da consultoria Coopers & Lybrand. Enquanto no mercado spot as negociações são em tempo real com a imediata entrega do produto e livres, no MAE os contratos se referem a preços acordados no dia anterior, e com a entrega programada para o prazo de cinco anos, levados em conta as restrições de transmissão disponibilizados pelo SIN e precisam do despacho da ONS. A razão para estabelecimento de um mercado ainda centralizado é a forte presença hidrelétrica no setor, que apresenta diversos custos marginais, função direta das restrições de transmissão regionais e das disponibilidades hídricas do momento, e os complexos vínculos existentes entre usinas de diferentes regiões, em contraposição aos países europeus, por exemplo, onde a energia termelétrica e nuclear é preponderante, além do espaço geográfico ser infinitamente menor.

### 3.2.2 Implantação das funções de apoio ao mercado

A Lei 9.648/1998 estabeleceu também o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que será o gestor da demanda e oferta de energia elétrica, programando, planejando e

efetivando o despacho de energia elétrica mediante os acordos firmados no MAE. O ONS será o gestor não proprietário do SIN – Sistema Interligado Nacional, que é o sistema de transmissão e geração interligado de energia elétrica que atende quase todo o Brasil, cobrando os encargos pelo uso da rede e repassando aos concessionários das linhas de transmissão as receitas dado os valores das tarifas pelo uso das redes definidos pelo regulador setorial, além de apontar junto a ANEEL e ao MME às necessidades de investimentos e manutenção destas linhas.

O ONS é uma entidade organizada sob a forma de associação civil, em que participam geradores, empresas de transmissão e distribuição, consumidores livres, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica. O ONS torna-se o coordenador da operação do setor elétrico ligado ao SIN, buscando assegurar o suprimento de energia aos consumidores finais. Também para assegurar a coordenação no uso da água afluente o governo irá criar o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), gerenciado pelo ONS, onde o objetivo é a otimização centralizada do uso da água afluente nos reservatórios, estimando com base na demanda e no fluxo existente as disponibilidades de energia garantida do sistema.

A ELETROBRAS ao perder o controle acionário das concessionárias regionais continua ainda com cerca de 50% de propriedade das linhas de transmissão do SIN e responsável por 38% da geração, passa a ter como missão a administração conjunta de Itaipu Binacional com o governo da República do Paraguai, de ser o braço empreendedor do Governo Federal e implementador de suas políticas setoriais, além de tesoureiro dos encargos setoriais da IEE, também agindo como agente financeiro da IEE. O financiamento do Setor terá a participação estatal nos setores controlados por este, mormente o sistema de transmissão, além das usinas e distribuidoras ainda em poder público. Definiu-se que a ELETROBRAS seria o captador de recursos e o financiador o BNDES, que usaria as linhas de captação próprias.

O planejamento setorial continua a cargo do Ministério de Minas e Energia, entretanto deixando de ser determinativo e assumindo um caráter apenas indicativo, em parceria com a ANEEL e com o ONS, criando para tanto, em 1999 através da Portaria Ministerial Nº. 150 de 10 de maio de 1999, o Comitê Coordenador da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, que tem suas funções absorvidas com a criação do CNPE, pelo decreto 3520 de 21 de junho de 2000 e ligado ao Ministério da Casa Civil, sendo um conselho interministerial, integrando todas as políticas do governo que tem impacto na demanda e oferta de energia elétrica.

### 3.3 Instituição do agente regulador independente

Durante seis décadas o Código de Águas de 10 de julho de 1934 se configurou como o instrumento legal da regulação econômica da IEE brasileira, regulamentado tarifas elétricas, proibir atos de alienação ou transferência de qualquer curso de água sem a prévia autorização do Estado, estipulando ainda o prazo de 30 a 50 anos para a concessão do uso de recursos hídricos, onde após este prazo, os aproveitamentos hidráulicos seriam revertidos ao Estado. O Código também assegurou ao Estado controle fiscal e contábil de todas as empresas do setor. Em 18 de maio de 1939, para que fossem cumpridas as disposições do código, é criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), futuro Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica –DNAEE (BURATINI, 2004).

Todavia, tal departamento, subjugado ao MME, apenas homologava as decisões do Ministério referente a concessões e normas técnicas de atendimento ao consumidor, além de apenas referendar as tarifas de energia elétrica propostas pela ELETROBRAS, que controlava praticamente toda a IEE brasileira após a década de 1970. Com a reestruturação da IEE, a entrada de agentes privados, e a instituição do mercado atacadista, tal forma de “regulação” se mostrou inapropriada (TAVARES, 2003).

Assim, com a Lei 9.427/1996 cria-se a Agência Nacional de Energia Elétrica, para funcionar na figura jurídica de autarquia especial, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica, de acordo com a legislação vigente e disposição do Estado brasileiro, tendo como missão proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade (ANEEL 2007). Os processos básicos de sua atuação estão contidos no Decreto 2.335 de 1997 que regulamentou a lei de criação da agência, considerando-se ainda a formatação setorial da IEE pela Lei 9648 de 1998 e a Lei 10.848 de 2004, que dispõe sobre as bases do novo modelo setorial da IEE brasileira.

O funcionamento da ANEEL é moldado por um contrato de gestão o qual a vincula ao Ministério de Minas e Energia, entretanto sem relação direta de subordinação hierárquica, sujeitando-se ao controle do Poder Legislativo e Judiciário, o que dá um caráter de política de Estado às atividades da agência, o que conjuntamente com a responsabilidade de garantir os direitos e cobrar os deveres dos consumidores e empresas participantes do setor, formam o novo ambiente institucional de regulação brasileira.

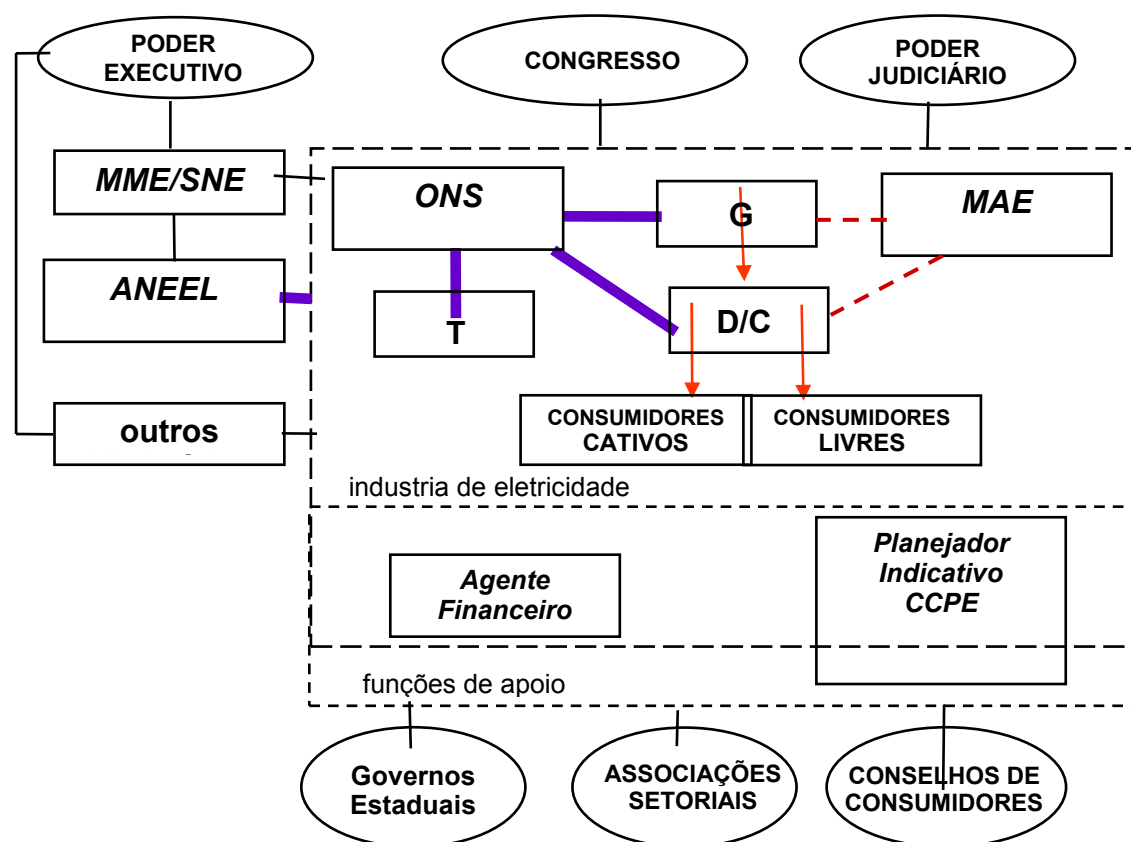
O modelo organizacional é horizontalizado com apenas dois níveis hierárquicos.



O primeiro é a Diretoria Executiva, órgão colegiado composto por cinco diretores indicados pelo Presidente da República e aprovados pelo Congresso Nacional, para mandatos por tempo determinado de quatro anos e não coincidentes, onde não há pasta definida, sendo um escolhido para Diretor Ouvidor, e um escolhido para a função de Diretor Geral, responsável por coordenar as atividades do colegiado, onde qualquer projeto precisa da aprovação de três diretores a favor. Para mudanças regimentais o quorum mínimo e a aprovação são de quatro diretores.

O segundo nível hierárquico na agência é composto por vinte Superintendências com poder equivalente e autonomia, que atuam dentro de sete campos de ação: Regulação Econômica do Mercado e Estímulo a Competição; Relações com o Mercado e Ouvidoria; Gestão de Potenciais Hidráulicos; Outorga de Concessões e Autorizações; Fiscalização da Geração, Qualidade do Serviço e Econômico-Financeira; Regulação Técnica e Padrões de Serviço; Planejamento e Gestão Administrativa.

Figura 1: Modelo reestruturado da IEE brasileira em 2000

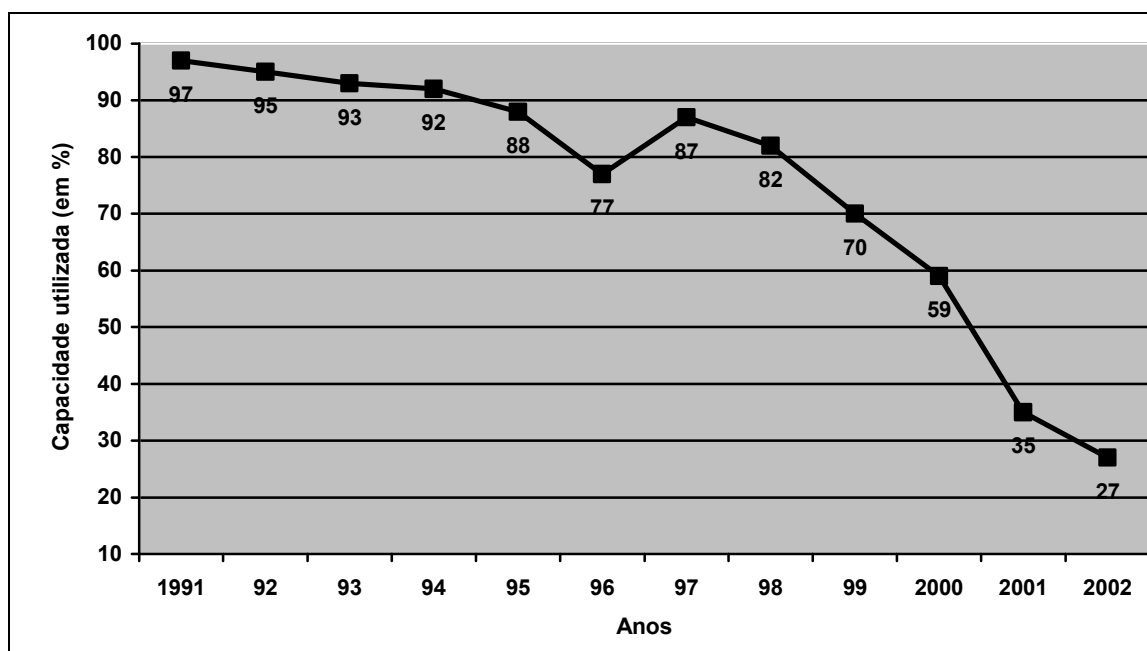


Fonte: Silveira & Freire, 2004.

### 3.4 Racionamento de 2001 e revitalização do modelo (2002 – 2004)

No começo de maio 2001, o país foi surpreendido por um anúncio dramático feito pelo Governo Federal: os reservatórios das represas de energia elétrica tinham terminado o período de chuvas em um nível excepcionalmente baixo nas regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste. Por consequência, medidas de contenção do consumo de energia deveriam ser adotadas, para tentar evitar que se caminhasse para o racionamento, e daí aos desligamentos do fornecimento. Em junho de 2001, foi decretado o racionamento de energia elétrica, nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte, que perdurou até fevereiro de 2002.

Gráfico 1 – Capacidade média dos reservatórios na região Sudeste. Médias anuais obtidas no mês de julho



Fonte: ONS.

O anúncio e a posterior divulgação de medidas de economia e/ou racionamento de energia geraram um debate generalizado na sociedade sobre as causas do problema. O Governo Federal defendia primordialmente que foi a escassez de chuvas a causa fundamental pela crise de abastecimento, e dados apoiavam isto, conforme vimos no gráfico anterior, embora indiretamente reconhecesse também que as dificuldades e atropelos na implementação do novo modelo resultassem em limitações do mesmo, principalmente na forma da condução do planejamento e seus resultados práticos, tanto que

a partir da crise criou um grupo para buscar resolver questões em aberto na reforma e que irá lançar as bases para um novo modelo a ser consolidado após a mudança do poder político em 2002 com a eleição do Presidente Lula da Silva (SILVEIRA; FREIRE, 2004).

