UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
PIPGE – EP/FEA/IEE/IF

REVISÃO TARIFÁRIA E DIFERENÇAS REGIONAIS:
Um estudo de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil

Érico Henrique Garcia de Brito
Orientadora: Prof[a]. Dr[a]. Virgínia Parente

São Paulo
2009

Érico Henrique Garcia de Brito

REVISÃO TARIFÁRIA E DIFERENÇAS REGIONAIS:

Um estudo de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física – da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientação: Prof[a]. Dr[a]. Virgínia Parente

São Paulo

2009

RESUMO

A partir de estudo do histórico da indústria de energia elétrica no Brasil, de revisão de conceitos de Direito Administrativo, teoria geral de concessões de serviços públicos e política de preço aplicada a monopólios naturais, o trabalho apresenta o estudo de caso de duas empresas de fornecimento de energia elétrica privatizadas a partir da regulamentação do art. 175 dispositivos da Constituição Federal de 1988, através da publicação da Lei nº 8.985/1995, conhecida como Lei de Concessões. A Lei em referência possibilitou que serviços de utilidade pública cuja atividade era altamente controlada pelo governo, a exemplo do fornecimento de energia, telecomunicações, entre outros, tivessem sua prestação delegada à iniciativa privada, passando o Estado a exercer apenas as tarefas de fiscalizador e regulador dos serviços, na figura de autarquias de regime especial: as agências reguladoras. As condições da prestação dos serviços públicos, como a forma de reajuste e revisão das tarifas, foram estabelecidas em contratos de concessão assinados entre a União e os novos concessionários.

No segmento de distribuição de energia elétrica, entretanto, as condições contratualmente pactuadas para preservação das tarifas não têm sido devidamente observadas, provocando distorções nos mercados das concessionárias, conseqüentemente sobre os seus respectivos consumidores.

ABSTRACT

Beginning from the study of the history of Brazil's electric energy industry, the review of Administrative rights and obligations' concepts, general theory of public utility concessions, to the price policy applied to Natural Monopolies, this Dissertation presents the case study of two electric energy distribution companies, which were privatized by means of Law nº 8.987/1995, know as Law of Concessions, that guides Article nº 175 of the Federal Constitution of 1988. The Law made it possible for public utilities whose activities were highly regulated by the Government, such as the distribution of electric energy, telecommunications, among others, to be granted to the entrepreneurial initiative, where the State would only act as a regulating and inspecting agent, through regulatory agencies. The terms of rendering the service of public utilities, such as tariff policies, were established in concession contracts signed between the Union and the new concessionaires.

In the electric energy distribution sector, however, these contractual conditions to establish and preserve tariffs have not been dully observed, causing distortions in the markets served by the concessionaires and consequently on their respective consumers.

Índice de Gráficos

Gráfico 1. Fatores de Atratividade para Investimento Direto 01

Gráfico 2. Evolução da capacidade instalada: 1900-1950 (em MW) 17

Gráfico 3. Brasil – Receita das privatizações por fase do PND: 1991-2002 (em US$ bilhões) 46

Gráfico 4. Curva de densidade de mercado (consumidores / km2) 135

Gráfico 5. Cluster de altíssima e alta densidade: tarifa residencial (B1) em R$ por MWh 140

Gráfico 6. Cluster de altíssima e alta densidade: BRRL / consumidor em R$ 140

Gráfico 7. Cluster de altíssima e alta densidade: DEC 141

Gráfico 8. Cluster de altíssima e alta densidade: FEC 141

Gráfico 9. Cluster de média densidade: tarifa residencial (B1) em R$ por MWh 142

Gráfico 10. Cluster de média densidade: BRRL / consumidor - em R$ 142

Gráfico 11. Cluster de média densidade: DEC 143

Gráfico 12. Cluster de média densidade: FEC 143

Gráfico 13. Cluster de baixa densidade: tarifa residencial (B1) - R$ por MWh 144

Gráfico 14. Cluster de baixa densidade: BRRL / consumidor - em R$ 144

Gráfico 15. Cluster de baixa densidade: DEC 145

Gráfico 16. Cluster de baixa densidade: FEC 145

Gráfico 17. Cluster de baixíssima densidade: tarifa B1 em R$ por MWh 146

Gráfico 18. Cluster de baixíssima densidade: BRRL / consumidor - em R$ 146

Gráfico 19. Cluster de baixíssima densidade: DEC 147

Gráfico 20. Cluster de baixíssima densidade: FEC 147

Gráfico 21. Tarifas residenciais (B1) em R$ por MWh 149

Índice de Quadros

Quadro 1. Brasil – Privatizações por setor: em US$ milhões (1990-94)	42
Quadro 2. Brasil – Resultado por moeda utilizada: US$ milhões (1990-94)	43
Quadro 3. Brasil – Resultado por investidor: 1995-2002 (US$ milhões e %)	47
Quadro 4. Privatizações por Setor: 1995 - 2002 (US$ milhões)	50
Quadro 5. Empresas federais do setor elétrico privatizadas no âmbito do PND entre 1995-2002 (US$ milhões)	53
Quadro 6. Empresas estaduais de distribuição privatizadas no âmbito do PED entre 1995-2002 (US$ milhões)	54
Quadro 7. Empresas estaduais de geração privatizadas no âmbito do PED entre 1995-2002 (US$ milhões)	54
Quadro 8. CPFL – Área de Concessão da CPFL Paulista	87
Quadro 9. Privatização: Comparativo entre Patrimônio Líquido e Valor Econômico Mínimo de Concessionárias de Distribuição.	90
Quadro 10. ENERSUL – Área de Concessão	93
Quadro 11. ENERSUL – Valor Econômico Mínimo	94
Quadro 12. ENERSUL e CPFL – Tarifas da Classe Residencial (1997 e 2003)	110
Quadro 13. Receita das Concessionárias de Distribuição: Parcela A e Parcela B	112
Quadro 14. ENERSUL e CPFL – Tarifas da Classe Residencial (dez/1997-abr/2003-abr/2008)	116
Quadro 15. ENERSUL e CPFL: Características das áreas de concessão	117
Quadro 16. ENERSUL e CPFL – Tarifas da Classe Residencial (1997 e 2008)	117
Quadro 17. Concessionárias de distribuição – grupamentos por densidade de mercado (consumidores / km2)	134

Quadro 18. Brasil: PIB estadual per capita de 2002 a 2006 R$ (mil) 136
Quadro 19. Brasil: IDH por Estado (1991 e 2000) 137
Quadro 20. Clusters: síntese dos gráficos 5 a 19 148
Quadro 21. Tarifas praticadas (1997 e 2009) e PIB per capita (R$) 150

Lista de Abreviatura e Siglas

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

AMFORP – American & Foreign Power Company

ANA – Agência Nacional de Águas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BANDEIRANTE – Empresa Bandeirante de Energia Elétrica SA

BNDE – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BNDESPAR – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social Participações

BRRL – Base de Remuneração Líquida

CAEEB – Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica - Rio Grande do Sul

CEF – Caixa Econômica Federal

CELPE – Companhia Energética do Estado de Pernambuco

CEMIG – Centrais Elétricas de Minas Gerais

CESP – Companhia Energética do Estado de São Paulo

CF – Constituição Federal de 1988

CHESF – Companhia Hidrelétrica do São Francisco

CNAEE – Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica

CNP – Conselho Nacional do Petróleo

COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

COFINS – Contribuição Financeira Social

COMGÁS – Companhia de Gás de São Paulo

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

CPS – Certificados de Privatização

CRC – Conta de Resultados a Compensar

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DNAE – Departamento Nacional de Águas e Energia

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras SA

ELETROPAULO – Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA

ELETROSUL – Eletrosul Centrais Elétricas SA

ENERSUL – Empresa Energética do Mato Grosso do Sul SA

ESCELSA – Espírito Santo Centrais Elétricas AS

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FHC – Fernando Henrique Cardoso

FNE – Fundo Nacional de Eletrificação

FURNAS – Furnas Centrais Elétricas

GCE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

GCOI – Grupo Coordenador para Operação Interligada

GERASUL – Centrais Geradoras do Sul do Brasil

IASC – Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IDE – Investimento Direto Estrangeiro

IDH – Índice de Desenvolvimento Humano

IEE – Indústria de Energia Elétrica

IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo

IRR – Internal Rate of Return

IRT – Índice de Reajuste Tarifário

IUEE – Imposto Único sobre Energia Elétrica

LIGHT – Light Serviços de Energia Elétrica SA

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MCP – Mercado de Curto Prazo

NFSP – Necessidade de Financiamento do Setor Público

NT – Nota Técnica

NTC – Nota Técnica Complementar

OFND – Obrigações do Fundo Nacional de Desenvolvimento

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PED – Programa Estadual de Desestatização

PERCEE – Plano Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica

PETROBRÁS – Petróleo Brasileiro SA

PIB – Produto Interno Bruto

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

PMAE – Preço do Mercado Atacadista de Energia

PNAD – Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios do IBGE

PND – Programa Nacional de Desestatização

PNE – Plano Nacional de Eletrificação

PROINFA – Programa de Incentivo a Fontes Alternativas

RENCOR – Reserva Nacional de Compensação de Remuneração

RESEB – Restruturação do Setor Elétrico Brasileiro

REVISE – Revisão Institucional do Setor Elétrico

RGG – Reserva Global de Garantia

RGR – Reserva Global de Reversão

RT – Reposicionamento Tarifário

RTE – Revisão Tarifária Extraordinária

RTP – Revisão Tarifária Periódica

SIDERBRÁS – Siderurgia Brasileira SA

SIN – Sistema Interligado Nacional

SRE – Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL

TDA – Títulos da Dívida Agrária

UHE – Usina Hidroelétrica

WACC – Weighted Average Cost of Capital

VR – Valor Anual de Referência

Sumário

Introdução 1

Capítulo 1 – Histórico da Regulamentação da Indústria de Energia Elétrica (IEE) no Brasil 5

1.1 – Do Império à República Velha (1879-1930) 6

1.2 – A era Vargas (1930-1945) e a edição do Código de Águas 12

1.3 – Os anos 1950 e a edição do Decreto nº 41.019 de 1957 16

1.4 – O esgotamento da expansão setorial e a crise institucional dos anos 1980 21

1.5 – A mudança do marco legal nos anos 1990 26

1.6 – O modelo setorial instituído pela Lei nº 10.848/2004 32

1.6.1 – A contratação de energia elétrica no ACR 34

1.6.2 – Os contratos de comercialização no ACR (CCEAR) 36

1.6.3 – Comercialização no ACL 37

1.7 – Considerações finais do capítulo 1 39

Capítulo 2 – Privatizações do Setor Elétrico Brasileiro: contexto econômico e setorial 40

2.1 – Contexto macroeconômico das privatizações no Brasil 40

2.1.1 – O Governo Collor e o Plano Nacional de Desestatização (PND) 41

2.1.2 – Privatização como instrumento de política econômica (1995-2002) 44

2.2 – A privatização dos serviços públicos de energia elétrica 48

2.2.1 – Quadro da regulamentação setorial 48

2.2.2 – Privatização do Setor Elétrico: empresas federais e estaduais (1995-2002) 50

2.3 – Considerações finais do capítulo 2 56

Capítulo 3 – Revisão sobre teoria geral de concessões e regulação de tarifas em monopólios naturais 57