Através da Medida Provisória no 2.148-1, de 24 de maio de 2001, criou-se a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial, decorrentes da situação hidrológica crítica, para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica. Dentre os programas implantados pela GCE para restabelecer o equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica no país, encontra-se o programa de energia emergencial, que visava o aumento da oferta em curto prazo, implementado pela CBEE (Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial), criada em 29 de agosto de 2001, através da Medida Provisória no 2.209/01 e pelo Decreto nº. 3.900/01.

O programa assenta-se em duas bases especificadas na Lei nº. 10.438/02: pagamento a produtores independentes de energia e rateio dos custos entre os consumidores. A CBEE realizou a contratação das usinas térmicas emergenciais, acompanhou a implantação e atualmente administra os contratos com os produtores independentes. Efetivamente, foram implantados pelo programa 1.850 MW (CANAL ENERGIA).

#### 3.4.1 Revisão da reforma: o novo modelo setorial de 2004

Em 22 de junho de 2001, a GCE, através da Resolução nº. 18, criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico (CRMS), com a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfunções correntes e propor aperfeiçoamentos para o modelo do setor elétrico concebido pelo projeto RE-SEB. As mudanças feitas pelo CRSM para a correção dos rumos da IEE acabaram por culminar, dadas circunstâncias sociais e políticas, em um novo modelo a partir de 2004. As Leis nº. 10.403, de abril de 2002, e 10.604, de dezembro de 2002, o Decreto nº. 4.562, de 31 de dezembro de 2002, regulados por várias resoluções da ANEEL, passaram a restringir a venda e aquisição de energia, limitando fortemente a livre negociação e, conseqüentemente, a atuação das comercializadoras.

Com a posse do Presidente Lula, e com o afastamento de um novo racionamento iminente, os esforços se voltam para criar um ambiente mais seguro na IEE. Em 10 de dezembro de 2003 emite-se a Medida Provisória nº. 145 (depois transformada na Lei

10.847 de 10 de março de 2004) que cria a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgão responsável pelo planejamento setorial da IEE, responsável por estudos de planejamento da oferta e demanda para períodos de cinco e de vinte anos, além de estudos de eficiência energética e de apoio ao empreendedor da área. A EPE é a responsável pelo projeto básico das usinas e pela Licença Prévia Ambiental para aproveitamentos hidrelétricos, pois se busca licitar apenas as obras que já possuam a Licença Prévia Ambiental, de modo que haja diminuição de risco para os investidores, trabalhando em parceria com Ministério do Meio Ambiente/IBAMA e a Agência Nacional de Águas e Saneamento (ANA).

Através da Lei 10.848 de 15 de março de 2004 e do decreto 5.163 de 30 de julho de 2004, institui-se na prática um novo modelo setorial. Como pontos principais desta revisão setorial, destacam-se os principais: Concessão pela menor receita ou menor tarifa; planejamento determinativo feito pelo EPE, apontado cenários de oferta e demanda em diferentes períodos e encaminhando ao MME e a ANEEL recomendações; dois tipos de energia (a “velha” de empreendimentos já existentes e a “nova”, de futuro provimento); Ambientes de contratação regulada e livre; Remuneração garantida para a geradora e Criação de novos órgãos e revisão dos papéis de antigos agentes institucionais.

O modelo anterior indicava dois tipos de consumidores: os livres e os cativos, mediante sua capacidade de consumo, sendo assim um sistema regido via demanda. O modelo revisado do setor passa a considerar dois ambientes, um de contratação regulada e um de contratação livre que serão regidos via oferta. No Ambiente de Comercialização Regulada (ACR), a partir da previsão de consumo feita pelas distribuidoras e pela EPE, as distribuidoras deverão firmar contratos bilaterais de compra de energia de longo prazo (15 a 35 anos) com as geradoras integrantes do “*pool*” de oferta (SILVEIRA; FREIRE, 2004).

Esta energia contratada se destina exclusivamente para os consumidores cativos. Objetiva-se que estes contratos serão os responsáveis pela viabilização do retorno dos investimentos para as novas usinas hidrelétricas, sendo uma forma assertiva de remuneração garantida para os geradores e de embasamento para o planejamento de novas licitações para o parque gerador, pois tais contratos servirão de garantias de compra de energia (SILVEIRA; FREIRE, 2004).

Destinado aos consumidores que tenham consumo anual a partir de 3.000kW, ou ligados em nível de tensão igual ou superior a 69KW criou-se o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Participam também os consumidores que não satisfazem os requisitos acima, mas possuem demanda contratada superior a 500kW, que podem contratar energia proveniente de fontes renováveis, são os chamados consumidores livres especiais. No ACL

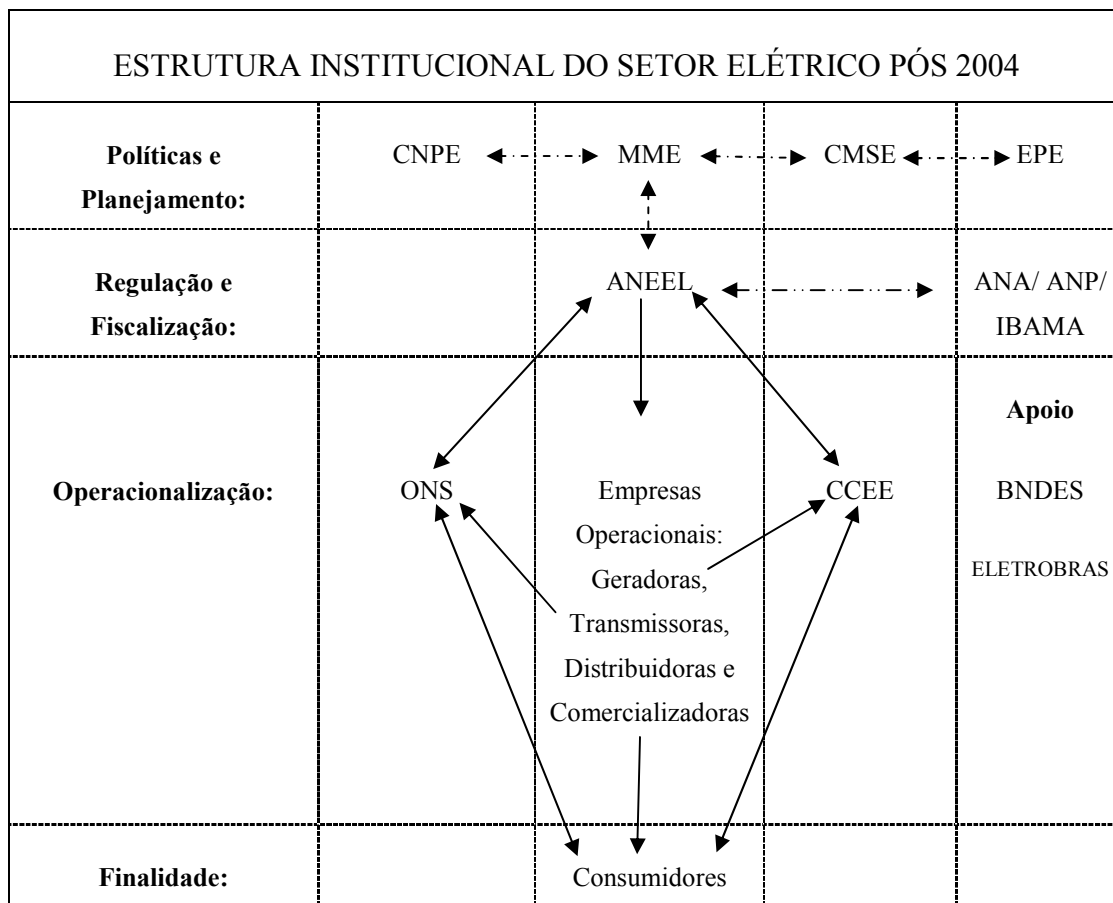
pode-se comprar energia dos Produtores Independentes (PIE), dos Auto Produtores (AP), ou dos Comercializadores de Energia (CE). Os consumidores livres, que desejarem retornar ao mercado cativo deverão comunicar essa decisão com cinco anos de antecedência, para que não haja desequilíbrio na projeção de mercado futuro. Para a administração desses contratos foi criado um outro novo agente, a CCEE (Câmara de Comercialização de energia Elétrica), que terá a forma jurídica própria, em substituição ao MAE (Mercado Atacadista de Energia), que era na verdade um ambiente virtual.

De um modelo baseado no custo marginal temos um quase retorno ao modo de custo de serviço, já que com as mudanças, a escolha do vencedor das licitações de geração mudou, ganhará a usina que aceitar operar com a menor receita possível, o que mostra uma tentativa de estímulo à eficiência. Por outro lado a geradora terá a receita garantida pela distribuidora, através de contratos de longo prazo. O objetivo é garantir um retorno pré-determinado para o investidor de geração, sendo uma forma ainda de garantir a expansão da produção. Dentro da perspectiva de planejamento determinativo setorial, onde é fundamental o maior nível de acerto das previsões, caso ocorra erro de planejamento futuro, quem irá arcar com os possíveis prejuízos serão as distribuidoras. Caso ocorram problemas que fujam de um planejamento prévio quem pagará o prejuízo será o consumidor.

Também pela Lei 10.848/2004 e regulamentado via decreto 5.175 de 09 de agosto de 2004 criou-se Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, que monitora as condições de atendimento da entrega física da energia, avaliando a segurança de suprimento de energia elétrica, procurando evitar eventuais desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda que podem ser causados por fatores diversos e apontando aos órgãos competentes que atitudes devem ser tomadas. O CSME tem mais a forma de um grupo permanente de trabalho, coordenado pelo MME, tendo a participação permanente do CCEE, EPE, ANEEL e ONS.

Com o novo modelo setorial da IEE, a função de Poder Concedente, que tinha sido delegada a ANEEL volta para o MME, ficando a agência reguladora apenas com a função de regular e fiscalizar o setor, diminuindo assim a sobrecarga da mesma, e delimitando melhor sua área de função. Os leilões de novos empreendimentos ainda são operacionalizados pela agência, como forma de manter a transparência da IEE, mantendo o critério técnico em detrimento da influência política (SILVEIRA; FREIRE, 2004). Na figura 2, temos o novo modelo setorial consolidado em 2004.

Figura 2: Esquema do novo modelo setorial implantado em 2004



Fonte: Elaboração própria.

## **CAPITULO 4 - PERFORMANCE DA REGULAÇÃO ECONÔMICA DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA**

### 4.1 Considerações iniciais

A introdução do regulador setorial é uma medida para a conciliação entre a dicotomia privado e público que se abre com a desestatização das indústrias de rede, como a de energia elétrica, no bojo da reforma do papel do Estado na economia moderna. Na IEE do Brasil, a idéia predominante durante 60 anos foi que o governo consolidaria os interesses da sociedade, harmonizando as necessidades dos consumidores com os da cadeia produtiva, resultando na estatização quase que completa da indústria. Toda a eficiência setorial ficou a cargo da capacidade gerencial estatal, que conforme visto no capítulo anterior, entrou em colapso no final da década de 1980. O esgotamento desta visão se dá conjuntamente com as medidas de estabilização da economia brasileira, e viu-se a necessidade de atrair o investimento privado também, pois o governo só poderia despender nesta indústria o montante arrecado via preço.

Desde 1997 a ANEEL, autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, é o agente que tem o papel institucional de efetivar a regulação econômica propriamente dita da indústria de energia elétrica. Segundo o Diretor Ouvidor desta, Paulo Pedrosa, o objeto principal da reforma do setor elétrico é atender ao consumidor, tendo como premissas “assegurar a expansão da oferta, a qualidade do fornecimento e a modicidade de preços, com base na competição e estímulo à eficiência econômica dos agentes” (ANEEL 2002).

Com base nestas premissas é que o presente capítulo se justifica. À luz dos principais indicadores disponíveis da IEE brasileira, será analisado este tripé formado por tarifas, qualidade técnica e expansão da oferta, buscando assim uma visão global da performance do regulador setorial, e se este conseguiu cumprir seu papel, dentro de suas competências e possibilidades. Assim, a seção 4.1 trata das considerações gerais do capítulo, a seção 4.2 da modicidade tarifária na IEE brasileira, a seção 4.3 analisa a eficiência dos índices de qualidade e a 4.4 da garantia de suprimento da IEE brasileira. Por fim na seção 4.5 temos a conclusão do capítulo.

#### 4.2 Modicidade tarifária na IEE

Ao controlar tarifas, dado o tamanho do mercado, a ANEEL se preocupa tanto com a determinação do volume da receita das firmas como com a ação de incentivar o controle de custos. Esse controle dos custos, entretanto, não pode ser de tal maneira que afete a segurança operacional do sistema. Logo, o sistema tarifário e sua regulação passam a ser a peça chave para o sucesso do regulador. Aliado a um ambiente institucional consolidado, que crie expectativas relativamente previsíveis e otimistas, pressupõe-se o sucesso da indústria regulada, com a garantia a preços competitivos (justos) e energia assegurada em longo prazo.

Garantir a remuneração que incentive práticas eficientes por parte dos agentes da indústria de energia elétrica, garantindo equilíbrio financeiro e o cumprimento das taxas de retorno previstas em contrato, além de não onerar o consumidor final é a grande meta da política tarifária da ANEEL. Para tanto esta política utiliza de mecanismos regulatórios que propiciam incentivos ao controle dos custos por parte das concessionárias que fazem parte da indústria regulada – isto é, os setores de transmissão e distribuição - através da utilização do *price-cap* como mecanismo tarifário. Dividiu-se a tarifa de energia ao consumidor cativo duas partes, uma que reflete custos não gerenciáveis, que independem dos concessionários, e uma parte que captam ganhos de eficiência. E para o mercado livre de energia estabeleceram-se contratos de compra e venda dentro de regras que garantam tanto o cumprimento dos mesmos como menores preços.

No quadro 1 a seguir, pode-se observar a evolução dos preços finais ao consumidor da energia elétrica, sem o imposto do ICMS cobrado sobre o valor final da conta. Tais valores foram pesquisados diretamente na ANEEL, que publica as tarifas médias anuais sem o ICMS uma vez que tal alíquota varia em cada unidade da federação, de 7% até o patamar de 30% .



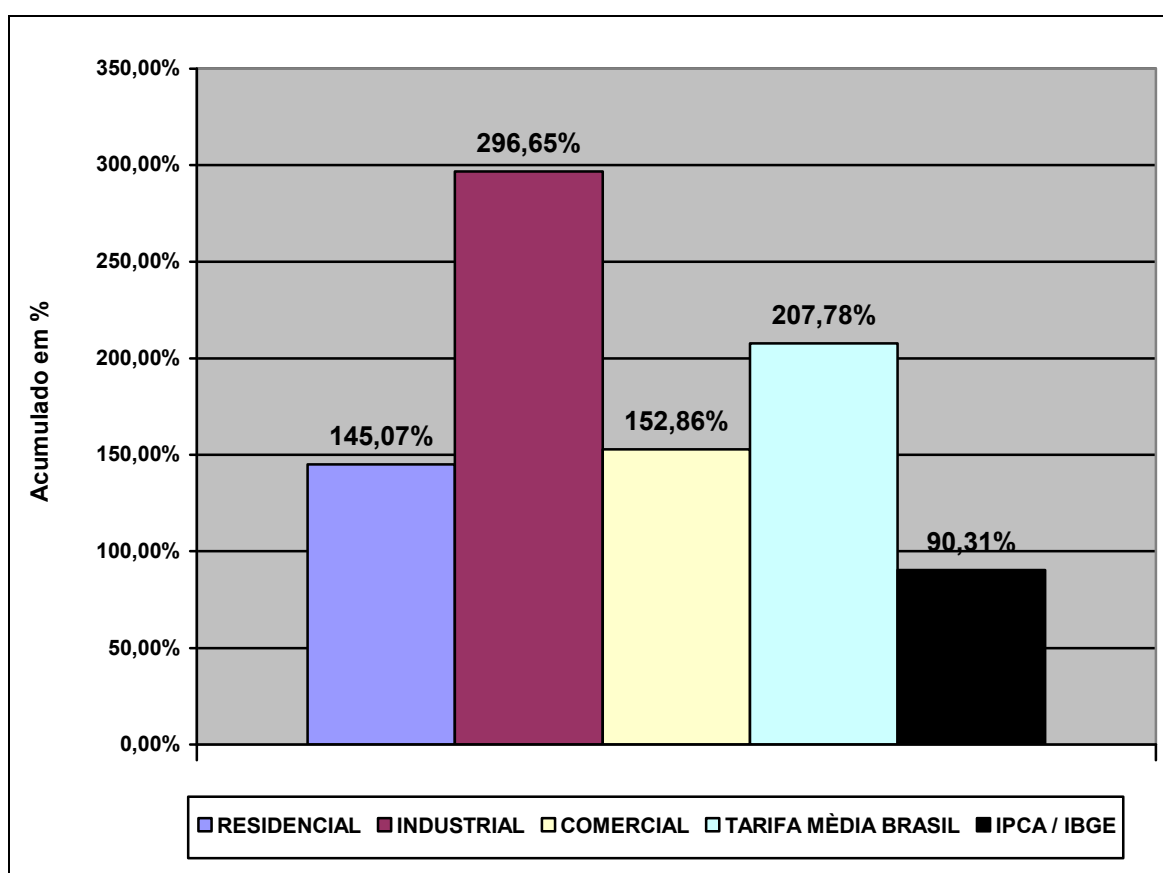
QUADRO 2: EVOLUÇÃO ANUAL DAS TARIFAS MÉDIAS POR CLASSE DE CONSUMO (Em Reais)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Varição Acumulada Nominal, em % .	Varição Acumulada Real , em % (IPCA 97-07 = 90,31%).
RESIDENCIAL	119,80	126,18	138,93	158,87	179,78	209,74	239,30	270,49	291,15	294,91	293,59	<b>145,07</b>	<b>54,1</b>
INDUSTRIAL	54,61	56,54	63,11	71,03	82,18	95,77	111,86	137,11	184,97	207,68	216,61	<b>296,65</b>	<b>206,3</b>
COMERCIAL	107,99	111,60	121,70	136,76	156,17	185,60	210,30	238,50	262,73	274,24	273,06	<b>152,86</b>	<b>62,2</b>
<b>TARIFA MÉDIA BRASIL</b>	<b>82,17</b>	<b>86,59</b>	<b>95,95</b>	<b>108,53</b>	<b>122,88</b>	<b>143,05</b>	<b>167,15</b>	<b>197,35</b>	<b>236,68</b>	<b>250,83</b>	<b>252,91</b>	<b>207,78</b>	<b>117,47</b>

Fonte: ANEEL, FGV, IBGE. Os valores das tarifas estão expressos em moeda corrente nominal.

No quadro anterior, tem-se a evolução das tarifas médias nas três principais classes de consumo, que correspondem a aproximadamente 87% do total de energia consumida no país. Nota-se que a classe residencial teve um aumento real de 54% na tarifa de energia elétrica, e a classe comercial um acréscimo de 62% na conta de luz. Entretanto o setor industrial amargou um forte aumento de 140%, o que mostra o fim gradual de um subsídio cruzado velado em favor da classe industrial, favorecendo o realinhamento das tarifas.

Gráfico 2: Variação acumulada das tarifas nominais de energia elétrica por grupo, da tarifa média e do IPCA no período 1997 – 2007

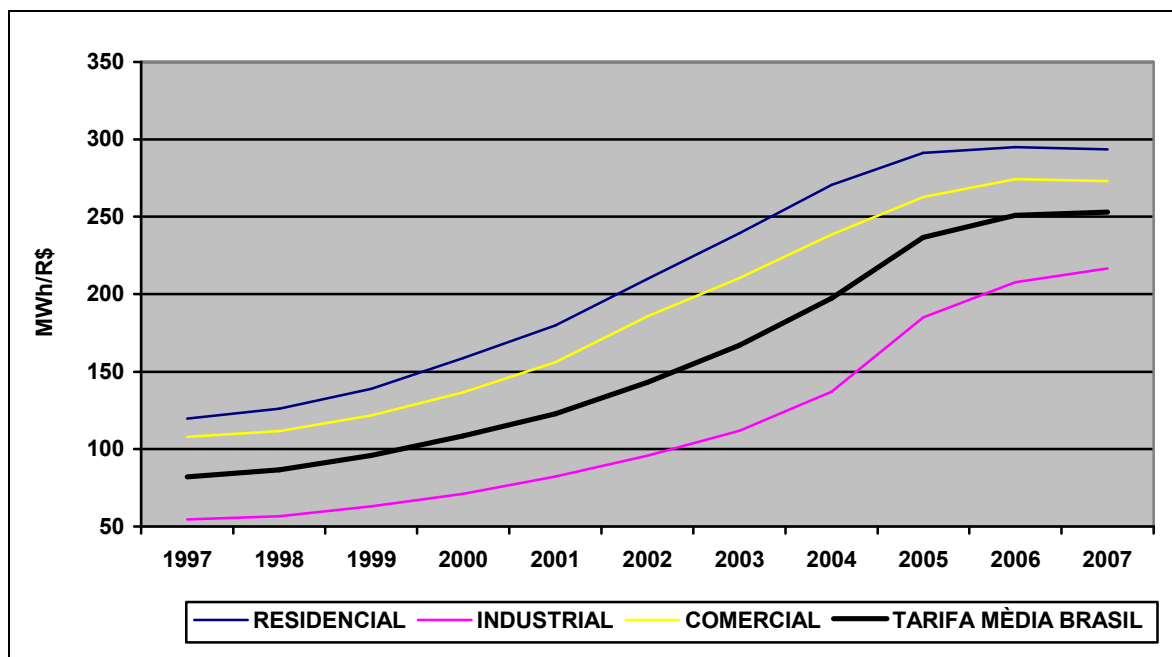


Fonte: ANEEL, IBGE.

Entre 1997 até 2002, o aumento tarifário era aplicado praticamente igual em termos percentuais entre as três classes de consumo, ligeiramente mais alto para a classe residencial e comercial. A partir de 2003, entretanto, os aumentos para a classe industrial superaram as demais, e entre 2004 e 2006 esta teve forte elevação, enquanto as outras duas foram estabilizando os preços e inclusive alcançaram uma pequena redução já em 2007. Em 1997, por exemplo, a tarifa industrial correspondia a 45% da tarifa residencial,

proporção que permaneceu estável até 2003. Em 2004 a proporção aumentou para 50% e em 2007, estava em 73%. Mesmo assim ainda, a tarifa industrial era menor que a residencial. O gráfico seguinte mostra esta tendência a partir de 2004.

Gráfico 3: Evolução da tarifa média de energia elétrica e por classe consumidora



Fonte: ANEEL.

No período 1997 a 2007 o reajuste líquido da tarifa média de energia cobrada no Brasil teve um aumento de 117,47%, o que caracterizaria a princípio que o pressuposto de modicidade tarifária foi extrapolado e que a ANEEL falhou em sua missão de tarifas módicas. Entretanto a participação do regulador neste desvio deve ser levada em conta analisando todo o contexto que levou a estes reajustes. Podemos apontar três causas fundamentais que impactaram os reajustes tarifários superiores a inflação oficial no período, sendo pontualmente: a) elevação dos encargos e tributos; (b) a condução da política tarifária dentro de um ambiente institucional marcado por incertezas, devido à situação de inconclusão da reforma setorial iniciada na década de 1990; e por fim (c) um histórico de prejuízos na indústria de energia elétrica brasileira (LAGO, 2006).

a) ENCARGOS E TARIFAS: Entre 1997 e 2007 um dos aspectos que mais contribuiu para encarecer a tarifa de energia elétrica foi o aumento dos encargos e tributos na indústria de energia elétrica. Segundo dados da ABRADÉE, a elevação no período chegou a cerca de 20% sem contar o ICMS, que varia entre os estados. Em 1998 a somatória da tributação e encargos setoriais representava 30,3%, em 2007 chegou a 37,7%,

descontando o ICMS. Este aumento na casa dos sete pontos percentuais fez com que a somatória dos encargos e tributos representassem em 2007 a maior parcela de uma fatura, comparados com a remuneração da distribuição, da transmissão e da geração individualmente.

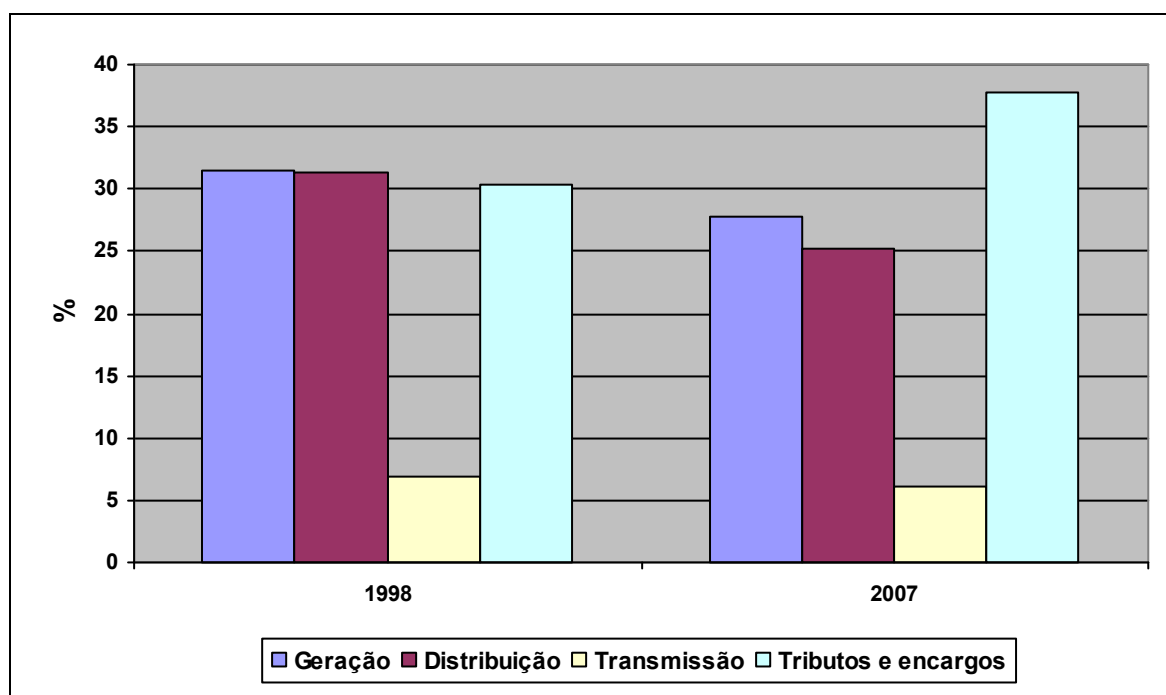
Quadro 3: Composição da tarifa de energia elétrica nos anos: 1998, 2004 e 2007

Descrição	1998	2004	2007
Geração	31,2	29	27,8
Distribuição	31,0	26,8	25,2
Transmissão	6,9	6,5	6,1
Tributos	23,2	26,7	32,5
Encargos	7,0	11,0	8,4

Fonte: ABRADDEE.