3.1 – Revisão teórica sobre serviços públicos e teoria geral de concessões 59
3.1.1 – Serviços públicos: conceito e classificação 59
3.1.2 – Outorga e delegação de serviços públicos 60
3.1.3 – Concessão de serviços públicos ou de utilidade pública 61
3.1.4 – Permissões e autorizações de serviços públicos 64
3.1.5 – A questão do interesse público 65
3.1.6 – Autarquias e agências reguladoras 66
3.1.7 – Remuneração pela prestação dos serviços públicos 68
3.2 – Introdução à regulação de serviços públicos 69
3.2.1 – A problemática dos monopólios naturais 73
3.2.2 – Regra de Ramsey e subsídios cruzados 74
3.2.3 – Regulação por taxa de retorno (rate of return) ou custo do serviço 76
3.2.4 – O Efeito Averch-Johnson (A-J Effect) 78
3.2.5 – Regime do serviço pelo preço ou Price Cap 78
3.2.6 – O modelo Retail Price Index-X (RPI-X) 80
3.2.7 – Benchmark regulation ou padronização de custos 81
3.2.8 – O modelo tarifário adotado no Brasil 82
3.3 – Considerações finais do capítulo 3 84
Capítulo 4 – Estudos de caso de privatização de serviços públicos de fornecimento de energia elétrica: Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL e Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL 85
4.1 – Considerações iniciais 85
4.2 – A Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL 86
4.2.1 – Precificação e Ágio do Leilão da CPFL 88
4.3 – A Empresa Energética de Mato Grosso do Sul - ENERSUL 91
4.3.1 – Precificação e Ágio do Leilão da ENERSUL 93
4.4 – Regras Tarifárias Especificadas nos Contratos de Concessão 95
4.5 – A 1ª Revisão Tarifária Periódica - RTP (2003) 99
4.5.1 – A 1ª RTP da CPFL 102

4.5.1.1 – O Reposicionamento Tarifário 102
4.5.1.2 – O Cálculo do Fator X 104
4.5.1.3 – O Resultado da 1ª RTP da CPFL 106
4.5.2 – A 1ª RTP da ENERSUL 107
4.5.2.1 – O Reposicionamento Tarifário da ENERSUL 107
4.5.2.2 – O cálculo do Fator X da ENERSUL 108
4.5.2.3 – O resultado da 1ª RTP da ENERSUL 109
4.6 – O segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica 110
4.6.1 – O resultado da 2ª RTP da CPFL 113
4.6.2 – O resultado da 2ª RTP da ENERSUL 115
4.7 – Considerações finais do capítulo 4 116
Capítulo 5 – Distorções do Processo de Privatização e das Revisões Tarifárias Adotadas: o agravamento da assimetria tarifária 119
5.1 – A reforma legal dos anos 90 e o regime do serviço pelo preço 120
5.2 – Critérios contratuais para revisão das tarifas 126
5.3 – Distorções na aplicação do regime tarifário do serviço pelo preço 129
5.4 – A assimetria tarifária como conseqüência de distorções da aplicação do regime tarifário 132
5.4.1 – Critérios para definição de grupamentos de concessionárias 134
5.4.2 – Análise Comparativa 138
5.4.2.1 – Análise comparativa: cluster de alta e de altíssima densidade de mercado 139
5.4.2.2 – Análise comparativa: cluster de média densidade de mercado 142
5.4.2.3 – Análise comparativa: cluster de baixa densidade de mercado 144
5.4.2.4 – Análise comparativa: cluster de baixíssima densidade de mercado 146
5.4.2.5 – Análise comparativa: síntese dos grupamentos de empresas 148

5.5 – Considerações finais do capítulo 5 150
Conclusão 152
Bibliografia Consultada 158
– Artigos Acadêmicos, Livro e Trabalhos 158
– Atos Normativos 163
– Editais, Notas Técnicas e Relatórios 165

Introdução

O tema da dissertação, que versa sobre as práticas de regulação no segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil, vai ao encontro da necessidade da discussão e estruturação de um marco regulatório estável e necessário para a atração de maior volume de investimentos na infra-estrutura de energia elétrica no país, sem provocar o aumento das distorções na alocação de renda em diferentes regiões e sem acentuar as desigualdades regionais.

A título ilustrativo, uma pesquisa da *A.T. Kerney* realizada em 2004 junto a investidores de diversos países demonstra que a presença de um ambiente regulatório estável constitui um dos três principais fatores de atratividade de investimento produtivos num país:

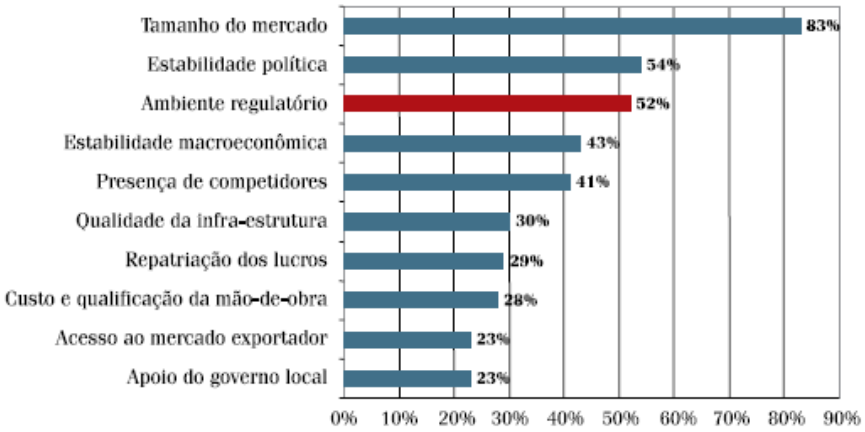


Gráfico 1. Fatores de Atratividade para Investimento Direto
Fonte: Pesquisa AT Kerney (2004).

Dessa forma, pretende-se que o trabalho seja uma fonte de discussão sobre as práticas de regulação econômica nos setores de monopólio natural, especialmente no segmento de distribuição de energia elétrica, cuja importância tem sido crescente nos meios acadêmico e empresarial.

Este trabalho tem como objetivo principal, a partir do estudo do histórico setorial e da privatização de diferentes concessionárias de distribuição durante os anos 90, analisar eventuais distorções causadas pela aplicação das revisões tarifárias em diferentes áreas de concessão, à luz de conceitos de política tarifária, dos atos normativos vigentes e dos contratos de concessão firmados.

Além do objetivo principal, serão objeto de análise: as concessões de distribuição de energia elétrica setor elétrico nas duas últimas décadas e a evolução das tarifas nos últimos anos nas principais áreas de concessão no país. Figura também entre os objetivos secundários a comparação das metodologias adotadas na 1ª e na 2ª Revisão Tarifária Periódica – RTP, através de estudo dos conceitos de regime tarifário adotado no país e do estudo de caso de empresas de distribuição de energia elétrica privatizadas nos anos 90: a Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL, e a Empresa de Eletricidade do Mato Grosso do Sul – ENERSUL, ambas privatizadas em novembro de 1997.

O trabalho tem como questão principal a ser desenvolvida investigar se a metodologia adotada para revisão das tarifas de fornecimento de energia elétrica no Brasil tem contribuído para o aparecimento de distorções entre as empresas concessionárias de distribuição e para o aprofundamento da assimetria tarifária e das diferenças sociais entre os consumidores de diferentes áreas de concessão.

A hipótese a ser verificada é a de que existem elementos que demonstram a existência de distorções provocada pelas práticas do regulador no segmento de distribuição de energia elétrica, sendo que constitui desafio a elaboração e implantação de metodologias de reajuste e revisão de tarifas de energia que reflitam e respeitem as realidades sócio-econômicas de cada área de concessão, permitindo a prestação contínua e com qualidade do serviço por parte da concessionária.

O tema discutido no escopo desta dissertação será desenvolvido em cinco capítulos, organizados da seguinte forma: o Capítulo 1 versará sobre o histórico das concessões e regulamentação no setor elétrico brasileiro, a partir do estudo das primeiras concessões federais do setor (1899), das primeiras referências legais, do Decreto nº 24.232/1934 (Código de Águas), do Decreto nº 41.019/1957, até a reforma introduzida nos anos 90 através das Leis nº 8.631/1993, 8.987/1995, 9.074/1995, 9.427/1996 e outros atos gerais e específicos aplicados ao setor elétrico.

No capítulo seguinte, será estudado o processo de privatização de empresas na década de 90, tendo como base o estudo do cenário macroeconômico brasileiro no período e, dentro do contexto apresentado, do processo de alienação das empresas do setor de energia elétrica através do Programa Nacional de Desestatização – PND e dos Programas Estaduais – PED, no qual 19 empresas do segmento de distribuição foram alienadas à iniciativa privada ou a estatais internacionais.

O Capítulo 3 faz uma breve revisão teórica da teoria de concessões de serviços públicos, conceitos de teoria de regulação e instrumentos de regulação para serviços prestados como monopólios naturais, de forma a subsidiar a discussão sobre as distorções na tarifas de fornecimento de energia elétrica praticadas no Brasil.

Feita a revisão bibliográfica de conceitos importantes para a discussão do tema da dissertação, o Capítulo 4 aborda o estudo de caso da privatização e dos processos de Revisão Tarifária Periódica – RTP de duas concessionárias de distribuição de energia elétrica: a Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista, e a Empresa de Eletricidade do Mato Grosso do Sul – ENERSUL, ambas privatizadas em novembro de 1997, com data de reajuste e revisão definida para o mês de abril, e com características bastante distintas.

A partir dos conceitos e casos estudados nos capítulos anteriores, o Capítulo 5 apresenta uma discussão sobre as distorções entre o processo de privatização e as práticas tarifárias adotadas pelo regulador, que têm contrariado a Lei e os contratos de concessão, além de contribuir a acentuar a assimetria tarifária e a desigualdade social em algumas regiões do país, promovendo, além de distorções sociais, a transferência de renda entre empresas de distribuição mais eficientes para aquelas menos eficientes.

Capítulo 1 – Histórico da Regulamentação da Indústria de Energia Elétrica (IEE) no Brasil

No presente capítulo, o histórico da regulamentação do setor é dividido em cinco períodos conforme sua importância política, econômica ou em virtude de acontecimentos marcantes para o setor. A primeira divisão retrata a regulamentação da indústria de eletricidade, desde sua introdução até o fim do período chamado República Velha, que marca uma nova etapa da sociedade brasileira, com a adoção de princípios nacionalistas e intervencionistas nas atividades como exploração das quedas d'água.

A divisão seguinte corresponde ao período de forte industrialização nacional que caracterizou o governo Vargas, principalmente nos setores de infra-estrutura, ocasionando a criação de uma série de órgãos gestores para regular a atividade da indústria de energia, com destaque para a edição do Código de Águas, que revolucionou a regulamentação do setor.

O período seguinte caracteriza-se, principalmente, pela regulamentação do Código de Águas, a intensa participação dos governos federal e estaduais no crescimento da indústria por meio de sociedades de economia mista, e a publicação do Decreto nº 41.019 de 1957, que regulamentou a prestação dos serviços públicos de energia elétrica.

Em seqüência, o item 1.4 ilustra a euforia do setor no período conhecido como Milagre Econômico e o esgotamento do modelo de crescimento após a segunda crise do petróleo, em 1979, com o uso do setor elétrico para amenizar a crise econômica, provocando um grave desequilíbriofinanceiro e institucional na indústria de energia na década de 1980.

A promulgação da Constituição Federal de 1988 e as mudanças no marco legal durante os anos 1990, que possibilitaram a desestatização da prestação dos

serviços públicos de energia elétrica e a privatização dos ativos do governo federal e dos governos estaduais pelo Plano Nacional de Desestatização (PND) e pelos Planos Estaduais de Desestatização (PED), será objeto de estudo do item 1.5.

Por fim, a mudança do modelo de comercialização de energia elétrica introduzida pela Lei nº 10.848/2004, e regulamentada pelo Decreto 5.163/2004, será tratada no item 1.6, seguida das considerações finais do Capítulo, referentes à importância do conteúdo apresentado para o pleno entendimento do objeto do presente trabalho.

1.1 – Do Império à República Velha (1879-1930)

Até os últimos anos do Império, *"a iluminação (...) era realizada com utilização de óleos, chamados azeites, extraídos, sobretudo da baleia, do lobo – provavelmente lobo-marinho –, do coco e da mamona. Acendedores de lampiões, em geral trabalhadores escravos, realizavam diariamente a tarefa de acendimento"* (SILVA, 2006, p. 09).