Como visto no quadro 3, enquanto a remuneração para as geradoras, para o sistema de transmissão e distribuição teve uma redução no preço final ao consumidor, os tributos e encargos somados tiveram um aumento significativo, após 2004, com a consolidação do modelo integrado da IEEB. No gráfico 4, percebe-se que de um certo equilíbrio entre geração, distribuição e impostos existente em 1998, após uma década ocorre uma “explosão” tributária no setor.

Gráfico 4: Composição média da tarifa de energia elétrica (descontado o ICMS)

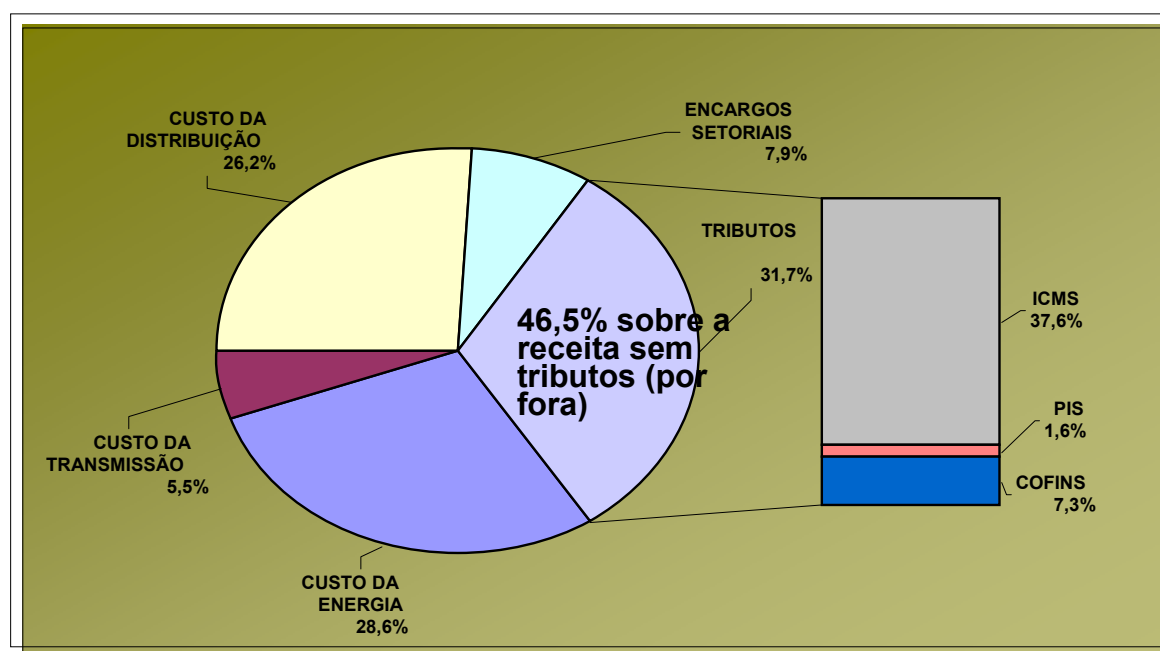


Fonte: ABRADDEE.

Os valores que constam no quadro 02 disponibilizados pela ANEEL não levam em conta o ICMS cobrado nos serviços de distribuição de eletricidade, dada as características locais que variam de estado para estado na cobrança do mesmo, em termos de percentual cobrado e desconto para classes economicamente desfavorecidas. Pelo estudo da ABRADDEE, se levarmos em conta o ICMS calculado em cada estado da federação, que varia entre 7% e 30% em cada estado brasileiro, gerando uma média nacional hoje de 21,9%, podemos chegar a incrível tributação de 51,58% na indústria de energia elétrica brasileira, dependendo do estado brasileiro, algo com pouca comparação no mundo, fazendo com que a maior parte do custo final da energia elétrica seja com encargos e tributos.

Segundo estudo da OCDE, dentre as 29 maiores economias mundiais, o Brasil tem a quarta tarifa de energia média mais cara. Para efeitos de comparação, no Reino Unido, onde a base de geração é termoelétrica e de alto consumo per capita, apenas 6% do valor final da tarifa corresponde a tributos. Em Portugal, importador líquido de energia elétrica, 4% se referem a encargos e 1% a tributos (GUIMARÃES, 2008). Na Argentina, a tributação chega a 11% do valor final, e na Noruega, maior produtor de energia hidráulica mundial (o segundo é o Brasil) e forte exportadora para outros países europeus a taxa tributária chega a 19% (SOUZA, 2007).

Gráfico 5: Demonstrativo da fatura média de luz residencial em 2006. Concessionária LIGHT



Fonte: LIGHT.

No gráfico 5, tem-se o exemplo da empresa concessionária de distribuição do estado do Rio de Janeiro, a LIGHT, que é tarifada em média 46,5% de sua receita anual, sendo que o consumidor é onerado mensalmente em 31,7% por tributos e 7,9% em encargos setoriais, o que dá uma média de quase 40% de impostos totais na conta de luz. A perversidade do sistema tributário na IEEB também é sentida nos investimentos feitos no setor, como por exemplo, a construção de novas usinas hidrelétricas. Segundo cálculos feitos, o preço da energia nova, a energia que será gerada em futura data produzida por novas plantas, mas já comercializada de acordo com as regras do mercado de energia brasileiro, tem no seu preço final de leilão, cerca de 60% de custos com investimento, sendo que destes custos, antes mesmo de entrar em operação ou estar concluído, 40% se referem a custos tributários. O preço médio da geração comercializado no leilão do pool de distribuidoras no ACR em 2007 foi de R\$ 127,7 por MWh para a energia nova, onde o valor do imposto sobre o investimento corresponderia a 23% e o valor previsto dos impostos sobre a receita da geradora chegaria a 20% do total (SOUZA, 2007).

Entre 2002 e 2004, com as novas regras setoriais que consolidaram o modelo vigente hoje, com a adição de novos encargos setoriais, o montante arrecadado aumentou, em apenas dois anos, 88%, pulando de 5,91 bilhões de reais em 2002 para 11,13 bilhões de reais em 2004 (SOUZA, 2007). Apesar de tal elevação ser em função de encargos que teoricamente deveriam dar mais segurança ao sistema, a pergunta que se faz é qual a real necessidade de tal elevação, se o sistema durante anos funcionou sem os mesmos, e ao redor do mundo a tendência é de redução de impostos como forma de se tornar mais transparente e sem distorções os mecanismos de preço.

A verdade é que existem distorções no uso de tais fundos, que poderiam ser equalizadas, como por exemplo, a RGR, criada para ser o fundo de indenizações para encampações de áreas a serem desapropriadas para construção de hidrelétricas, ter parte dos seus recursos usados para o programa do governo federal “Luz para Todos”, com o objetivo de iluminar áreas rurais e de ocupação irregular. O fundo tinha um saldo positivo de 8,5 bilhões de reais em 2006, o que se dividido por toda energia consumida daria o valor de 3,84 MWh (SOUZA, 2007). A CCC, destinada a criar um fundo para compensar a compra de combustível para as regiões não ligadas ao sistema interligado elétrico nacional, como algumas partes da região norte do país, teve um aumento de arrecadação de 584% entre 2000 e 2006, arrecadando neste ano 4,5 bilhões de reais, o que representou cerca de 16 reais por MWh neste mesmo ano. Para se ter uma idéia do excesso de arrecadação, a construção da linha de transmissão Tucuruí – Manaus custará 3,5 bilhões de reais em três

anos de construção, segundo dados da EPE (2008).

b) LIMITAÇÕES INSTITUCIONAIS: Existe o reconhecimento de que o marco institucional brasileiro está incompleto, fruto da forma como foi feita a primeira reforma no ano de 1995, devido a falta de sintonia entre os poderes legislativo e executivo, bem como da complexidade da reforma posterior, onde criaram-se novas necessidades de regulamentação sendo que o modelo anterior ainda não estava totalmente formado (SAUER, 2002). A instabilidade e limitações do marco institucional também são apontadas como fator de dificuldade para se chegar a uma política tarifária eficaz, pois com mudanças sucessivas não se consegue criar um ambiente consistente e com legislação de credibilidade. No período de uma década e meia, conviveu-se com três marcos regulatórios diferentes: um estatal, um com tentativas de livre mercado e planejamento indicativo, e o atual misto e com planejamento determinativo.

A fraqueza do ambiente institucional brasileiro pode ser comprovada pela condução da política tarifária. Apesar de aprovada em lei em 1993, a desqualificação tarifária só foi colocada em prática em 2003 quando a ANEEL iniciou o primeiro ciclo de revisões tarifárias, levando em consideração como base uma empresa de referência padrão, baseada em critérios adotados pelas melhores empresas do ramo nos países com mais tempo de regulação setorial. Nesse sentido, pode-se finalmente determinar o realinhamento tarifário com vistas a premiar a eficiência econômica obtida pelas empresas (PIRES, PICCININI, 1999).

Durante dez anos, a premiação da ineficiência de empresas colaborou para promover a elevação tarifária. Deve-se ressaltar, entretanto, que a culpa não é do regulador neste caso, já que criada em 1997, a ANEEL apenas respeitou os prazos determinados nos contratos de concessão entre as empresas e o Ministério de Minas e Energia. Após o segundo ciclo de revisão periódica, com os aprimoramentos da ANEEL, é que os consumidores acabaram sentindo os efeitos da eficiência econômica, tanto que após 2005 algumas classes já percebem tanto uma forte desaceleração do aumento como uma queda de preço.

O índice usado para a correção anual dos preços também foi um das causas óbvias para o não alcance da modicidade tarifária na IEEB no período como um todo. O índice IGPM, calculado desde 1980 pela Fundação Getúlio Vargas, foi o índice escolhido pelo Ministério de Minas e Energia em 1995 para remunerar as tarifas de energia elétrica, oportunidade em que os contratos de concessão feitos com as distribuidoras recém

privatizadas foram reavaliados.

Entre 1997 e 2007 enquanto o IGPM deu uma média em torno de 10% ao ano, o IPCA bateu na casa dos aproximados 7% no mesmo período, o que mostra que parte da elevação do preço final ao consumidor vem desta diferença. Enquanto a economia real e o governo utilizam o IPCA, os contratos de concessão estipularam um índice que é fortemente sensível à oscilação do dólar, na tentativa de atração de investimentos estrangeiros (DIEESE, 2007). Entretanto a ANEEL não teve nenhuma participação na escolha do índice usado para as correções tarifárias, que mostra a inconsistência do marco institucional. Deveria ser o regulador o árbitro na escolha do índice, de forma transparente detalhando o porquê da escolha, como forma de dar legitimidade à política tarifária.

A questão dos subsídios também é fortemente onerosa ao consumidor médio. Os descontos para os consumidores de baixa renda, criados na década de 1980, como forma de política social, e atualmente definidos pela Lei 10.438/2002, determinou que consumidores que gastem até 80KWh sejam cadastradas automaticamente como de baixa renda, sem a necessidade de passarem por qualquer outro tipo de análise objetiva (lei regulamentada no setor elétrico pela Resolução Normativa ANEEL 246 de 02 de maio de 2005).

A lei supracitada ainda criou condições para que consumidores acima deste patamar possam também usufruir de descontos na conta de luz. A ANEEL, com as prerrogativas da lei, como forma de criteriar estes consumidores, baixou a Resolução Normativa 485 de 29 de agosto de 2002, onde o requerente ao desconto não deve ultrapassar o consumo de 220 KWh nos últimos doze meses e o responsável pela residência deve estar inscrito no Cadastro Único para o Programa Social do Governo Federal, nos trâmites do Decreto 3877, de 24 de julho de 2001, ou ser assistido pelo programa Bolsa Família do Governo Federal (LAGO, 2006).

O desconto automático para o consumidor baseia-se na idéia de que quanto maior a renda, maior o consumo de energia. O Tribunal de Contas da União em 2004 (LAGO, 2006), no intuito de debater a questão do custo do subsídio, publicou uma pesquisa baseada em dois mil domicílios nas principais capitais brasileiras, que indicou que a correlação entre renda e consumo era relativamente baixa, da ordem de 0,15 em um índice estatístico que vai de 0, que indica nenhuma correlação e o 1, que indica total correlação. Ainda no relatório, indica-se alternativas também relativamente simples que poderiam ser usadas para melhor definir o critério baixa renda, como o número de dependências e o tamanho da residência.

Ainda de acordo com o estudo do TCU, a ANEEL informou que em 2005 cerca



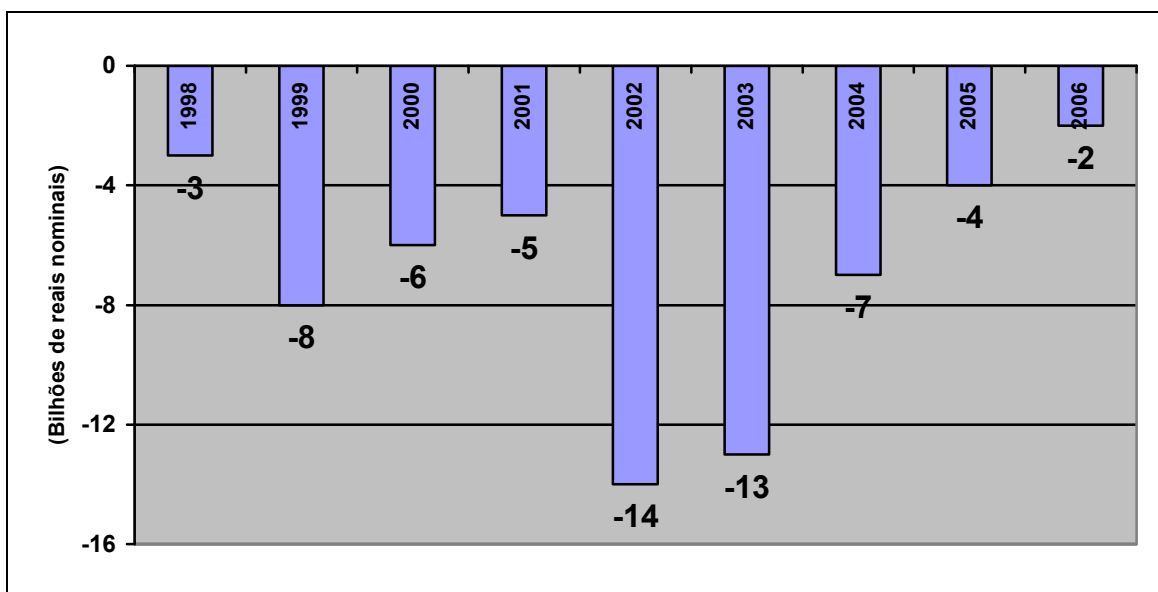
de 36% dos consumidores eram beneficiados com os descontos de baixa renda, sendo que apenas um quarto dos beneficiados (igual a 8% do total) se enquadravam comprovadamente como de renda baixa, pois consumiam entre 80 e 220 KWh. O valor total do subsídio para a baixa renda em 2005 era da ordem de 581 milhões de reais, o que representa um subsídio médio da ordem de R\$ 33,20 por residência (LAGO, 2006). A conta desta transferência é custeada por recursos do CDE.

c) HISTÓRICO DE PREJUÍZO SETORIAL As empresas públicas foram usadas como parte da política antiinflacionária desde meados da década de 1970 na forma de congelamento de suas tarifas. Ao longo da década de 1980, as tarifas médias de energia elétrica já estavam defasadas em cerca de 40% se comparadas com 1975 (FERREIRA; MALLIAGROS 2006). Estudos apontam que em 1995 o prejuízo já beirava os 26 bilhões de reais com a compressão tarifária. E esta condução tarifária pelo Estado levou as empresas no final da década de 1980 a consumirem 98% da receita da indústria de energia com o serviço da dívida (REIS, 2006).

Com as privatizações e a reestruturação da indústria, tal percepção de prejuízo continuou, destarte a evolução dos preços da energia elétrica. Em análise realizada pelo Instituto Acende Brasil, em parceria com a consultoria Stern Stewart & Co, sobre o real nível de rentabilidade econômica do negócio de energia elétrica no Brasil desde 1998, utilizando o conceito de Valor Econômico Adicionado (EVA - *Economic Value Added*), pelo fato de o setor elétrico ser intensivo em capital e a metodologia ser mais completa do que as da contabilidade tradicional, já que leva em conta o custo de oportunidade do capital empregado, chegou-se a conclusão de que o prejuízo acumulado em termos nominais indica uma perda econômica total de 62 bilhões de reais, utilizando-se uma taxa para o custo do capital de 15% anual (STERN STEWART & CO, 2007).

Como base para o estudo, a consultoria trabalhou com dados das 35 empresas membros do Instituto Acende Brasil, todos privados, que representam 28% da capacidade de geração, 8% da receita de transmissão e 66% da energia vendida pelas distribuidoras. De acordo com os analistas da Stern Stewart, o resultado negativo, em termos de rentabilidade, para as empresas que compõem os 16 maiores grupos de empreendedores privados do setor elétrico no Brasil no período de 1998 a 2006, vai muito além da soma simples do EVA acumulado destes nove anos, que indicam uma perda econômica total de R\$ 62 bilhões. Isso porque, corrigido pela inflação (IPCA) este valor chega a R\$ 81 bilhões e pelo CDI (Certificado de Depósito Interbancário) vai a R\$ 129 bilhões.

Gráfico 6: Evolução do Índice EVA anual



Fonte: Acende Brasil.

Uma rentabilidade adequada ao custo do capital é a garantia de atração de investimentos necessários a sustentabilidade de uma indústria. Uma das tarefas do regulador é manter tarifas setoriais capazes de permitir o equilíbrio econômico financeiro das empresas. Nesse sentido, torna-se fundamental a definição prévia dos índices econômicos que serão utilizados nas decisões de investimento, que estarão promovendo a expansão da rede elétrica e definindo os preços a serem praticados nos diversos segmentos econômicos: indústria, comércio, residencial ou iluminação pública.

O forte prejuízo econômico entre 2001 e 2003 é explicado pela queda da arrecadação das concessionárias devido a redução do consumo durante o racionamento. As ações de recomposição extraordinária pelo regulador e a nova configuração setorial ajudaram na redução do prejuízo, como foi visto no gráfico 6.

Levando em conta todos estes fatores citados, seja a questão dos encargos, das dificuldades institucionais e do histórico de prejuízo setorial nas últimas décadas, e limitando-se as atribuições do regulador, pode-se concluir que em termos de eficiência da regulação tarifária, a ANEEL apenas recentemente vem tendo uma performance positiva, em que pese todas as suas limitações e atribuições, conforme vistos nos dados apresentados, especialmente a partir de 2003.

Logicamente pode-se deduzir pelos índices observados que o regulador brasileiro vem ganhando experiência e conseguindo aplicar tal ganho nas suas práticas regulatórias.

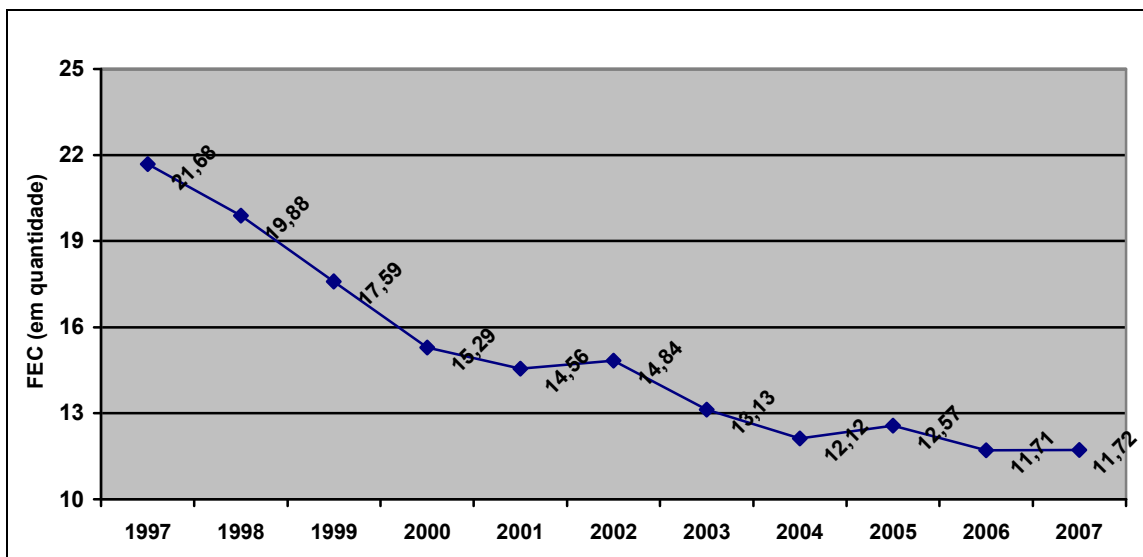
Entretanto, a questão tarifária é apenas uma das analisadas no presente trabalho, e nem deve ser ela posta a parte das demais questões, cabendo ainda analisar se houve avanços na qualidade e na atração de investimentos que assegurem a expansão do sistema.

#### 4.3 – Fiscalização da Qualidade

A consolidação da função de fiscalizadora da ANEEL na IEE do Brasil se traduz no Decreto 63 de 12 de maio de 2004 o qual dispõe sobre as prerrogativas da agência. Desenvolveu a ANEEL desde sua criação alguns mecanismos de análise da qualidade do produto entregue e da satisfação ao cliente, que vão desde o tempo de espera para resolução de problemas até o número de interrupções de energia em uma determinada região. Entretanto, para efeitos de análise global da IEE brasileira e a performance da regulação, foram escolhidos dois dos mais conhecidos índices: o DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor, medido em horas que em média os consumidores ficaram privados do fornecimentos de energia elétrica e o FEC – Frequência Equivalente de Interrupção ao Consumidor, expresso em vezes que, em média, os consumidores ficaram sem energia em determinado período. Estes dois indicadores foram estabelecidos pela Portaria 46 de 1978 do DNAEE, redefinidos pela Resolução ANEEL nº. 24, de 27 de janeiro de 2000. A informação é colhida pelas próprias distribuidoras e repassadas a ANEEL, que fiscaliza através dos relatórios de geração de protocolo de atendimento.

A Resolução 24 de 2000 estabeleceu maiores controles sobre a questão da qualidade oferecida ao cliente, introduzindo mais dois indicadores aqui analisados: O DIC e o FIC – Duração e Frequência de Interrupção Individual ao Consumidor, que analisa um determinado grupo de clientes escolhidos pela agência em diferentes regiões do Brasil. O DIC é medido em horas e o FIC expresso em quantidade de interrupções que em média os clientes de um determinada região ficaram privados do abastecimento de energia. Este controle é feito operacionalmente pelo ONS sob supervisão da ANEEL.

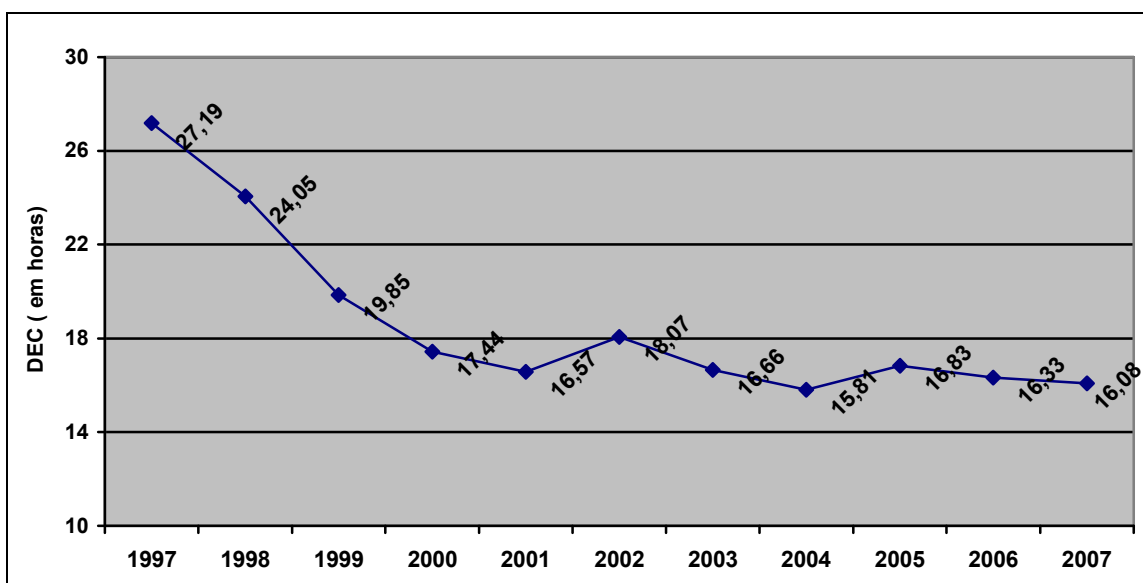
Gráfico 7: Evolução do Índice FEC Brasil – anual



Fonte: ANEEL.

Conforme dados do gráfico 7, percebe-se que houve uma redução importante na quantidade de vezes que em média os consumidores tiveram interrupções de fornecimento de energia elétrica, caindo de uma média anual de 21,68 vezes para 11,72, uma redução de 45% no período 1997 a 2007. Aliado a esta queda na quantidade de interrupções, ainda podemos analisar no gráfico 8 que reduziu-se também o tempo acumulado das interrupções de fornecimento, garantindo mais qualidade para o usuário.

Gráfico 8: Evolução do Índice DEC Brasil – anual



Fonte: ANEEL.

Como os indicadores médios de continuidade do fornecimento de energia (DEC e FEC) estão próximos do limite de eficiência, a ANEEL busca novas formas de melhorar a qualidade do serviço. A agência quer agora aumentar o rigor das metas dos indicadores de Duração e Frequência de Interrupção Individual – DIC e FIC, estabelecidos na Resolução 24 de 2000. “A idéia é desvincular a apuração do DIC e do FIC do conjunto de unidades consumidoras e apertar um pouco mais a meta desses indicadores individualmente. Há espaço para isso”, garante o superintendente de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE) da ANEEL, Paulo Henrique Silvestri Lopes (ANEEL, 2008). Desde 2001 quando saíram os primeiros números, realmente viu-se uma queda importante nos dois índices – DIC e FIC, ambos na casa dos 40%, conforme gráfico 9, que representa a evolução da média do DIC e FIC medidos nas regiões metropolitanas das principais capitais brasileiras.

Gráfico 9: Evolução Indicadores FIC e DIC anuais – Regiões Metropolitanas



Fonte: ONS.

No tocante aos índices acima, observa-se que o regulador obteve sucesso em garantir a qualidade do serviço ao consumidor final. As violações das metas definidas pela agência para cada concessionária geram multas que são revertidos para a CDE. Desde 1997 com a introdução da instituição houve uma melhora sensível, fruto da fiscalização efetiva do regulador, pois entre 1998 e 2006 foram aplicadas 648 multas referentes a descumprimentos de normas técnicas pelos concessionários, gerando um valor em torno de 329 milhões de reais.