Desde a Revolução Industrial inglesa, as aplicações de energia elétrica vinham sendo desenvolvidas na Europa. No entanto, apenas após a visita de D. Pedro II à Exposição de Filadélfia, em 1876, que a energia elétrica foi introduzida no Brasil. O imperador estimulou a introdução das invenções de Thomas Edison no país, de forma que, em 1879, foi inaugurada a iluminação elétrica na estação central da Estrada de Ferro D. Pedro II[1].

Na década seguinte, em 1881, foi inaugurada a primeira instalação de iluminação a céu aberto no país, na atual Praça da República, no Rio de Janeiro. No ano de 1883, foi inaugurado o primeiro serviço de iluminação pública do Brasil e da América do Sul, na cidade de Campos de Goytacazes,

[1] Atual Central do Brasil, na cidade do Rio de Janeiro.

Estado do Rio de Janeiro. Nesse ano ocorreu também a entrada em operação da primeira usina hidrelétrica, a UHE Ribeirão do Inferno, no Estado de Minas Gerais, e a inauguração da primeira linha de bondes elétricos, em Niterói.

Em 1887, a cidade de Porto Alegre foi pioneira como a primeira capital do Brasil a inaugurar o serviço municipal de iluminação elétrica, destacando-se igualmente pela construção da UTE a vapor Velha Porto Alegre, pertencente à Companhia *Fiat Lux*. No mesmo ano, no Rio de Janeiro, criava-se a Companhia de Força e Luz para cuidar das mais de 100 lâmpadas de iluminação pública.

Em 5 de setembro de 1889 é inaugurada a primeira hidrelétrica para atender os serviços de força e luz, a usina de Marmelos, no município de Juiz de Fora, Estado de Minas Gerais, configurando a iluminação pública, juntamente com a força motriz, como os dois primeiros e principais usos finais de energia elétrica no país.

A usina hidrelétrica Marmelos foi *"considerada o 'marco zero' da história do setor de energia elétrica brasileiro e da América Latina, por ter sido a primeira unidade de geração hidrelétrica construída especificamente para o atendimento dos serviços públicos urbanos. Iniciativa do industrial Bernardo Mascarenhas, que obtivera concessão dos serviços de iluminação pública naquela cidade (...). Mais tarde seria utilizada também no fornecimento de força motriz a instalações de indústria têxtil de propriedade do mesmo empresário"*[2].

Outros empreendimentos voltados para o atendimento dos serviços públicos de eletricidade foram inaugurados nos anos seguintes. No Estado de São Paulo, em 1893, entraram em operação a UHE Monjolinho e UHE Piracicaba, respectivamente nos municípios de São Carlos e Piracicaba. Em 1895, destaque

[2] Memória da Eletricidade, 2001, p. 19-20.

para a UHE Corumbataí, que atendia os municípios de Araras, Limeira e Rio Claro.

No entanto, embora a introdução da eletricidade tenha ocorrido em 1879 e, como visto, o serviço viesse expandindo-se ano após ano, a primeira concessão do governo federal para prestação do serviço público de energia elétrica seria outorgada apenas no ano de 1899 em nome da empresa canadense *São Paulo Light and Power*, por meio de Decreto do presidente Campos Sales[3].

Apesar da concessão do serviço público de energia ter sido outorgada à empresa canadense, o ordenamento jurídico brasileiro não dispunha, até então, de instrumentos legais para regular e fiscalizar as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, cabendo ressaltar que, no início do século XX, o Brasil contava com uma população de 17 milhões de habitantes e com uma potência instalada de apenas 12 MW[4] concentrada em empreendimentos pequenos e isolados de geração.

Apenas no ano de 1903 surge o primeiro, porém pequeno esforço para promover a regulamentação de energia elétrica no país, mediante a publicação da Lei nº 1.145, de 31 de dezembro. A Lei, que aprova o orçamento dos Estados Unidos do Brasil para o ano de 1904, em seu artigo 23, reza que o *"... Governo promoverá o aproveitamento da força hydraulica para transformação em energia electrica applicada a serviços federaes, podendo autorizar o emprego do excesso da força no desenvolvimento da lavoura, das industrias e outros quaesquer fins, e conceder favores ás emprezas que se propuzerem a fazer esse serviço. Essas concessões serão livres, como determina a Constituição, de quaesquer onus estadoaes ou municipaes."*

---

[3] O capital estrangeiro, na época, foi muito importante para o desenvolvimento da incipiente indústria (Paixão, 2000).

[4] IBGE. Estatísticas históricas do Brasil: séries econômicas, demográficas e sociais de 1550 a 1988.

Em dezembro do ano seguinte, era aprovado o Decreto nº 5.407/1904 cujos princípios básicos eram *"a) concessão sem exclusividade; b) o prazo máximo de concessão de 90 anos; c) a reversão para a União sem a indenização do patrimônio constituído pelo concessionário; d) a revisão periódica das tarifas a cada cinco; e) redução tarifária quando os lucros excedessem 12%; f) princípio tributário de que as concessões seriam livres de quaisquer ônus estaduais ou municipais e de direitos aduaneiros; g) autorização para o concessionário promover desapropriação; h) faculdade ao governo de resgate da concessão a qualquer tempo mediante indenização; i) fiscalização da concessionária pelo Governo Federal"* (CALDAS, 2002, p. 37).

Embora os textos normativos apresentados representem o embrião da legislação brasileira sobre energia elétrica, na prática, como os concessionários de energia elétrica firmavam seus contratos diretamente com os Estados e municípios por conta da *"autoridade das frações oligárquicas regionais (...) pautada pela autonomia política e administrativa"*[5], o que fica bem claro com o exemplo citado da UHE Marmelos, o efeito dos referidos atos foi bastante reduzido.

De fato, desde o fim do Império, o que seria reforçado pelo cunho liberal da Constituição de 1891, as concessões eram outorgadas pelos municípios a empreendimentos pequenos e isolados. O município exercia o papel de Poder Concedente, dispondo de autonomia para definir o regime e as regras de exploração dos serviços de eletricidade, principalmente o fornecimento de energia elétrica:

> *"A Constituição de 1891 assegurava autonomia aos governos estaduais, restringindo a ação da União. Ao Congresso Nacional competia legislar apenas sobre terras e minas de propriedade da União. Não havia distinção entre a propriedade do subsolo e das*

[5] Memória da Eletricidade, 2001, p. 13-14.

> *quedas d'água e a propriedade das terras circundantes. Assim, a intervenção do Estado na indústria de energia elétrica durante as três primeiras décadas do século XX resumiu-se a medidas isoladas na regulamentação do setor"* (CALDAS, 2002, p. 37).

Paralelamente às iniciativas apresentadas com o objetivo de regulamentar a indústria de energia elétrica, a partir de 1904, são publicados os trabalhos *"Dos Rios Públicos e Particulares"* e *"Direito das Águas"*, ambos de autoria do jurista Alfredo Valladão, nos quais o autor defende que o Poder Concedente deveria ser tanto a União, os Estados, ou até mesmos os municípios, conforme a jurisdição sob a qual estivesse o curso de água.

No ano de 1906, mediante o forte crescimento do uso da eletricidade, aumentava a preocupação em regulamentar a indústria de energia elétrica, de forma que o presidente Afonso Pena autorizou o Poder Executivo a iniciar os trabalhos para elaboração das bases do Código de Águas da República[6]. O projeto foi desenvolvido por Valladão[7] e apresentado ao Congresso Nacional em dezembro de 1907. Martins descreve a sua conturbada tramitação na casa legislativa:

> *"Submetido à apreciação de várias comissões do Congresso, o projeto de Código de Águas teve uma longa tramitação, mas não chegou a ser aprovado. Após intermináveis discussões, ficou parado na Câmara de Deputados em 1923. Nos sete anos seguintes, o assunto não foi mais abordado, sequer na discussão da reforma da Constituição, em 1926, que ampliou significativamente os poderes da União sobre os Estados"* (MARTINS *et alii apud* CALDAS, 2002, p. 38).

Apesar da pequena escala da indústria de energia elétrica brasileira nas primeiras décadas do século XX, as iniciativas locais, como aponta Vieira

---

[6] Foi publicado apenas no ano de 1934, ou seja, quase 30 anos após o início dos trabalhos.
[7] Com a colaboração de José Castro Nunes e Inácio Veríssimo de Melo.

(2005), passam a ceder lugar para grupos empreendedores nacionais e internacionais nos mercados mais desenvolvidos, que apresentavam maior atratividade econômico-financeira, a exemplo das áreas de concessão atendidas pela *Light and Power* e pela *American & Foreign Power Company (AMFORP).*

A AMFORP, grupo representado no país pela Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras (CAEEB), se tornaria concessionário de energia elétrica no interior de São Paulo, assim como em diversos outros Estados, com a aquisição da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). As regiões menos desenvolvidas e pouco atrativas sob a ótica financeira, por outro lado, continuaram sendo atendidas pelos governos municipais ou estaduais, ou por pequenas empresas de fornecimento.

Com a expansão da indústria no período da Primeira Guerra Mundial, o uso da energia sofreu forte aceleração e, no início da década de 1920, o Brasil já possuía 350 MW de capacidade instalada, sendo quase a metade localizada no Estado de São Paulo. Esse crescimento acelerado do mercado consumidor, aliado a uma forte estiagem, provocou o primeiro racionamento de energia do Brasil, em 1924, especificamente na área de concessão da *São Paulo Light and Power:*

> *"O decorrente aumento da demanda de eletricidade levou à crise de 1924/25 em São Paulo. As pequenas usinas que operavam no interior do Estado não eram suficientes para atender à demanda, sendo requisitadas plantas maiores"* (VIEIRA, 2005, p. 24).

Como conseqüência da crise de abastecimento, setores nacionalistas reivindicaram a ampliação do fornecimento de energia de forma abundante e barata, o que constituía condição para implantação, como de fato ocorreu nas próximas décadas, de uma série de segmentos eletro-intensivos, a exemplo da indústria de siderurgia, celulose e papel etc. Ademais, a ausência de

ordenamento jurídico à atividade de exploração dos serviços públicos de energia favorecia o exercício do monopólio pelos grandes grupos empresariais estrangeiros, que pressionavam por maior remuneração por meio da elevação da tarifa, como aponta Bermann (1991):

> *"...as relações entre empresas privadas e empresas estatais já vinham sendo constituídas desde o final do século passado, num processo, via-de-regra, marcado por diversas controvérsias, entre as quais, a natureza da atividade de prestação de serviços públicos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a presença de empresas estrangeiras e as formas de remuneração do capital através das tarifas, foram as questões mais agudas"* (p. 194).

Deflagrada a Revolução de 1930, que conduziu ao poder Getúlio Vargas, o país iniciou uma nova etapa histórica, com a modernização da sociedade e da indústria brasileira, inclusive do setor de energia elétrica. Em contraste com o caráter liberal da Constituição de 1891, a Carta de 1934 adotou princípios nacionalistas e intervencionistas, consagrando os fundamentos de intervenção do Estado em atividades como exploração de minas e das quedas d'água.

1.2 – A era Vargas (1930-1945) e a edição do Código de Águas

Durante os anos 1930 e 1940, sob o governo Vargas, ao contrário do que ocorria nos países da Europa e nos EUA, o Brasil sofreu forte industrialização, principalmente nos setores de infra-estrutura, razão pela qual foi necessária a criação de órgãos gestores do setor como o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), em 1938, e o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), em 1939[8], o que denotava a clara a necessidade de regular a

[8] Cuja autorização fora dada pela publicação do Decreto nº 26.234/1934. O Conselho foi o precursor do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE – e da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – e Agência Nacional de Águas – ANA.

atividade da indústria e buscar o desenvolvimento sustentado do setor elétrico brasileiro.