#### 4.4 – Evolução e garantia do suprimento na indústria de energia elétrica brasileira

Tratando-se de um país em franco processo de desenvolvimento, a energia elétrica é um bem fundamental para que possa ter continuidade este processo de evolução econômica. Assim, o sucesso do marco institucional da nova indústria de energia elétrica brasileira é uma das ferramentas que o país dispõe na empreitada de seu crescimento econômico. Este sucesso institucional depende também em grande medida da eficiente regulação econômica, que precisa através de sua política regulatória eficaz e da fiscalização da qualidade do serviço, garantir a segurança e a continuidade do fornecimento de energia elétrica, atraindo novos investimentos.

O mercado consumidor brasileiro de energia cresceu à média de 4% ao ano desde 1997 e para que se garantam investimentos que supram a necessidade desta demanda em elevação é fundamental a ação da ANEEL através de seu poder discricionário de regular preços, fiscalizar a qualidade do serviço bem como as garantias de suprimento da indústria de energia elétrica. Referente a garantia do suprimento, conforme disposições da Resolução 24 da ANEEL de janeiro de 2000, deve-se analisar a evolução da capacidade de geração de eletricidade frente ao crescimento da demanda e à capacidade do sistema de transmissão de fazer a ponte entre a produção e o consumo de energia elétrica.

Para ter uma base de comparação da eficiência, analisar-se-á os objetivos propostos no Plano Decenal do Setor Elétrico Brasileiro elaborado pelo MME em 1996 e o resultado efetivo em 2007, bem como a evolução em períodos de tempo anterior ao foco deste trabalho. Analisando tais dados, é possível saber se o marco institucional foi capaz de atrair investimentos necessários e se sua eficiência promoveu os aumentos esperados no gerenciamento de expansão da rede elétrica.

No plano decenal de 1996 para o setor elétrico, estimou-se uma demanda em 456,3 GWh para 2007, um crescimento previsto de cerca de 55%, o que significaria, mantido os níveis de qualidade do mesmo, a necessidade de um aporte de 7,7 bilhões de dólares por ano no sistema (MME, 1996). Para atender a este consumo, a capacidade de geração de energia elétrica, em 1996 estimada em 61.089 MW, chegaria em 2007 a uma quantidade esperada de 94.766 MW, um aumento esperado de 55%, indicando que as linhas de transmissão pulassem de 62.486 km em 1996 e chegassem a 90.347 km em 2007 (MME, 1996). No período anterior de 1987 a 1997 o ganho em capacidade instalada foi de 32% e o consumo aumentou pouco mais de 50% e isto levando em conta influências dos projetos eletrointensivos do início da década de 1980.

Quadro 4: Balanço comparativo da oferta e demanda por energia elétrica (em GWh)

Descrição	1987	1997	2007	Variação 1987 -1997	Variação 1997 - 2007
<b>PRODUÇÃO</b>	<b>203.339</b>	<b>307.970</b>	<b>444.583</b>	<b>51,5</b>	<b>44,4</b>
Concessionários	192.275	288.835	397.445	50,2	37,6
Autoprodutores	11.056	19.135	47.138	73,1	146,3
<b>CONSUMO</b>	<b>192.755</b>	<b>294.689</b>	<b>412.130</b>	<b>52,9</b>	<b>39,9</b>
Industrial	104.911	135.521	192.616	29,2	42,1
Residencial	38.379	74.071	90.881	93,0	22,7
Comercial	20.460	38.180	58.535	86,6	53,3
Publico	15.572	25.834	33.718	65,9	30,5
Rural	5.875	10.799	17.536	83,8	62,4
Outros	7.558	10.284	18.844	36,1	83,2

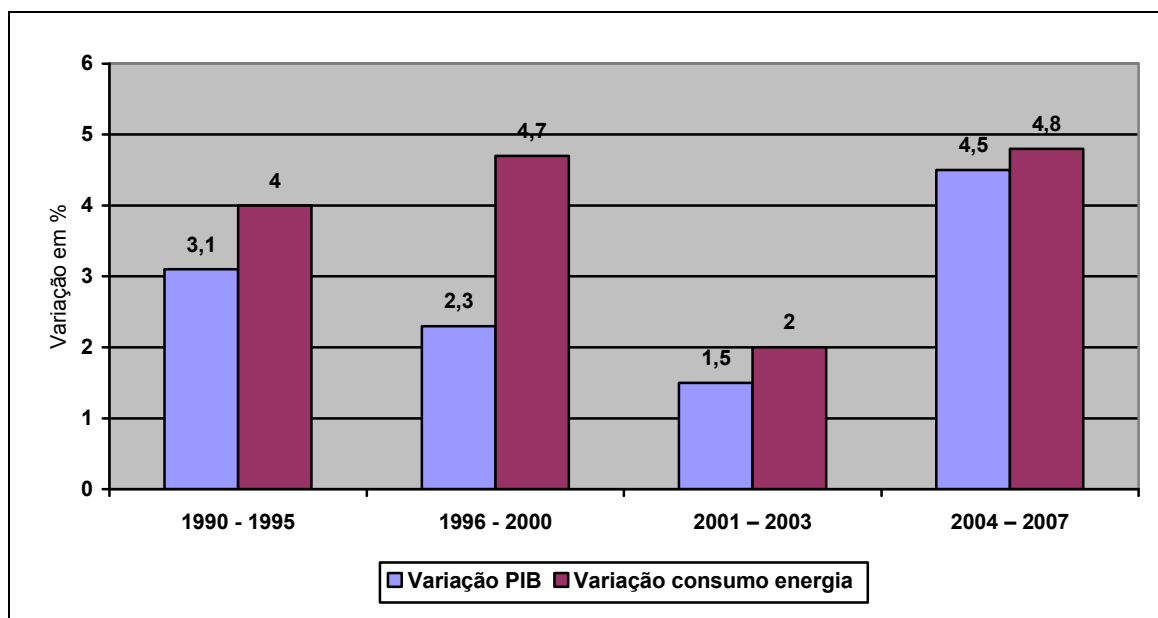
Fonte: Balanço Energético Nacional. A rubrica Concessionários inclui as importações de Itaipu Binacional. Previsão 2007 do Plano Decenal do Setor Elétrico de 1996.

No quadro acima, pode-se perceber que durante o período em análise o consumo acabou ficando quase 10% inferior ao previsto. O cálculo do plano talvez tenha levado em conta o ritmo forte da expansão do consumo com o fim da inflação. Durante o período compreendido entre 1990 e 1995, o mercado consumidor de energia elétrica (incluindo autoprodutores) cresceu 4,0% ao ano, contra uma variação do PIB de 3,1% no mesmo período. Foi um período do início da modernização liberal da economia do país, entretanto ainda de certa forma tímida no Estado brasileiro, focando-se muito na contenção da inflação. A elasticidade renda do setor elétrico resultante foi 1,3. No período 1996-2000, onde se iniciam as reformas setoriais e institui-se a ANEEL (1997), a elasticidade renda foi superior, atingindo 2,0, em função do crescimento de 4,7% ao ano do consumo total de energia elétrica e de 2,3% do PIB (EPE, 2006).

Esse elevado crescimento do consumo de eletricidade na segunda metade da década passada, que iria ao encontro ao esperado, deveu-se aos efeitos do Plano Real: estabilização da moeda e controle do processo inflacionário que viabilizaram, nos seus primeiros anos, uma melhoria do nível de renda da população, mesmo considerando-se que o país adotou uma política monetária austera. Os efeitos positivos do Plano Real no mercado de energia elétrica foram sentidos até o ano de 1998, com exceção da classe de consumidores industriais que, nesse ano, já apresentava crescimento baixo. Em resumo, a taxa de crescimento médio do consumo de energia elétrica na década de 1990 foi de 5,7% ao ano para classe residencial, 2,8% ao ano para consumo industrial, e de 7,2% ao ano na

classe comercial (EPE, 2006).

Gráfico 10: Evolução do PIB e consumo de energia por períodos econômicos



Fonte: Elaboração Própria

Uma nova fase compreendida entre 2001 e 2003 apresenta especial importância pelo fato de tanto registrar uma forte crise que atinge o abastecimento elétrico nacional como também pelas tentativas de se chegar a um modelo mais seguro para a indústria de energia elétrica. Com crescimento pífio em 1998 (0,13%) e em 1999 (0,79%), influenciado pelas crises do México e cambial, e uma pequena recuperação no ano de 2000 (4,36%), a economia brasileira também pouco cresceu no início da década de 2000, apenas uma média de 1,5% ao ano, entre 2001 e 2003. O consumo de energia cresce neste período por volta dos 2%, com o índice elasticidade-renda em 0,91.

Registre-se que durante o ano de 2001 devido a insuficiência para abastecimento houve uma retração de 6,6% no consumo de energia elétrica, cerca de 12% apenas na classe residencial, voltando o consumo de energia elétrica a níveis superiores à crise de 2001 apenas em 2003. A produção total reduziu 5,8%, sendo que os concessionários da geração do sistema interligado reduziram em 7% sua oferta. Entretanto os autoprodutores aumentaram sua produção em 8,7%.

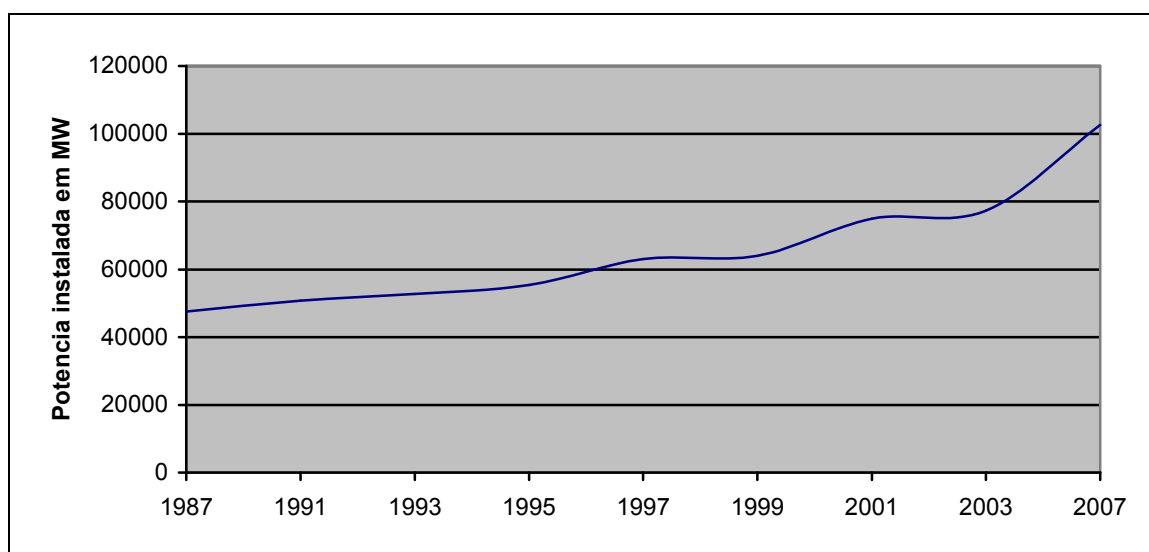
Entre 1996 e 2004, o Brasil teve um crescimento econômico de 22%, abaixo da média mundial de 40%. O período entre 2004 e 2007 é marcado pela retomada do crescimento econômico (4,8% anual), onde o país acompanha o resto do mundo (4,7%



anual), crescimento este puxado pelo forte desempenho da economia asiática, especialmente China, gerando demanda por *commodities*, crescendo acima de 10% ao ano no período, e também pela política de distribuição de renda do governo brasileiro, principalmente por aumentos do salário mínimo vigente acima da inflação e de subsídios e repasses a população de baixíssima renda, que vai gerar forte demanda por bens de consumo de baixo valor aquisitivo, entre eles eletrodomésticos, aumentando o consumo energético. Após o crescimento de 2004, que alcança a marca de 5,7%, o país avança 3,2% em 2005 e 3,8% em 2006, e novamente 5,4% em 2007, com um crescimento do consumo energético na casa de 4,8% anual e uma elasticidade renda na casa de 1,07 para um crescimento econômico médio de 4,5% (EPE, 2006).

Embora as previsões de consumo acabassem por não se efetivar, devido a supervalorização do efeito do fim da inflação no mercado consumidor, que talvez tenha superestimado o consumo, com certeza um redutor importante na evolução da taxa de consumo pode ser atribuída ao período 2001 a 2003 e a novos hábitos que a economia forçada implantou nos consumidores. A capacidade de geração para atender a evolução do mercado de eletricidade alcançou em 2007 o valor de 102.610 MW, o que representou uma expansão de 67% frente aos 61.089 MW de 1996, e de 63% em relação a 1997, onde a capacidade de geração era de 62.972 MW. A previsão feita em 1996 era de que em 2007, chegassem a uma capacidade de 94.766 MW, assim tivemos um ganho de 8,27% sobre o projetado.

Gráfico 11: Evolução da capacidade instalada de geração de energia - Brasil



Fonte: ANEEL.

Entretanto esse “sobre-ganho” não foi uma tendência do período 1997 a 2007, e sim fruto de um maior esforço das autoridades públicas pós crise de 2001 no fortalecimento da IEEB, principalmente através da reestruturação posterior do marco regulatório brasileiro. Se entre 1987 e 1997 o crescimento foi de 32% na capacidade de produção, cerca de 3% anual, entre 1997 e 2001, fase que podemos chamar de livre mercado da IEEB, tivemos um aumento de 4,7%, e entre 2003 e 2007 o aumento foi de 33%, uma média anual de impressionantes 8%. Assim, o período em que a ANEEL teve participação na regulação setorial obteve uma média de crescimento na capacidade de geração de 5,7% ao ano em média, registrando um importante ponto positivo para a ANEEL.

A Resolução Normativa ANEEL 127, de 06 de dezembro de 2004, regulamentando as Leis 10.438/2002 e 1236/2007, que cria incentivos aos autoprodutores, à produção de energia alternativa, através do PROINFA, e também a construção de PCHs, contribuiu para este cenário de aumento de capacidade de produção. Por exemplo, os autoprodutores que entre 1987 e 1997 respondiam por cerca de 6% da produção, tiveram sua participação elevada para 11% do total da energia produzida.

A Resolução Normativa ANEEL 394 de 04 de dezembro de 1998 combinada com a Resolução Normativa 652 de 09 de dezembro de 2003 estabeleceram por fim os critérios para um empreendimento se cadastrar como PCH, aumentando a estabilidade setorial. A Resolução 245 de 11 de agosto de 1999 da ANEEL também ajudou a consolidar o incentivo a pequenos produtores de energia, pois criou mecanismos tarifários de incentivo a produção hidráulica em regiões isoladas e fora do SIN, sem contar que em contrapartida criou condições de reduzir a CCC.

Com a publicação do Decreto 5163 de 30 de julho de 2004 e a Resolução Normativa 109 de 26 de outubro de 2004 pela ANEEL, as regras setoriais de compra e venda de energia ficaram mais claras e transparentes, aumentando a confiança dos grandes consumidores para migrarem para o mercado livre, o que também levou investidores a produzir energia para contemplar este mercado.

O fortalecimento do mercado atacadista livre de energia elétrica, o ACL, impulsionou novos negócios referentes à comercialização de energia elétrica, já que de apenas um comercializador em 1998 pulou para 12 em 2004, ano do primeiro leilão nas novas regras de comercialização, e 47 em 2006. Enquanto em 2001 havia dois consumidores no ambiente livre, em dezembro de 2004 o número chegou a 49, alcançando a quantidade de 684 em dezembro de 2007. Em 1993, ainda sob efeito das regras antigas,

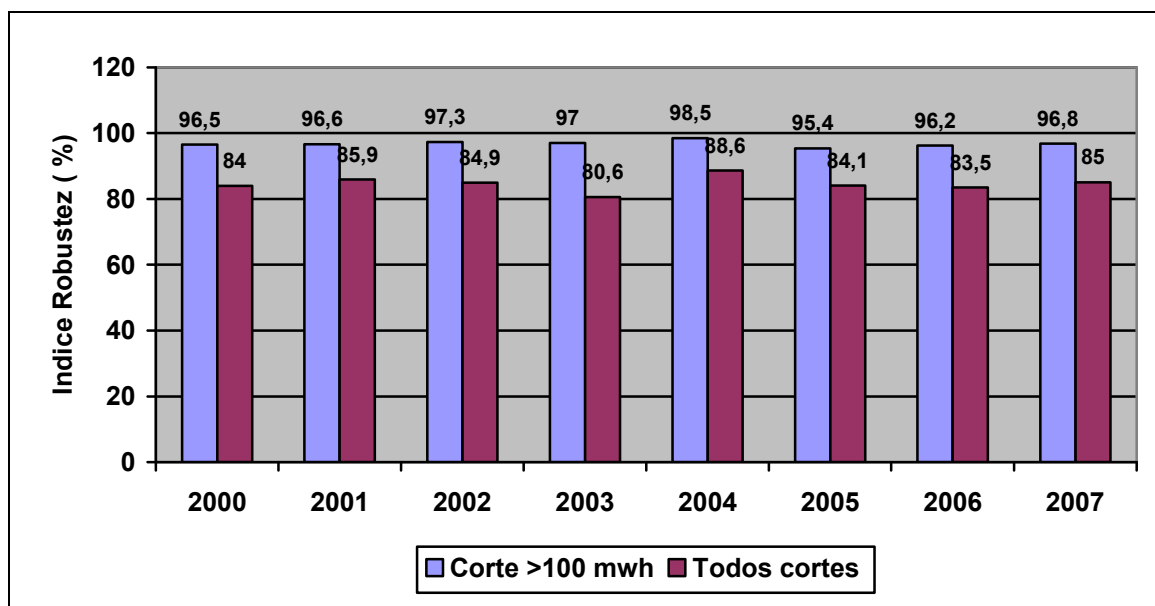
cerca de 13% da energia era comercializada no mercado livre, pulando para 25% em 2006. Contando os dois mercados, o cativo e o livre, no período entre 2004 e 2007 o CCEE contabilizou 5270 contratos de compra e venda de energia, leiloando 31.230 MWh médios, o que gerou um montante de negócio de 391,93 bilhões de reais a preços corrigidos pelo IPCA em fevereiro de 2009 (MACHADO, 2009).

As linhas de transmissão pularam de 63.110 km de extensão para 87.286 km em 2007, um acréscimo de 38,3%. A previsão no Plano Decenal 1996 a 2007 era que o aumento fosse de 44%, entretanto foi realizado o valor de 40% neste período, o que ficou bem próximo, praticamente o valor adicionado por ano em média. Entre 1997 e 2002, o aumento foi de 2,9% anual, contra a média anual de 4% entre 2002 e 2007, resultado que mostra o esforço realizado após a crise de 2001. Este aumento importante das linhas de transmissão reforça o SIN além de poder ajudar na redução de encargos na área como o CCC, que subsidia áreas isoladas. Também contribuiu para a redução dos índices de interrupção de energia, como o DEC e o FEC, entre outros.

Referente ao SIN, pode-se utilizar dois indicadores que apontam a segurança das instalações na garantia da entrega do suprimento de energia elétrica aos consumidores finais. Basicamente são o Índice de Robustez, que expressa capacidade do SIN suportar contingências sem interrupções de carga e o Indicador de Energia Não Suprida do SIN.

Controlado pela ONS e fiscalizado pela ANEEL, o Índice de Robustez mostra dentre o total de perturbações nas linhas integradas do SIN quanto este se mostrou eficiente e não gerou interrupções. Conforme visto no gráfico 12, em todas as perturbações registradas nas linhas de transmissão do SIN em 2007, apenas 15% acusaram interrupção no fornecimento, sendo que 3,2% foram de interrupções acima de 100MWh, o que também comprova que os investimentos no setor estão sendo feitos, pois além do acréscimo de novas linhas, o sistema continua confiável.

Gráfico 12: Índice de Robustez do SIN entre 2000 e 2007



Fonte: ONS.

Também controlado pela ONS sob supervisão da ANEEL, o Indicador de Energia Não Suprida do SIN – IENS capta a somatória de todas as interrupções de energia, logo somando a energia que por causa destas interrupções não foi fornecida aos consumidores ligados ao SIN. É um instrumento importante para se observar a segurança do sistema em um determinado período de tempo, e quaisquer elevações levam a se verificar possíveis sobrecargas nos sistemas de transmissão e/ou distribuição ou mesmo o nível dos reservatórios das geradoras hidráulicas. Percebe-se através do quadro 5 que o índice vem se mantendo estável e mesmo com a expansão das linhas de transmissão e aumento da carga consumida, o que comprova que a qualidade do serviço vem melhorando.

Quadro 5: Indicador de Energia Não Suprida do SIN – Base em GWh.

Descrição	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Suprida	347.242	347.087	365.874	384.116	400.443	415.857	435.686
Não Suprida	24,3	62,5	15,1	21,7	28,6	11,8	15,8
Total	347.267	347.150	365.890	384.139	400.472	415.869	435.702
Não Suprida	0,007	0,018%	0,004%	0,005%	0,007%	0,003%	0,004%
Continuidade	99,993%	99,982%	99,996%	99,995%	99,993%	99,997%	99,996%

Fonte: ONS.

A projeção de desabastecimento, que no início da década chegou a 14% (SAUER, 2001), causada pelo histórico anterior de desinvestimento aliado a hidrologia crítica, foi

reduzida segundo dados da EPE para a média de 2,7% para o último biênio analisado, 2006 – 2007, sendo uma mostra da evolução da regulação na garantia do suprimento de energia elétrica na IEEB. Logicamente que esforços no sentido de permanência desse nível de conforto energético demandarão investimentos permanentes, estimados em torno de 7,7 bilhões de dólares americanos no próximo decênio e que a ANEEL, dentro de suas atribuições, terá que contribuir dentro de suas atribuições.

Atravessando uma crise profunda no início da atual década, quando toda a indústria de energia elétrica foi colocada em cheque, a ANEEL conseguiu, dentro de suas atribuições, garantir atualmente uma situação mais confortável do que a deparada quando da sua criação em 1997, conforme visto através dos índices detalhados a respeito da garantia de suprimento e qualidade. Também se compararmos a expectativa do Plano Decenal para o setor elétrico de 1996 pode-se afirmar que, de maneira geral, foram cumpridas as perspectivas setoriais, embora com certo atraso, pois apenas após a crise de 2001 que se tomaram atitudes mais consistentes em resolver os problemas organizacionais do setor elétrico como um todo, que refletiram em índices positivos especialmente a partir de 2004.

## CAPITULO 5 – CONCLUSÃO

O presente trabalho buscou contribuir com a discussão sobre a importância e a dinâmica da prática regulatória brasileira, embora o assunto seja intrigante e amplo. Avaliou-se a performance do regulador dentro do contexto de índices de qualidade ao consumidor, preços e tarifas, e atração de investimentos para a manutenção de níveis mínimos exigidos de garantia. Entretanto, tem-se em mente que cada um desses itens mereceria um trabalho individual, o que rebate qualquer afirmação de superficialidade do trabalho exposto.

O novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro, apesar de ser inspirado em experiências de países anglo-saxões, se depara com um ambiente altamente complexo, singular dentre as maiores economias globais. Tem uma matriz energética única no planeta, de forte base hidráulica, composta por grandes reservatórios pluviais, que proporcionam fortes economias de escala devido as suas características geográficas. Estas mesmas características, entretanto, exigem uma forte e complicada coordenação setorial, o que torna o processo regulatório extremamente engenhoso.

Após quase todo o parque industrial estar privatizado e as voltas com o risco de um racionamento pelo descaso dos últimos anos com a IEE brasileira, é que se instala a ANEEL, dando um nascimento comprometido à instituição, já que esta tinha que legitimar e participar das mudanças que estavam sendo feitas, além de criar mecanismos legais para garantir à população que os serviços prestados anteriormente pelo Estado melhorariam após a privatização, ganhando assim credibilidade institucional perante a opinião pública.

O ambiente institucional que não consegue oferecer credibilidade aumenta a incerteza do ambiente econômico, e normalmente serve para desencorajar iniciativas que demandem mais tempo ou capital. Formas complexas de organização econômica, que é o caso da indústria de energia elétrica, serão proporcionalmente desvantajosas na medida em que o ambiente institucional ofereça menos garantias de que os direitos de propriedade serão respeitados ao longo do tempo.

Pode-se dizer que a prática regulatória brasileira ainda busca o amadurecimento e as conquistas que a teoria econômica promete, buscando contribuir para o desenvolvimento sustentado da IEE. Para que isto aconteça, será preciso avançar na promoção da estabilidade institucional, aquela que rompe a barreira de governos independentemente de suas ideologias, tornando a regulação econômica algo muito mais sólido e estável do que uma simples política de governo e se torne uma política efetiva de Estado.

Levando-se em consideração o caminho tortuoso enfrentado pelo agente regulador em sua missão, e baseado nos índices vistos neste trabalho, pode-se afirmar que houve avanços importantes nos últimos anos na IEE brasileira e a ANEEL dentro de sua competência obviamente teve seu papel de contribuição. Em que pese elevados aumentos tarifários nos anos subsequentes a sua criação, em pouco a agência teve responsabilidade, pois apenas herdou problemas e vícios adquiridos antes de sua criação. Entretanto, a estabilização dos preços nos últimos anos, os ganhos de qualidade para o consumidor e o aumento da segurança referente à garantia de suprimento, comprovam que investimentos são feitos e que o desempenho da IEE teve ganhos de eficiência e isto se torna mais evidente se comparados com os anos anteriores à institucionalização da ANEEL.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, Rosiane R. **A reestruturação do setor de telecomunicações no Brasil**: uma análise da regulação sob a ótica da Teoria do Agente-Principal. 2000. 124 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2000.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE AGÊNCIAS DE REGULAÇÃO. **Agências Reguladoras**. Porto Alegre, ABAR. Disponível em: <[www.abar.org.br](http://www.abar.org.br)>. Acesso em: 05 mai. 2008.

ARAÚJO, Lizardo R. H. **Regulação de monopólios e mercados**: questões básicas. Trabalho temático para o I Seminário Nacional do Núcleo de Economia da Infra-estrutura da UFRJ, 1997. Disponível em: <[www.albin.hpg.ig.com.br/rmmqb.pdf](http://www.albin.hpg.ig.com.br/rmmqb.pdf)>. Acesso em: 08 mai. 2008.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 02 mai. 2008.

\_\_\_\_\_. **O novo modelo do setor elétrico brasileiro, a ANEEL e a geração distribuída**. São Paulo, ANEEL, 2002. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 01 mai. 2008.

\_\_\_\_\_. **Nota técnica 166**. SER/ANEEL, 2006. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 05 mai 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>> Acesso em 11 abr. de 2008.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL - BEN, 2008, Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 01 abr. 2008.

BARROSO, Roberto Luís. **Apontamentos sobre as agências reguladoras**. In: **Agências Reguladoras**. 1.ed. São Paulo: Atlas, 2002.