O Decreto nº 20.395/1931 firmou a União como poder concedente e, com o Governo Provisório, suspendeu todos os atos de alienação, oneração, promessa ou começo de transferência de qualquer curso perene ou queda d'água, com o objetivo de conter a expansão do monopólio dos grupos LIGHT e AMFORP (CALDAS, 2002). Em 1933, seguindo o adotado pelo governo Roosevelt (EUA), foi extinta a cláusula-ouro que afetava as revisões periódicas de energia elétrica na medida em que parte das tarifas era indexada ao câmbio médio do mês de consumo.

Enfim, após quase 30 anos em compasso de espera, o Governo retomou o processo de regulamentação do setor e acabou por promulgar, em 10 de julho de 1934, o Decreto nº 26.234, conhecido como Código de Águas, a partir do qual *"é que se pode distinguir nitidamente uma formulação jurídica para a eletricidade, já com inteira independência em face dos dispositivos do direito comum"* (ALVARES, 1978, p. 61).

Mesmo tendo sofrido algumas alterações em seu projeto original em virtude da orientação mais centralizadora do governo Vargas, o instrumento legal revolucionou a regulamentação setorial e trouxe muitos preceitos ainda vigentes no ordenamento jurídico. Foi consagrada uma série de regras básicas sobre o regime jurídico aplicável às concessões para exploração de serviços públicos de eletricidade, assegurando ao Pode Público a possibilidade de ser mais rigoroso sobre as concessionárias, visando ao objetivo de *"1º - Fixar tarifas razoáveis; 2º - Assegurar o serviço adequado. 3º - Garantir a estabilidade financeira"* (BAUER *apud* VALLADÃO, 1933, p. 41).

A principal crítica que é feita, no entanto, refere-se à criação das bases da tarifa fixada por meio do serviço pelo custo, que leva em conta as despesas de

operação, as reservas para depreciação e reversão dos bens e a justa remuneração do investimento, sendo estabelecido que o capital das empresas seria avaliado de acordo com seu custo histórico, ou seja, o custo original das instalações, menos a depreciação[9].

O serviço pelo custo era visto, na época, e pelo próprio Valladão, como o *"último estágio da regulamentação"*, visto que este regime tarifário vinha sendo aplicado na indústria de eletricidade da Grã-Bretanha e dos Estados Unidos desde a década de 1920, a partir de importantes trabalhos de Bauer – *"Effective Regulation of Public Utilities"* e Glaeser – *"Outline of Public Utilities Economics"*, por meio de comissões legislativas que foram criadas para corrigir o abuso das empresas naqueles países.

O serviço pelo custo foi expressamente extinto no ordenamento jurídico brasileiro a partir da publicação da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, por sua vez, introduziu o chamado regime de serviço pelo preço, o qual também será analisado no Capítulo 3 deste trabalho.

Entretanto, mais de uma década após sua extinção, algumas premissas do regime do serviço pelo custo ainda têm sido aplicadas pelo órgão regulador, especificamente na metodologia adotada nas Revisões Tarifárias Periódicas (RTP) das concessionárias de distribuição, como será oportunamente ilustrado neste estudo.

A segunda metade dos anos 1930 e todo o decorrer da década de 1940 foram marcadas pela aplicação do Código de Águas e regulamentação do setor elétrico[10]. Com o advento do Estado Novo (1937-1945), a política nacionalista

---

[9] "Custo histórico", o custo original das instalações, o dinheiro de fato empatado nestas, "*prodent investiment*", menos a depreciação (VALLADÃO, 1933, p. 42).

[10] Dentre os quais se destacam os Decretos nº 345/1937, que definiu as regras de interligação de sistemas elétricos; nº 1.285/1939, que criou o Conselho Nacional de Águas e Energia –

foi aprofundada com a intervenção do Estado na vida social e econômica do país, que passou a participar ativamente nas atividades de infra-estrutura. Ademais, como aponta Caldas (2002), a Constituição de 1937 *"proibia qualquer novo aproveitamento hidráulico por empresas estrangeiras, estabelecendo que as concessões só seriam atribuídas a brasileiros ou a empresas constituídas por acionistas brasileiros"* (p. 41), posição menos flexível em relação àquela preceituada na Carta de 1934, que exigia apenas que as empresas estivessem organizadas no Brasil.

Todavia, uma vez que a contribuição das concessionárias estrangeiras era necessária para o atendimento da crescente demanda e não poderia ser prescindida (PAIXÃO, 2000), o governo federal viu-se obrigado a flexibilizar os rígidos preceitos legais da Constituição de 1937.

Dessa forma, os prazos das concessões outorgadas a essas empresas foram ampliados e novos contratos foram sancionados pela União por meio do Decreto nº 5.674/1943, que substituiu os Estados e municípios como o Poder Concedente, tal como preconizava o Decreto nº 24.232/1934.

Findo o período do Estado Novo, foi acirrado o debate, ainda bastante presente na atualidade, sobre a justa remuneração do capital, haja vista que os agentes defensores do capital estrangeiro pleiteavam aumentos tarifários não pautados no serviço pelo custo e sinalizavam o abandono de investimentos do setor. Este grupo argumentava que, sem lucros razoáveis, não haveria expansão da oferta, razão pela qual o governo foi obrigado a incorporar no texto constitucional de 1946 uma série de medidas de caráter liberalizante, abandonando, inclusive, o princípio da nacionalização das fontes de energia elétrica presente na Carta anterior.

CNAEE; nº 2.281/1940, que regulamentou a tributação da energia elétrica e as regras de instalação de usinas termelétricas; nº 2.267 e 2.771/1940, que previam multas às concessionárias; e nº 3.128/1941, que fixou a remuneração sobre o capital em 10% sobre o montante do investimento, menos a depreciação.

No outro pólo, havia o grupo minoritário de nacionalistas que defendia a estatização do setor e lucros controlados pela base de ativos remunerável. Estes alegavam que as concessionárias de serviços públicos não poderiam ser remuneradas como empresas privadas atuantes em mercados competitivos de acordo com a lei de oferta e procura, obtendo lucros excessivos sobre os consumidores de sua área de concessão, uma vez que estas eram empresas de monopólio natural. A discussão sobre serviços públicos, concessões e regulação de monopólios naturais será objeto do Capítulo 3 deste trabalho.

Duas companhias que desempenhariam papel de grande importância no setor elétrico nas décadas posteriores foram criadas nesse período: a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), concessionária do Estado do Rio Grande do Sul, em 1943, e a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), primeira empresa estatal federal do setor elétrico, em 1948. O Governo, dessa forma, atendia também os pleitos dos nacionalistas-desenvolvimentistas, sustentando-se entre esses e os liberais, pelo outro lado.

1.3 – Os anos 1950 e a edição do Decreto nº 41.019 de 1957

No período do pós-guerra, a crise no abastecimento de energia elétrica foi agravada, sendo necessária a criação de um programa de Estado para ampliar a geração e transmissão, o Plano Nacional de Eletrificação (PNE) de 1954, com horizonte decenal, buscando assim garantir a expansão da indústria.

Mesmo tendo sofrido crescimento exponencial da capacidade instalada no período de 1900-1950, conforme ilustra o Gráfico 2, o Brasil contava com apenas 1.735 MW de capacidade de geração no início de 1950 e os serviços só alcançavam os principais centros urbanos. O setor era administrado pela

iniciativa privada e as tarifas, pautadas pelo custo histórico[11], não estimulavam a expansão da oferta de energia.

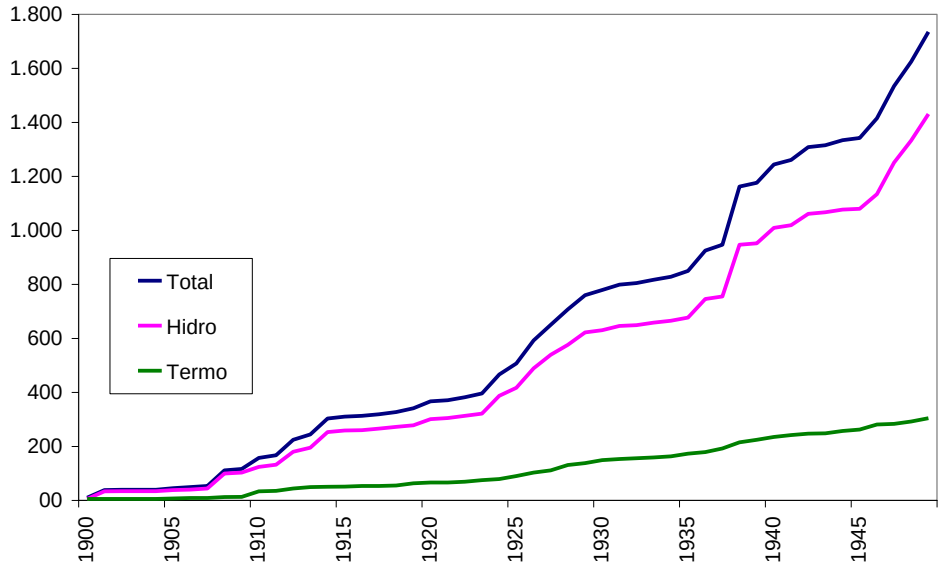


Gráfico 2. Evolução da capacidade instalada: 1900-1950 (em MW).
Fonte: Elaboração própria com base em dados do IBGE (2008).

O PNE era mantido por meio do Fundo Nacional de Eletrificação (FNE), cujos recursos eram oriundos do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) e de parte do Imposto de Consumo, ambos previstos na Constituição de 1946. Ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), criado em 1952, eram destinados 40% para financiamento de grandes projetos de geração e transmissão, enquanto aos Estados e municípios eram destinados os 60% restantes para expansão de seus sistemas elétricos (CALDAS, 2002).

Nesse período, inicia-se a intensa participação do governo federal e dos governos estaduais com a constituição de empresas sob a forma de sociedades de economia mista, como a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), a Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG) e Furnas Centrais Elétricas (FURNAS).

[11] O Código de Águas não tratava de forma objetiva questões básicas para padronização do serviço pelo custo, como as taxas de remuneração e a contabilização dos ativos das concessionárias. Estes pontos essenciais careciam de regulamentação.

Em 1954, para conduzir a expansão do setor energético nessa nova fase, privilegiando as grandes obras de hidroeletricidade, foi enviado ao Congresso um Projeto de Lei criando a Eletrobrás, que deveria assumir o papel de *holding* e de banco de fomento, como fora atribuído ao BNDE. Ademais, a empresa passaria também a ser responsável pelas funções de *"planejamento, coordenação e supervisão dos programas de construção, ampliação e operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia"*[12] (*Idem*, p. 44).

Em 26 de fevereiro de 1957 foi publicado o Decreto nº 41.019, regulamentando, conforme previa o art. 178 do Código de Águas, os serviços de energia elétrica. O ato normativo consolidou o regime tarifário do serviço pelo custo, no qual o Governo garantia às concessionárias de distribuição uma receita suficiente para cobrir os custos para prestação do serviço público, acrescida de remuneração mínima de 10% pelos investimentos da empresa[13].

O Decreto nº 41.019/1957 foi suficientemente claro na definição do investimento remunerável e do custo histórico no serviço público de eletricidade:

> *"Art 58. Investimento das emprêsas de eletricidade é a importância efetiva e permanentemente empregada na propriedade do concessionário em função da sua indústria".*

Prossegue o art. 59 do Decreto:

> *"Art. 59. O montante do investimento será determinado com base no custo histórico da propriedade em função do serviço e será expresso*

---

[12] A criação da Eletrobrás, idealizada no segundo governo Vargas, foi concretizada apenas em 1962, durante o mandato do presidente João Goulart, que regulamentou a constituição da empresa.

[13] Remuneração fixada pelo Decreto nº 3.128/1941.