BRASIL, Casa Civil. Câmara de Infra Estrutura e Câmara de Política Econômica. **Análise e Avaliação do Papel das Agências Reguladoras no Atual Arranjo Institucional Brasileiro**: relatório do grupo de trabalho interministerial. Brasília: 2003. Disponível em: <[http://www.federativo.bndes.gov.br/bf\\_bancos/estudos/e0002334.pdf](http://www.federativo.bndes.gov.br/bf_bancos/estudos/e0002334.pdf)>. Acesso em: 15 mai. 2008.

BRASIL, Ministério da Fazenda. Secretaria de Acompanhamento Econômico - SEAE. **Relatório de atividades 2002**. Brasília: 2002. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/seae>> Acesso em: 25 mai. 2008.

BRASIL, Ministério da Justiça. Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE. **Relatório anual 2002**. Brasília: 2002. Disponível em: <<http://www.cade.gov.br>> Acesso em: 30 mai. 2008.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. **Plano decenal de expansão de energia elétrica 1996 – 2006**. Brasília: 1996. Disponível em: <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 15 mar. 2009.

BRASIL, Presidência da República - Leis e Decretos disponíveis em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 01 mar. 2008.

BORENSTEIN, C. R.; CAMARGO, C. Celso de B. **O Setor Elétrico no Brasil: dos desafios do passado às alternativas do futuro**. Porto Alegre, Sagra Luzzatto, 1997.

BORENSTEIN, C. R.; SANTANA, E. A de; CAMARGO, C. Celso de B.; PINTO JÚNIOR, H. Queiroz; CUNHA, Cristiano J. C. Almeida; e ARAÚJO, João Lizardo R. de. **Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro**. Porto Alegre, Sagra Luzzatto, 1999.

BOYER, Robert. **A Teoria da Regulação**: uma análise crítica. São Paulo, Nobel, 1990.

BURATINI, R. **Estado, capitais privados e concorrência no setor elétrico brasileiro**: da constituição do modelo estatal à crise do modelo competitivo. 2004. 243 f. Tese (Doutorado em Economia) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 2004.

CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE.

Disponível em: <[www.ccee.gov.br](http://www.ccee.gov.br)>. Acesso em: 01 abr. 2008.

CANAL ENERGIA. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br>>. Acesso em: 01 mai. 2009.

CANUTO, Otaviano e LIMA, Gilberto Tadeu. **Desdobramentos da Globalização financeira: regulação substantiva e procedimental**. UNICAMP. n.76, jul, 1999. Disponível em: <<http://www.eco.unicamp.br/publicacoes/textos/download/texto76.pdf>> Acesso em: 01 mai. 2008.

CIMA, Rubem. **Transparência: Eficácia da Ação Regulatória**. In: Revista da Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS – AGERGS Marco Regulatório, Porto Alegre, n. 6, p. 85-87.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONOMICA - CADE . Disponível em: <<http://www.cade.gov.br>> Acesso em: 26 abr. 2008.

CORREIA, A.J.; MELO, E.; COSTA, A.M.; SILVA, A.J. **Trajetória das reformas institucionais da indústria de energia elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado**. Brasília (DF). Revista Economia, v.7, n. 3, p. 607 – 627. 2006.

DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS. **As tarifas de energia no Brasil: sistemática de correção e evolução dos valores**. Nota técnica 58. DIEESE, São Paulo. 2007. Disponível em <[www.dieese.org.br](http://www.dieese.org.br)>. Acesso em: 01 mai. 2008.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Disponível em: <[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)>. Acesso em: 01 abr. 2008.

\_\_\_\_\_. **Resenha mensal do mercado de energia elétrica**. EPE, ano I, nº. 05, fevereiro de 2008. Disponível em: <[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)>. Acesso em: 02 mai. 2009.

\_\_\_\_\_. **Consumo final e conservação de energia elétrica (1970 – 2005)**. Brasília, 2006. Disponível em: <[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)>. Acesso em: 01 mai. 2009.

- FERGUSON, C. E. **Microeconomia**. Rio de Janeiro, Forense-Universitária, 1986.
- FERREIRA, P.C.; MALLIAGROS, T. G. **Investimentos, Fontes de Financiamento e Evolução do Setor de Infra-Estrutura no Brasil: 1950-1996**. Ensaio Econômico - Fundação Getúlio Vargas, 1999. Disponível em: <[www2.fgv.br/professor/ferreira/FerreiraThomas.pdf](http://www2.fgv.br/professor/ferreira/FerreiraThomas.pdf)>. Acessado em: 01 fev. 2008.
- FIANI, R. **Uma abordagem abrangente da regulação de monopólios**: Exercício preliminar aplicado a telecomunicações. Texto para discussão n. 408, UFRJ, 1998.
- FREIRE, Luciano Macedo. **Balço dos leilões de energia elétrica no Brasil**. 9º encontro de negócios de energia. CCEE, outubro de 2008. Disponível em: <[www.ccee.gov.br](http://www.ccee.gov.br)>. Acesso em: 03 abr. 2009.
- GOMES, Antonio A.C. **A reestruturação das indústrias de rede. Uma avaliação do sistema elétrico brasileiro**. 1998. 73 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Santa Catarina, 1998.
- GUIMARÃES, L. C. **Tributos e encargos setoriais**. XIV SEPEF. São Paulo: ABRADDEE, 2008. Disponível em: <[www.abradee.org.br](http://www.abradee.org.br)>. Acesso em: 01 abr. 2009.
- INSTITUTO ILUMINA. Disponível em: <[www.ilumina.org.br](http://www.ilumina.org.br)>. Acesso em: 01 mar. 2009.
- JÚNIOR, Helder Queiroz Pinto; FIANI, Ronaldo. **Regulação Econômica**. In: Economia Industrial. 2.ed. Rio de Janeiro, Campus, 2002.
- KALECKI, Michal. **Teoria da Dinâmica Econômica**. São Paulo, Nova Cultural, 1977.
- KUPFER, David; HASENCLEVER, Lia. **Economia Industrial**. 2.ed. Rio de Janeiro, Campus, 2002.
- LAGO, Juliana N. **Tributos e encargos na tarifa de energia elétrica**: uma análise sob o ponto de vista do consumidor e da política de tarifa social. 2006. 134 f. Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

LOPES, F. B. **Política tarifária, subsídios e eficiência regulatória** – o caso brasileiro. In: XII Encontro ARIAE, abril/2008. México. Apresentação. Brasília: ANEEL, 2008. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 05 mai. 2008.

MACHADO, Antonio Carlos F. **Ambientes regulado e livre: modelos, tendências e desafios**. Workshop internacional de energia elétrica. CCEE, [São Paulo], março de 2009. Disponível em: <[www.ccee.gov.br](http://www.ccee.gov.br)>. Acesso em 05 mai. 2009.

MELISSA, Regina P. Pinto; JÚNIOR, Helder Q. Pinto. **Assimetria de Informações e problemas regulatórios**. In: Regulação: séries ANP. Rio de Janeiro, 2001. n. 1, p. 183-201.

MITINICK, B. **A teoria política da regulação**. Fundo de Cultura Econômica: México, 1989.

MOLL, Luiza Helena. (org.). **Agências de Regulação do Mercado**. 1.ed. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2002.

MORAES, Alexandre de. (org.). **Agências Reguladoras**. 1.ed. São Paulo: Atlas, 2002.

MUNHOZ, Dércio G. **Economia Aplicada: técnicas de pesquisa e análise econômica**. Brasília: Editora Universidade de Brasília, 1989.

PEDROSA, Paulo. **Desafios da regulação do Setor Elétrico, modicidade tarifária e atração de investimentos**. Textos para discussão I. ANEEL, Brasília, 2005. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 01 abr. 2008.

PÊGO, B.; CAMPOS NETO, Carlos A.S. **O PAC e o setor elétrico: desafios para o abastecimento do mercado brasileiro (2007 – 2010)**. Texto para discussão 1329. IPEA, Brasília, 2008. Disponível em: <[www.ipea.gov.br](http://www.ipea.gov.br)>. Acesso em: 01 abr. 2008.

PINDYCK, Robert; RUBINFELD, Daniel L. **Microeconomia**. 4.ed. São Paulo, Makron Books, 1999.

PINHO, Diva Benevides; VASCONCELOS, Marco Antonio Sandoval de. (org.). **Manual de Economia**. 3.ed. São Paulo: Saraiva, 1998.

PIRES, Jose C. Linhares e Piccinini, Maurício Serrão. **A Regulação dos Setores de Infra-Estrutura no Brasil**. Rio de Janeiro, BNDES, 2001. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/conhecimento/livro/eco90\\_07.pdf](http://www.bndes.gov.br/conhecimento/livro/eco90_07.pdf)> Acesso em 11 mar. 2008.

PIRES, Jose C. Linhares e Piccinini, Maurício Serrão. **Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico**. Rio de Janeiro, BNDES, 2001. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/revista/rev907.pdf>> Acesso em 11 abr. 2008.

PINDICK, R.S. e RUBINFELD, D.L. **Microeconomia**. 2 ed. São Paulo: Makron Books, 1994.

PINHEIRO, A. C.; FUKUSAKU, K. **Privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública**. Rio de Janeiro, BNDES, 2000.

POSSAS, M.; PONDÉ, J.; FAGUNDES, L.J. **Defesa da Concorrência e regulação de setores de infra-estrutura em transição**. XXVI Encontro Nacional de Economia. Vitória (ES), dez. 1998. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/grc/docs/anpec98.doc>> Acesso em: 10 mar. 2008.

REIS, J. L. P. **Os investimentos públicos em energia elétrica no Brasil nas décadas de 80 e 90**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <[www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/eventos/seminariointernacional/2006/artigos/ppt/Joao\\_Lossio.ppt](http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/eventos/seminariointernacional/2006/artigos/ppt/Joao_Lossio.ppt)>. Acesso em: 01 mar. 2008.

REVISTA DA AGÊNCIA ESTADUAL DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS PÚBLICOS DELEGADOS DO RS – AGERGS. MARCO REGULATÓRIO. Porto Alegre: MetrÓpole, n. 2, 1999.

\_\_\_\_\_. MARCO REGULATÓRIO. Porto Alegre: Pallotti, n. 6, 2002.

REZENDE, Marcelo. **Regimes regulatórios: possibilidades e limites**. Texto para discussão n.410, UFRJ/IE, 1998.

Disponível em: <[www.ie.ufrj.br/publicacoes/discussao/txtdiscussao.php?ano=1998](http://www.ie.ufrj.br/publicacoes/discussao/txtdiscussao.php?ano=1998)>.

Acesso em: 30 mar. 2008.

ROSA, Alexandre G. **Implicações do Fator X nas empresas de distribuição de energia elétrica**. 2004. 77 f. Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

ROSSETTI, José Paschoal. **Introdução à Economia**. 16. Ed. São Paulo, Atlas, 1994.

SALES, Cláudio J.D. **Incidências de encargos e tributos no sistema elétrico brasileiro**. Seminário. FIESP, INSTITUTO ACENDE BRASIL. São Paulo, outubro de 2007. Disponível em: <<http://www.institutoacendebrasil.com.br>>. Acesso em: 01 mar. 2008.

SAUER, Ildo. **Um novo modelo para o sistema elétrico brasileiro**. São Paulo. Programa interunidades de pós-graduação em energia USP, v 1. 2002. Disponível em: <[www.eletrabras.gov.br/IN\\_Noticias\\_Biblioteca/novomodelo.asp](http://www.eletrabras.gov.br/IN_Noticias_Biblioteca/novomodelo.asp)>. Acesso em: 02 mai. 2008.

SECRETARIA DE DIREITO ECONOMICO – SDE. Disponível em:

<<http://www.mj.gov.br/sde>> Acesso em: 01 abr. 2008.

SECRETARIA DE ACOMPANHAMENTO ECONOMICO – SEAE. Disponível em:

<<http://www.fazenda.gov.br/seae>> Acesso em: 01 abr. 2008.

SMITH, Adam. **A Riqueza das Nações**: investigação sobre a natureza e suas causas. 2.v. São Paulo, Abril Cultural, 1983.

SILVA, Alexandre L. C. **O papel das agências de regulação no período 1998 – 2002**. Experiências e resultados. 2004. 91 f. Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

SILVEIRA, Márcia; FREIRE, Leonardo. **Aspectos críticos da modelo de regulação do setor elétrico brasileiro**. PEA/USP. São Paulo, 2004.

SPÍNOLA, Moacyr Roberto de Pinho; TROSTER, Roberto Luis. **Estruturas de Mercado**. In: Manual de Economia. São Paulo, 1998. p. 181-194.

SOUZA, I. A. **Representatividade dos encargos setoriais e tributos no custo da energia elétrica**. Artigo. ABRACE, [São Paulo], novembro de 2007. Disponível em: <[www.abrace.org.br](http://www.abrace.org.br)>. Acesso em: 01 mai. 2008.

STER STEWART & CO. **Rentabilidade do setor elétrico brasileiro 1998 – 2006**. Artigo. INSTITUTO ACENDE BRASIL [São Paulo], dezembro de 2007. Disponível em: <<http://www.acendebrasil.com.br>>. Acesso em: 02 mai. 2008.

TAVARES, Sergio R.R. **O papel da ANEEL no setor elétrico brasileiro**. 2003. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2003.

TOJAL, Sebastião B. de Barros. **Controle Judicial da atividade normativa das agências reguladoras**. In: Agências Reguladoras. São Paulo, 2002. p. 145-170.

VERZONI, Fernando Gava; JÚNIOR, Glauto Lisboa Melo; BRUNETTO, Thiago Cecchini. **CADE: aspectos institucionais e processo**. In Agências de Regulação do Mercado. Porto Alegre, 2002, p.87-154.

VARIAN, K. Microeconomia. 3 ed. São Paulo: Makron Books, 1999.