> *moeda nacional; mas a tradução monetária do valor original do investimento poderá ser corrigida nos têrmos da legislação vigente. (Redação dada pelo Decreto nº 54.938, de 1964)".*

O custo histórico é definido no § 1º do mesmo artigo:

> *"§ 1º Entende-se por custo histórico a importância, em moeda nacional, real e comprovadamente gasto pelo concessionário para a aquisição dos bens que integram a propriedade em função do serviço e registrada na sua contabilidade. (Renumerado do parágrafo único com nova redação pelo Decreto nº 54.938, de 1964)".*

Portanto, a publicação do Decreto nº 41.019/1957, após mais de duas décadas, veio regulamentar os serviços de eletricidade tal qual determinava o Código de Águas de 1934, consolidando a legislação vigente sobre os serviços e fixando normas claras e objetivas para remuneração e contabilização do "*Investimento das emprêsas de eletricidade"*, assim como para facilitar a fiscalização das concessionárias pela administração.

No início da década seguinte, dando continuidade à expansão estatal no setor como agente investidor e fiscalizador, a Lei n° 3.782, de 22 de julho de 1960, criou o Ministério de Minas e Energia (MME), cujas atribuições eram de competência, até então, do Ministério da Agricultura. A Eletrobrás, cujo Projeto de Lei encontrava-se em tramitação desde 1954, foi finalmente criada pela Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961. A figura do empréstimo compulsório em favor da Eletrobrás, para aplicação em investimentos na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, foi instituída pela Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962, e trouxe alterações sobre o FNE e no IUEE, com o objetivo de ampliar as fontes de recursos para investimentos[14].

---

[14] A Lei Ordinária nº 4.156, de 28 de novembro de 1962, instituiu o denominado empréstimo compulsório em favor da Eletrobrás, estabelecendo no 'caput' de seu artigo 4º que: *"durante 5 (cinco) exercícios a partir de 1964, o consumidor de energia elétrica tomará obrigações da Eletrobrás, resgatáveis em 10 (dez) anos, a juros de 12% (doze por cento) ao ano,*

Ainda nos anos 1960, durante o período militar, a Lei nº 4.904, de 17 de dezembro de 1965, criou o Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), em substituição ao CNAEE, de 1939. Posteriormente, o Decreto nº 63.951, de 31 de dezembro de 1968, alterou a denominação do órgão para Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE)[15]. Na década seguinte, a Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973, conhecida como Lei de ITAIPU, determinou a criação do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), que deveria ser criado e dirigido pela Eletrobrás, conforme reza o art. 12 do referido ato:

> *"Art. 12. A coordenação operacional dos sistemas interligados das Regiões Sudeste e Sul será efetuada, em cada uma dessas regiões, por um Grupo Coordenador para operação Interligada, integrado por representante da ELETROBRÁS e respectivamente das empresas concessionárias mencionadas nos artigos 7º e 8º.*
>
> *(...)*
>
> *§ 3º Os Grupos serão organizados e dirigidos pela ELETROBRÁS."*

A partir da criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), por meio da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998[16], as atividades e atribuições exercidas

---

correspondente a 15% (quinze por cento) no primeiro exercício e 20% (vinte por cento) nos demais, sobre o valor de suas contas."

[15] Pela Portaria do MME nº 234, de 17 de fevereiro de 1977, foi aprovado o Regimento Interno do DNAEE. A natureza e a finalidade do órgão foram consignadas no art. 1º do referido Regimento Interno:

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

[16] *"Art. 13. As atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional – SIN, serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mediante autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL, a*

pelo GCOI foram progressivamente transferidas ao ONS, cujas atividades foram regulamentadas pelo Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, e cujo funcionamento foi autorizado pela Resolução ANEEL nº 351, de 11 de novembro do mesmo ano.

1.4 – O esgotamento da expansão setorial e a crise institucional dos anos 1980

Com a reviravolta política ocorrida em 1964, o setor elétrico passou a ser tratado como estratégico e de segurança nacional, de forma que o governo militar adotou postura fortemente estatizante, visando principalmente ao desenvolvimento industrial do país. Assim, foi iniciado o processo de estatização do setor por meio de absorção das empresas dos grupos privados, o que resultou na instituição de monopólio federal na geração e monopólios estaduais na distribuição[17].

A partir da consolidação do modelo de expansão setorial com empresas de economia mista sob o controle da Eletrobrás[18], a capacidade instalada expandiu-se rapidamente, ficando as concessionárias de capital privado limitadas ao segmento de distribuição. Nos anos 1970 a capacidade de geração triplicou, pulando de pouco mais de 10.000 MW em seu início, para mais de 35.000 MW de potência instalada ao início da década de 1980[19]. Paixão (2000) ilustra de forma bastante própria a euforia vivida pelo setor:

---

ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e que sejam conectados à rede básica" (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004).

[17] A Eletrobrás concluiu a estatização das empresas dos Grupos AMFORP, em 1964, e LIGHT, em 1979.

[18] Foram criadas neste período empresas como as Centrais Elétricas de São Paulo (Cesp), em 1966; Centrais Elétricas do Sul do Brasil (Eletrosul), em 1968; Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte), em 1973; e Itaipu Binacional, em 1975.

[19] *Estatísticas históricas do Brasil*: séries econômicas, demográficas e sociais de 1550 a 1988. 2. ed. rev. e atual. do v. 3 de Séries estatísticas retrospectivas. Rio de Janeiro: IBGE, 1990. Apud: Estatísticas do século XX, Centro de documentação e disseminação de informações. Rio de Janeiro: IBGE, 2003.

> *"O período 70-80 foi aquele em que o setor elétrico atingiu o seu ápice e, também, iniciou o seu declínio. Passando pela primeira crise do petróleo, em fins de 1973, sem se abalar, antes, pelo contrário, vivendo a euforia do dinheiro fácil dos petrodólares; as maiores obras no país foram feitas ou iniciadas naqueles anos: Ilha Solteira, Paulo Afonso IV, Tucuruí, Itaipu, Angra, usinas dos rios Iguaçu, Paranaíba e Grande, sistemas de transmissão em 400 e 500 kV, sofisticados sistemas de supervisão e controle, desenvolvimento da inteligência técnica brasileira nos Estados Unidos e Europa, e assim por diante"* (p. 43-44).

Conforme Caldas (2002), a euforia do setor no período do milagre econômico dava-se *"em função dos aumentos das tarifas acima da inflação e das novas fontes de recursos fiscais"* (p. 46). Em 1973, os recursos eram constituídos pelo IUEE, pelas tarifas de fornecimento e pelo empréstimo compulsório, que em conjunto, somavam quase 50% dos recursos para expansão no setor. O restante originava-se de aportes dos governos federal, estadual e municipal, e de financiamentos contraídos no país e no exterior[20].

Entretanto, após a segunda crise do petróleo, em 1979, o governo passou a utilizar o setor elétrico, altamente endividado, a exemplo de outros setores produtivos, para amenizar a crise econômica no país, o que provocou a aceleração do seu declínio (PIRES & DIAS, 1994).

Na época, para viabilizar os investimentos, era garantida uma remuneração mínima de 10% ao ano sobre o valor dos ativos. Em contrapartida, a remuneração máxima permitida era de 12% ao ano, conforme estabelecido pela Lei n° 5.655, de 20 de maio de 1971, que dispôs sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica:

---

[20] A participação elevada de recursos externos do exterior, de 18,8% do total, decorria da grande liquidez no mercado financeiro internacional naquele período.

> *"Art 1º A remuneração legal do investimento, a ser computada no custo do serviço dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, será de 10% (dez por cento) a 12% (doze por cento), a critério do poder concedente".*

A responsabilidade pela definição do valor das tarifas de fornecimento de energia elétrica era do Governo Federal, mediante Portarias Interministeriais que envolviam o Ministério da Economia, Fazenda e Planejamento e o Ministério de Infra-Estrutura, cabendo ressaltar que, visando à universalização do serviço, foi iniciado um processo de equalização tarifária aos consumidores finais, por classe de consumo, em todo o território nacional, a partir da publicação do Decreto nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974:

> *"Art. 4º A garantia de equilíbrio econômico e financeiro das concessões será considerada sob os seguintes aspectos:*
>
> *a) viabilidade econômica dos investimentos em relação ao mercado respectivo;*
>
> *b) aumento da produtividade, pela gradual redução das despesas de exploração em proporção à receita tarifaria;*
>
> *c) estabilidade financeira dos concessionários;*
>
> *<u>d) progressiva equalização tarifária em todo o território nacional.</u>"* (grifos nossos).

Para permitir a equalização tarifária e prover *"...recursos para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro das concessões"*[21], o Decreto nº 1.383 estabeleceu um regime de subsídios cruzados, com a criação de uma conta denominada Reserva Global de Garantia (RGG), posteriormente renomeada

[21] Art. 1º do Decreto nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974.

para Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (RENCOR), pela publicação do Decreto nº 2.432, de 17 de maio de 1988[22].

Na prática, a RGG/RENCOR recebia recursos das empresas que obtinham remuneração superior a 12% ao ano e os repassava às que ficavam abaixo de 10%. As empresas que, após o recebimento do fundo, ainda continuavam com remuneração abaixo dos 10% ao ano, registravam a insuficiência em uma conta especial denominada Conta de Resultados a Compensar (CRC), para compensação futura:

> *"§ 1º A diferença entre a remuneração resultante da aplicação do valor percentual aprovado pelo Poder concedente e a efetivamente verificada no resultado do exercício será registrada na Conta de Resultados a Compensar, do concessionário, para fins de compensação dos excessos e insuficiências de remuneração.*
>
> *§ 2º As importâncias correspondente aos saldos credores da Conta de Resultados a Compensar serão depositadas pelo concessionário, a débito do Fundo de Compensação de Resultados, até 30 de abril de cada exercício, em conta vinculada no Banco do Brasil S.A., na sede da emprêsa, que só poderá ser movimentada, para a sua finalidade, a juízo do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica"* (Art. 1º, § 1º e § 2º, da Lei n° 5.655, de 20 de maio de 1971).

Durante a década de 1980, com o objetivo de minimizar os impactos das tarifas de energia sobre os índices de inflação, o Governo Federal passou a conter os

---

[22] *"Art. 1° É instituída a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração - RENCOR, com a finalidade de compensar as insuficiências de remuneração do investimento das concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, com recursos provenientes de:*

I - produto do recolhimento das quotas anuais de compensação, constituídas pelas parcelas de receita excedente das concessionárias, atendida a taxa de remuneração legal máxima do investimento;

II - saldos credores registrados na Conta de Resultados a Compensar das concessionárias referidos no art. 1°, § 2°, da Lei n° 5.655, de 20 de maio de 1971; e,

III - receitas de outras origens, inclusive de eventuais dotações consignadas no Orçamento Geral da União."

reajustes tarifários, reduzindo drasticamente o fluxo de receita para o setor e inviabilizando o funcionamento do fundo de compensação e a geração de recursos para investimentos, o que Pires & Dias (1994) denominaram de problema do "estrangulamento tarifário", agravado pelos seguidos planos econômicos introduzidos na década.

Medidas arbitrárias como o congelamento de tarifas e o uso político-partidário das empresas elétricas levaram o setor a uma profunda crise institucional, caracterizada por um quadro de inadimplemento generalizado entre concessionárias de distribuição (em sua maioria estaduais), empresas geradoras (em sua maioria federais), e o próprio Governo Federal[23].

Conforme observam Pires & Dias (1994), *"(...) no final da década de 80, o setor elétrico encontrava-se enredado em uma crise cujos componentes vinham sendo gerados desde o final da década de 70. (...) podemos desmembrá-la em três componentes: crise de financiamento, crise institucional e crise potencial de suprimento"* (p. 70).

No final da década, o saldo da CRC beirava US$ 30 bilhões, cerca de 80% em moeda estrangeira, e uma ampla reforma fazia-se necessária no modelo institucional do setor. O primeiro passo na direção da reforma foi dado com a promulgação da Constituição Federal de 1988, que determinou o fim dos monopólios para prestação de serviços públicos e abriu caminho para o processo de privatização da IEE.

---

[23] Em 1987, com a acentuada deterioração da situação econômico-financeira do setor, foi criado um grupo de estudos denominado REVISE. Os trabalhos do grupo consolidaram o conhecimento sobre os problemas do setor, consubstanciados no Relatório Executivo de Propostas do REVISE, de 1989. O trabalho não chegou a decisões finais, mas foi precursor do chamado Projeto RESEB, que deu origem ao modelo setorial implantado por meio da Lei nº 9.648/1998, conhecido como modelo do governo FHC.

1.5 – A mudança do marco legal nos anos 1990

A Constituição Federal foi promulgada em 1988; entretanto, os dispositivos constitucionais que versavam sobre a IEE dependiam de regulamentação por meio de Lei, o que só começou a ocorrer a partir do ano 1995, com a publicação das Leis nº 8.987 e nº 9.074, de forma que não foi outorgada nenhuma concessão de qualquer natureza nesse intervalo de sete anos.

No entanto, entre a edição da Constituição e a regulamentação dos referidos dispositivos, a Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993[24], introduziu algumas modificações importantes, como a extinção do regime de tarifas equalizadas que havia sido implantado durante os anos 1970 e, conseqüentemente, o fundo para a compensação de remuneração, a CRC.

> *"Art. 7º O regime de remuneração garantida e, em conseqüência, a Conta de Resultados a Compensar (CRC) e a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (Rencor), ficarão extintos na data da publicação do decreto regulamentador desta lei".*

A Lei determinou também a compensação do saldo da CRC com passivos das concessionárias junto à União, por meio de um encontro de contas e cuja quitação deveria obedecer ao estabelecido no art. 7º:

> *"3º As parcelas dos saldos credores das CRC, referidas no parágrafo anterior, serão destinadas à quitação, mediante encontro de contas de débitos vencidos até 31 de dezembro de 1992, obedecida a seguinte ordem:*
>
> *a) relativos ao suprimento e ao transporte de energia elétrica gerada por Itaipu Binacional;*

[24] Regulamentada pelo Decreto nº 774, de 18 de março de 1993.

b) relativos ao suprimento de energia elétrica gerada por outros concessionários supridores;

c) remanescentes da Rencor;

d) relativos aos suprimentos de combustíveis fósseis.

4º Após o encontro de contas efetuado na forma do parágrafo anterior, os detentores de créditos da CRC poderão compensá-los com os seguintes ativos da União existentes em 31 de dezembro de 1992:

a) créditos a receber de compromissos internos e externos cujas garantias foram adimplidas pela União;

b) créditos a receber relativos a impostos federais;

c) créditos a receber relativos à RGR; e

d) outros ativos a critério do Ministério da Fazenda." (grifos nossos).

Assim, com recursos do Tesouro Nacional, a Lei nº 8.631/1993 promoveu um saneamento no setor. No entanto, a retomada dos investimentos dependia de regulamentação dos dispositivos promulgados pela nova Constituição.

Com esse objetivo, a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, acabou por dispor sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, conforme previa o art. 175 da Constituição Federal de 1988:

"Art. 175 Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I – o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II – os direitos dos usuários;

III – política tarifária;

IV – a obrigação de manter serviço adequado."

A Constituição de 1988 foi um marco divisor no setor de energia elétrica ao determinar que concessões de serviços públicos e as permissões de serviços públicos deveriam ser realizadas por licitação, pelos termos do art. 175, pela Lei n° 8.987, pelas normas legais pertinentes e pelas cláusulas dos contratos de concessão.

Conforme estabelece o art. 4º da Lei, a concessão de serviço público deverá ser formalizada mediante contrato, que deverá observar os termos da Lei, das normas pertinentes e do edital de licitação. Caberá ao Poder Concedente, conforme prossegue o art. 5º da mesma Lei, publicar previamente o edital de licitação e ato justificando a conveniência da outorga de concessão ou permissão, caracterizando seu objeto, área e prazo.

A concessão de serviços públicos deverá ser objeto de prévia licitação, nos termos da Lei e observando os princípios da legalidade, moralidade, publicidade, igualdade, do julgamento por critérios objetivos e da vinculação ao instrumento convocatório, conforme disposto no art. 14.

O art. 15 da Lei, por sua vez, estabeleceu os critérios para julgamento da licitação de concessão de serviços públicos:

"I – o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado; (Redação dada pela Lei nº 9.648, de 27.05.98)

II – a maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão; (Redação dada pela Lei nº 9.648, de 27.05.98)

III – a combinação, dois a dois, dos critérios referidos nos incisos I, II e VII; (Redação dada pela Lei nº 9.648, de 27.05.98)

IV – melhor proposta técnica, com preço fixado no edital; (Inciso incluído pela Lei nº 9.648, de 27.05.98)

V – melhor proposta em razão da combinação dos critérios de menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado com o de melhor técnica; (Inciso incluído pela Lei nº 9.648, de 27.05.98)

VI – melhor proposta em razão da combinação dos critérios de maior oferta pela outorga da concessão com o de melhor técnica; ou (Inciso incluído pela Lei nº 9.648, de 27.05.98)

VII – melhor oferta de pagamento pela outorga após qualificação de propostas técnicas. (Inciso incluído pela Lei nº 9.648, de 27.05.98)"

A Lei n° 8.987/1995 tratava de aspectos aplicáveis às concessões de serviços públicos em geral, cabendo portanto à Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, estabelecer normas para a outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e outras providências específicas ao setor de energia elétrica.

Segundo o art. 1º da Lei, a exploração de obras ou serviços federais de barragens, contenções, eclusas, diques e irrigações, precedidas ou não da execução de obras públicas, sujeitam-se ao regime de concessão ou, quando couber, de permissão, nos termos da Lei n° 8.987/1995, por meio de licitação.

As concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos da Lei nº 9.074/1995 e da Lei nº 8.987/1995.

Em seu art. 27, especificamente, a Lei nº 9.074 trata dos casos em que os serviços públicos são prestados por pessoas jurídicas sob controle direto ou indireto da União e sobre a privatização concomitantemente à outorga de nova

concessão ou com a prorrogação das concessões existentes. Nesses casos, a União poderá:

> *"I – utilizar, no procedimento licitatório, a modalidade de leilão, observada a necessidade da venda de quantidades mínimas de quotas ou ações que garantam a transferência do controle societário;*
>
> *II – fixar, previamente, o valor das quotas ou ações de sua propriedade a serem alienadas, e proceder a licitação na modalidade de concorrência.*
>
> *§ 1º Na hipótese de prorrogação, esta poderá ser feita por prazos diferenciados, de forma que os termos finais de todas as concessões prorrogadas ocorram no mesmo prazo que será o necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta anos, contado a partir da assinatura do novo contrato de concessão.*
>
> *§ 2º Na elaboração dos editais de privatização de empresas concessionárias de serviço público, a União deverá atender às exigências das Leis n° 8.031, de 1990 e 8.987, de 1995, inclusive quanto à publicação das cláusulas essenciais do contrato e do prazo da concessão.*
>
> *§ 3º O disposto neste artigo poderá ainda ser aplicado no caso de privatização de concessionário de serviço público sob controle direto ou indireto dos Estados, do Distrito Federal ou dos Municípios, no âmbito de suas respectivas competências."*

Portanto, nos casos de privatização, foi facultado ao Poder Concedente outorgar novas concessões sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público, o que tornou os processos menos burocráticos, especialmente os referentes às empresas de serviços públicos sob controle dos governos estaduais.

A Lei nº 9.074, adicionalmente, regulamentou a atividade dos produtores independentes de energia elétrica[25], as opções de compra de energia por parte dos consumidores, as instalações de transmissão e os consórcios de geração, além de ter definido a forma de prorrogação das concessões da época.

Em síntese, a partir da publicação das Leis nº 8.987 e nº 9.074, definiu-se que os serviços públicos seriam de responsabilidade da União, mas poderiam ser executados por terceiros por meio de licitação e posterior outorga de concessão.

No entanto, a legislação não havia definido de que forma o regime de concessões de serviços de energia elétrica seria regulado. Assim, por meio da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em substituição ao DNAEE.

Caberia à ANEEL disciplinar o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, *"regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal"*, bem com definir o regime econômico-financeiro das concessões de serviço público de energia elétrica e o regime tarifário por serviço pelo preço, mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixados em contrato ou por atos específicos do órgão, nas condições do respectivo contrato.

Estas foram as premissas legais que nortearam o processo de privatizações realizado entre 1995 e 2002, e que possibilitaram a arrecadação de quase US$ 80 bilhões de receita, 30% dos quais provenientes da alienação de ações de companhias do setor elétrico.

---

[25] "*Art. 11. Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco*".

A maior necessidade de investimentos era no segmento de geração, cujo parque era formado principalmente pelas grandes obras do período militar. Entretanto, as privatizações foram iniciadas pelas empresas de distribuição, essencialmente por motivos financeiros, uma vez que estas se mostravam mais atraentes aos olhos dos investidores[26].

Logo, ante a iminência de uma grave crise – motivada pelo longo período sem investimentos, aliada aos objetivos macroeconômicos do Governo Federal, como será explorado no próximo capítulo – , foi iniciado processo de novas outorgas de concessão e de privatização das empresas existentes, mesmo sem o marco regulatório consolidado[27].

1.6 – O modelo setorial instituído pela Lei nº 10.848/2004

Com a mudança no governo federal em 2003, foi realizado um novo estudo visando a indicar o que poderia ser corrigido ou melhorado em relação ao modelo de comercialização implantado pelo governo anterior.

A incapacidade de atrair investimentos necessários à expansão do segmento de geração e a elevação das tarifas, particularmente para os consumidores residenciais, foram algumas das causas apontadas do insucesso do referido modelo. Entre os efeitos mais desastrosos, o racionamento de energia elétrica de 2001 foi aquele que mais insatisfação causou à sociedade (SAUER, 2003).

---

[26] Primeiro foram privatizadas as companhias elétricas de propriedade da União: ESCELSA, LIGHT e ELETROSUL. Em seguida, foi iniciada a desestatização de diversas companhias sob controle dos governos estaduais.

[27] Ressalte-se que ESCELSA e LIGHT foram alienadas anteriormente à publicação da Lei nº 9.427/96, que cria a Agência Nacional de Energia Elétrica, e da Lei nº 9.648/98 que instituiu o modelo de comercialização de energia do governo FHC.

O novo modelo institucional que entrou em vigor pela Lei 10.848, de 15 de março de 2004, trouxe como premissas a segurança de suprimento, a modicidade tarifária e a universalização do serviço. Com essa finalidade, foram definidos como principais instrumentos que:

a) Toda a demanda dos agentes deve estar contratada;
b) Todo contrato deve ser respaldado por capacidade firme de geração;
c) Toda contratação das distribuidoras deverá ser realizada por meio de leilões.

Uma das principais mudanças trazidas pelo novo modelo foi a forma de comercialização da energia, tendo sido regulamentada em diversos Decretos, em especial pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que detalha as regras gerais de negociação, os ambientes de contratação regulada (ACR) e de contratação livre (ACL), os leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes e de novos empreendimentos, o processo de outorga de concessões e de autorizações inerentes ao setor, e o repasse dos valores de compra de energia às tarifas dos consumidores finais[28].

A forma de comercialização instituída pelos atos normativos aludidos priorizou, essencialmente, a contratação regulada de energia, com prazos de suprimento pré-estabelecidos e valores de compra definidos em leilões estruturados para a venda de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos.

A atuação dos agentes do setor ficou bem definida, com a obrigatoriedade de participação das distribuidoras no ACR, a possibilidade de atuação dos geradores no ACR e no ACL, e a determinação de atuação dos consumidores

[28] O arcabouço legal que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica é complementado pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, pela Convenção de Comercialização instituída pela Resolução ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004, por Portarias do MME e por outras Resoluções da ANEEL, além das Regras e dos Procedimentos de Comercialização, aplicáveis no âmbito da CCEE e inerentes ao ACR e ao ACL e ao Mercado de Curto Prazo.

livres somente neste último ambiente de contratação. O Mercado de Curto Prazo (MCP) permaneceu como segmento no qual ocorre a contabilização e a liquidação de diferenças entre a energia elétrica efetivamente gerada, medida e consumida de todos os agentes, ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que substituiu o Preço do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (PMAE).

Um aspecto relevante da comercialização, aplicável aos dois ambientes de contratação, é a obrigação de comprovação de lastro para venda e de garantia de atendimento a cem por cento do mercado de energia, sendo a aferição do cumprimento dessa obrigação feita mensalmente pela CCEE, e seu descumprimento sujeitará o agente infrator à aplicação de penalidades, conforme o previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização da CCEE. As receitas resultantes da aplicação de penalidades serão revertidas à modicidade tarifária no ACR.

1.6.1 – A contratação de energia elétrica no ACR

No ACR, a aquisição de energia ocorre por intermédio de licitações na modalidade leilão de compra de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração. Os últimos foram definidos pela Lei nº 10.848/2004 como aqueles que, até a data de publicação do respectivo edital de leilão, não apresentem concessão, permissão ou autorização, ou que sejam parte de empreendimentos existentes que venham a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada.

A contratação de energia proveniente de novos empreendimentos destina-se ao atendimento da expansão da carga das concessionárias de distribuição, e é promovida por meio de licitações com antecedência de cinco anos (A-5) e três anos (A-3) da realização do mercado previsto pelas concessionárias de distribuição (o ano A).

Para a outorga de concessão e de autorização aos vencedores das licitações que oferecerem energia proveniente de novos empreendimentos de geração, o Decreto nº 5.163/2004 estabeleceu que serão outorgadas concessões, sempre a título oneroso, para geração de energia elétrica sob regime de serviço público ou de uso de bem público, no caso de autoprodução ou produção independente, ou autorizações.

Os contratos celebrados a partir dos leilões têm vigência de 15 a 35 anos, a partir do ano A. Para o caso dos contratos do leilão A-5, é permitido às distribuidoras o repasse integral dos custos da aquisição de energia aos consumidores cativos. Já para o montante contrato no leilão no ano A-3, será garantido o repasse total dos custos de compra somente até determinado limite percentual do mercado da distribuidora.

A contratação de energia de empreendimentos existentes também é realizada por meio de leilões, cujos contratos terão duração de 3 a 15 anos, e início de suprimento para janeiro do ano subseqüente.

Por sua vez, a contratação de ajuste, chamada de leilão A-1, destina-se à complementação da parcela do mercado previsto pelas distribuidoras para o ano A que não foi coberto nas licitações dos anos anteriores, limitado a um percentual da carga total contratada da distribuidora. A vigência desses contratos será de no máximo 2 anos.

Para o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica, a ANEEL calcula o chamado Valor Anual de Referência (VR), mediante aplicação de fórmula prevista no Decreto nº 5.163/2004, a qual observa o preço de aquisição de energia nos leilões A-3 e A-5 e as quantidades adquiridas.

Naturalmente, há exceções para o repasse de custos de aquisição de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, tendo sido mantidas as normas para cálculo do repasse dos custos de aquisição da energia elétrica proveniente de contratos celebrados até 16 de março de 2004 – os Contratos Iniciais, de Itaipu Binacional, e das usinas contratadas no âmbito do PROINFA.

1.6.2 – Os contratos de comercialização no ACR (CCEAR)

A nova regulamentação do setor também tratou dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), firmados pelas distribuidoras com todos os vencedores dos leilões de energia de empreendimentos de geração novos ou existentes, com prazos de vigência de no mínimo 15 e no máximo 30 anos (novos empreendimentos) e no mínimo 5 e no máximo 15 anos, contados do ano seguinte ao da realização do leilão para compra de energia de empreendimentos existentes.

Os CCEAR poderão ser firmados nas modalidades por quantidade ou por disponibilidade de energia elétrica, sendo que, na primeira forma, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes vendedores, devendo existir mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados e eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos nessa modalidade.

Na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final, conforme mecanismo a ser estabelecido pela ANEEL.

A possibilidade de redução de montantes de energia elétrica objeto dos CCEARs resultantes dos leilões de energia de empreendimentos existentes é mais uma inovação trazida pela atual estrutura legal, representando um direito das distribuidoras de energia elétrica, a seu critério exclusivo, desde que presentes as condições definidas no Decreto nº 5.163/2004, quais sejam:

a) Exercício, pelos consumidores potencialmente livres, da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor;

b) Outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até quatro por cento do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores; e

c) de acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004, observado o disposto no art. 21 da Lei nº 10.848, de 2004.

As eventuais reduções de montantes dos CCEARs, no entanto, deverão ser precedidas da utilização de mecanismo de compensação de sobras e déficits estabelecido na Convenção de Comercialização de Comercialização, hipótese na qual somente poderão ser reduzidas as quantidades de energia remanescentes. Este mecanismo representa uma proteção aos agentes vendedores, que somente terão os montantes contratados reduzidos na hipótese de não existir compensação entre sobras e déficits dos vários distribuidores.

1.6.3 – Comercialização no ACL

No ACL, a contratação ocorre mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores e

consumidores livres, em relações comerciais livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais que estabelecem, entre outros, prazos de suprimento e volumes contratados.

A atuação de consumidores livres no ACL não implica sua isenção do pagamento de todos os tributos e encargos devidos pelos demais consumidores como os referentes à Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) do Sistema Isolado, Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), entre outros, salvo expressa previsão legal ou regulamentar em contrário, sendo pagos no momento da liquidação das transações no MCP.

Os geradores federais, estaduais ou municipais também podem comercializar parte de sua energia no ACL, utilizando como opções:

d) Leilões exclusivos para consumidores finais ou leilões organizados pelos próprios consumidores;

e) Oferta pública para atendimento da expansão de consumidores existentes ou para novos consumidores;

f) Leilões, chamadas ou ofertas públicas aos demais agentes vendedores e exportadores; ou

g) Aditamento dos contratos de fornecimento, até o final de 2010.

Os CCEAR e todos os demais contratos de compra e venda de energia elétrica firmados pelos agentes, seja no ACR ou no ACL, devem ser registrados na CCEE, segundo as condições e prazos previstos em procedimentos de comercialização específicos, sem prejuízo de seu registro, aprovação ou homologação pela ANEEL, nos casos aplicáveis. Alem disso, a CCEE poderá exigir a comprovação da existência e validade de tais contratos.

1.7 – Considerações finais do capítulo 1

O estudo da formação da indústria de energia elétrica neste trabalho constitui etapa importe e necessária, haja vista que se procurou ilustrar que a regulamentação da prestação do serviço público de energia elétrica no Brasil tem alternado períodos de severa regulamentação e desregulamentação, sendo os últimos observados nas primeiras décadas do século passado, com a expansão de grupos de capital essencialmente privado internacional e, posteriormente, durante a reforma da década de 1990.

O modelo setorial instituído por meio da Lei nº 10.848/2004, que se encontra em vigência, buscou priorizar a segurança no atendimento aos consumidores cativos pela comercialização em ambiente de contratação regulado, que atende consumidores cativos, contrapondo-se ao modelo estabelecido pela Lei nº 9.648/1998 – que pregava a livre concorrência, bem como priorizando o planejamento setorial, tendo inclusive criado para esse fim a Empresa de Planejamento Energético (EPE), por meio da Lei nº 10.847/2004.

Ressalte-se que o modelo adotado atualmente corrige erros de modelos anteriores, resgatando aspectos positivos como o planejamento e a segurança de suprimento para os consumidores cativos, mas eleva substancialmente o controle sobre as empresas dos diferentes segmentos do setor, afastando parcela do investimento privado e estimulando a participação de empresas estatais, principalmente resgatando o papel da Eletrobrás na expansão setorial.

Capítulo 2 – Privatizações do Setor Elétrico Brasileiro: contexto econômico e setorial

Apresentado breve histórico da regulamentação da indústria da energia elétrica, o presente capítulo, organizado em duas partes, trata do processo de privatização à luz das transformações econômicas que acompanharam o receituário aplicado em grande parte dos países em desenvolvimento. A segunda parte trata especificamente das privatizações no setor elétrico brasileiro a partir das mudanças introduzidas na legislação, permitindo que os serviços públicos de energia elétrica tivessem sua prestação cedida a terceiros por meio de contratos de concessão.

Por conseguinte, o item 2.1 apresenta um breve contexto macroeconômico das privatizações no Brasil, que tiveram início ainda no governo Sarney, com o objetivo de eliminar a carteira de participações do BNDES. Apenas a partir do governo Collor, conforme demonstra o item 2.1.2, o programa de privatização ganha fôlego, com a criação do PND, em 1990.

O caráter de instrumento de política econômica adquirido pelas privatizações durante o governo Fernando Henrique Cardoso/FHC (1995-2002) é tratado no item 2.1.3, período no qual as receitas da privatização serviram para manter a estabilidade da moeda e equacionar os déficits em conta corrente e a elevação da dívida pública, ambos ascendentes desde a implantação do Plano Real.

2.1 – Contexto macroeconômico das privatizações no Brasil

À medida que o papel do Estado era rediscutido no final dos anos 1980, com uma redefinição dos limites de espaço público e privado em favor deste último, uma malha de transformações passaria a refletir o receituário neoliberal posto em prática. Políticas de caráter ortodoxo com o objetivo de controlar a inflação e o déficit público eram acompanhadas por uma drástica mudança na estratégia

de desenvolvimento econômico: as empresas estatais passaram a ser vendidas, barreiras tarifárias abolidas e empresas multinacionais cortejadas, numa tendência que veio a se acelerar no decorrer da década de 1990 (VELASCO JR., 1997 e 1997a).

No caso específico do processo de privatizações brasileiro, é fato que a primeira fase (1982-89) foi marcada pela tentativa de saneamento do BNDES, muito longe da expressividade que essa receita neoliberal viria a ter em toda a América Latina no decênio seguinte. *"A motivação básica foi eliminar de sua carteira* (BNDES/BNDESPAR) *empresas assumidas involuntariamente e que consumiam parcela significativa de seus desembolsos. Ao final, foram alienadas 38 empresas no período, todas de pequeno ou médio porte, totalizando uma receita de apenas US$ 736,3 milhões"* (PASSANEZI FILHO, 1997, p. 387 – parênteses nosso).

Os gastos públicos deveriam ser direcionados de forma a complementar os gastos privados e não a concorrer com estes. Logo, as privatizações ocorridas durante o período pré anos 1990 situavam-se na esfera da redefinição do papel do Estado em algumas áreas em favor do setor privado, embora pouco representativas frente ao Programa Nacional de Desestatização (PND) que foi a cabo durante os anos seguintes.

2.1.1 – O Governo Collor e o Plano Nacional de Desestatização (PND)

Apenas a partir da criação do Plano Nacional de Desestatização pelo governo Collor, por meio da Lei 8.031/1990, o programa de privatizações tomou corpo. Entre o período de 1990-94, foram vendidas empresas principalmente dos setores de siderurgia, petroquímica e fertilizantes, uma vez que restrições constitucionais impediam, até então, a privatização dos setores correspondentes aos serviços de monopólio natural do Estado, como o setor petrolífero, o de telecomunicações, energia elétrica etc.

Quadro 1. Brasil – Privatizações por setor: em US$ milhões (1990-94).

Setores	Empresas	Receita de Venda	Dívida Transferida	Total
Siderúrgico	8	5.562	2.625	8.167
Petroquímico	15	1.882	296	2.178
Fertilizantes	5	418	75	493
Outros	4	350	269	619
Decreto 1.068*		396		396
Total	33	8.608	3.266	11.874

* Leilões referentes a participações minoritárias.
Fonte: Elaboração própria com base em dados do BNDES (2007).

Outro fator de grande importância no caso brasileiro foi a criação das moedas de privatização, que consistiam num amplo leque de papéis da dívida interna aceitos como pagamento, ao passo que países vizinhos como Argentina e Chile aceitavam preponderantemente moeda e títulos da dívida externa como meios de pagamento[29] (PASSANEZI FILHO, 1997; VELASCO JR., 1997).

Uma característica relevante na utilização das moedas de privatização no PND foi, com exceção de alguns papéis da dívida pública externa, a aceitação dos títulos da dívida de médio e longo prazos originários de estatais e do governo federal, de forma geral, pelo seu valor de face na compra das empresas, o que salientava os objetivos fiscais do Plano Nacional de Desestatização (PINHEIRO & LANDAU, 1995).

[29] As moedas de privatização tiveram origem em 1990 com a criação dos Certificados de Privatização (CPS). Posteriormente, houve a inclusão de títulos da dívida interna, como debêntures da SIDERBRÁS, as Obrigações do Fundo Nacional de Desenvolvimento (OFND) e os Títulos da Dívida Agrária (TDA). Em seguida, foram incluídos títulos referentes à securitização de créditos podres de diversas origens, tais como as Letras Hipotecárias da Caixa Econômica Federal, entre outros. Os critérios de seleção dessas moedas nunca foram transparentes; no entanto, seu papel foi relevante. Em setembro de 1991, seu estoque correspondia a US$ 5,3 bilhões. Em julho de 1993, já havia sofrido acréscimo de 70%, alcançando US$ 9,0 bilhões (PASSANEZI FILHO, 1997). Com a redução das incertezas e da fama do governo, de mau pagador, bem como o avanço das alienações, o uso de moeda corrente tornou-se predominante a partir de 1995 (GIAMBIAGI & ALÉM, 1999).

O Quadro 2 demonstra a participação essencial das moedas de privatização nos resultados em confronto com a reduzida utilização de moeda corrente durante a primeira fase do PND (81% contra 19%). Na fase seguinte (1995-2002), entretanto, o uso de moeda corrente correspondeu a 95% dos resultados totais.

Quadro 2. Brasil – Resultado por moeda utilizada: US$ milhões (1990-94).

Tipo da Moeda	Receita de Venda	%
Dívidas Securitizadas – Débitos Internos do Governo	2.780	32%
Debêntures Siderbrás	1.352	16%
Certificados de Privatização	1.282	15%
Obrigações do Fundo Nacional de Desenvolvimento	624	7%
Títulos da Dívida Agrária	566	7%
Letras Hipotecárias da CEF	301	3%
Créditos e Títulos da Dívida Externa	69	1%
Total Títulos	6.974	81%
Moeda Corrente	1.634	19%
Total	8.608	100%

Fonte: Elaboração própria com base em dados do BNDES (2007).

O caráter fiscal nessa segunda fase das privatizações (1990-94) torna-se explícito, embora atingindo resultado inferior ao almejado. Os ganhos para o Tesouro Nacional vinham principalmente da superavaliação dos preços mínimos das empresas e da política de deságios dos títulos aceitos[30].

Ou seja, o setor público, desde então, dispunha de seu patrimônio para sanear custos, com reduzida preocupação com suas conseqüências para o mercado consumidor. Os elevados prêmios cobrados sobre o patrimônio líquido das

[30] Era comum a prática de deságio no mercando secundário, uma vez que, de maneira geral, as moedas eram aceitas pelo seu valor de face (PASSANEZI FILHO, 1997; VELASCO JR., 1997).

empresas já se mostravam como um incentivo para que estas tentassem recompor o ágio pago nas privatizações, mesmo naquelas cuja venda ocorreu pelo preço mínimo.

Ademais, para alguns autores, não se faz surpresa que a privatização é tradicionalmente vista como um elemento no processo de ajuste fiscal, ou mesmo em alguns casos, para financiar gastos correntes[31]. Essa visão fiscalista acerca do processo de alienação das empresas estatais nos países latinos está presente em Pinheiro & Landau:

> *"É na América Latina, de fato, onde a privatização tem sido mais freqüentemente acoplada a esquemas de trocas de ações por dívida. Em parte isso se explica pela importância da dívida externa na crise que a região viveu na década passada"* (PINHEIRO & LANDAU, 1995, p. 3).

A associação entre privatização e ajuste se dá, na visão desses autores, em duas formas:

> *"Primeiro, porque, em geral, é difícil reduzir ou eliminar o déficit das empresas estatais sem transferi-las para o setor privado. Segundo, porque as receitas da privatização podem financiar o déficit público sem a necessidade de recurso à emissão de dívida ou moeda"* (*Ibid*, p. 3).

2.1.2 – Privatização como instrumento de política econômica (1995-2002)

É justamente inserido no contexto apresentado que o processo de privatização ganha destaque como um dos sustentáculos da política econômica no período

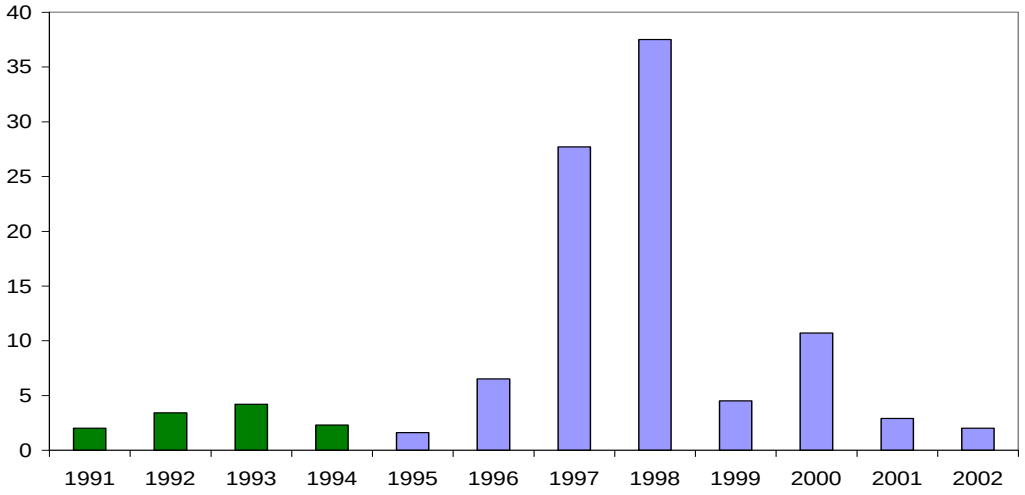
---

[31] Curiosa é a opinião de Simonsen sobre o uso da receita da venda para este último fim: *"Privatizar uma empresa estatal e financiar gasto corrente é como vender um apartamento e usar o dinheiro para ir passear na Europa"* (SIMONSEN *apud* GIAMBIAGI & ALÉM, 1999, p. 307).

de estabilização, atingindo seu "auge" no primeiro mandato do governo FHC[32], que aprofundou as políticas iniciadas no governo Collor.

Serviços públicos altamente regulados, como o de energia elétrica e telecomunicações, de competência exclusiva da União segundo a Constituição de 1988[33], passaram a ser licitados sob regime de concessão para exploração do setor privado, o que acabou com o monopólio público sobre esses serviços, gerando impactos sobre o estoque de dívida pública e sobre o potencial de ganhos de eficiência sistêmica e em nível microeconômico[34].

No entanto, somente a partir de 1996 a privatização começa a desempenhar seu papel macroeconômico de maior importância. Com as adversidades provocadas pelas crises asiática (1997) e russa (1998), as receitas oriundas da alienação das empresas estatais serviram como um colchão para que a estabilidade fosse mantida pelo equacionamento dos déficits em conta corrente e da dívida pública, em trajetória ascendente desde 1994.



[32] A receita das privatizações foi superior a US$ 73 bilhões entre 1995-98.

[33] O principal marco desse processo foi a aprovação, em fevereiro de 1995, da Lei nº 8.987, a Lei de Concessões, que estabelece regras gerais para que o governo conceda a terceiros o direito de exploração de serviços públicos.

[34] Para uma discussão mais aprofundada acerca do debate entre privatização e eficiência, ver Passanezi Filho, 1997 e Velasco Jr., 1997, 1997a.

Gráfico 3. Brasil – Receita das privatizações por fase do PND: 1991-2002 (em US$ bilhões).
Fonte: Elaboração própria com base em dados do BNDES (2007).

Ou seja, durante esse período de retração do mercado financeiro internacional, a receita da privatização vem desempenhar duplo papel de extrema importância. Em primeiro lugar, o montante de investimentos estrangeiros (IDE) que foi canalizado na compra dos ativos estatais reduzia significativamente as necessidades de contratar empréstimos externos para o financiamento do déficit corrente. Para Giambiagi & Além, a intenção do governo era *"que o país passasse pela etapa crítica do fechamento parcial do mercado de capitais, após a contração de liquidez internacional iniciada em 1997"* (GIAMBIAGI & ALÉM, 1999, p. 331).

Em segundo lugar, os recursos da privatização permitiam ao governo evitar que a dívida pública se tornasse insustentável, uma vez que o aumento desta em proporção do PIB mostrava-se objeto de preocupação desde 1994. O objetivo principal *"era evitar que o desequilíbrio fiscal pressionasse muito a dívida pública, enquanto se aprovavam as medidas de ajuste requeridas para a redução das NFSP. Se a estratégia se revelasse correta, a dívida pública teria seu processo de crescimento contido inicialmente através da privatização e, na seqüência, através do esforço fiscal"* (*Ibid*).

O Quadro 3 corrobora o argumento dos autores ao mostrar evidente a participação do investidor estrangeiro no processo, sendo esse, inclusive, em virtude da necessidade de divisas, elevado a uma condição superior àquela do setor produtivo nacional na aquisição das empresas[35].

[35] Os capitais de grupos empresariais multinacionais eram, muitas vezes, cortejados pela necessidade tácita de divisas para equilibrar o balanço de pagamentos. Um caso exemplificativo e muito controverso diz respeito à privatização da Cia. Vale do Rio Doce.

Quadro 3. Brasil – Resultado por investidor: 1995-2002 (US$ milhões e %).

Tipo de Investidor	Receita de Venda	%
Investidor Estrangeiro	41.737	53%
Empresas Nacionais	20.777	26%
Setor Financeiro Nacional	5.158	7%
Pessoas Físicas	6.316	8%
Entidades de Previdência Privada	4.626	6%
Total	78.614	100%

Fonte: Elaboração própria com base em dados do BNDES (2007).

O problema consistia, a exemplo do que ocorria com a receita de senhoriagem durante o período de alta inflação, em até quando o Estado conseguiria manter essa estratégia econômica. Discutiam-se então as possíveis conseqüências do esgotamento das receitas de privatização, o que ocorreu ao final de 1998, provocando a necessidade, tantas vezes adiada, de urgentes ajustes nas contas fiscais e externas. Pastore (1999) ilustra essa preocupação, presente no debate econômico à época:

> *"A receita real do governo derivada da emissão de base monetária – a senhoriagem – foi uma fonte de financiamento dos déficits públicos suficientemente importante para impedir o crescimento explosivo da dívida pública, nos anos de inflações elevadas... [Atualmente a] receita de privatizações trunca o crescimento da dívida pública por dois anos, mas não impede que o seu crescimento seja não sustentável quando as privatizações se encerrarem"* (PASTORE *apud* GIAMBIAGI & ALÉM, 1999, p. 149).

De fato, tal qual uma profecia auto-realizável, o mercado internacional fechou-se novamente ao final de 1997 e o processo de privatização perdeu totalmente o fôlego apresentado no biênio 97-98, conforme ilustra o Gráfico 3. A partir de então, os inúmeros desequilíbrios econômicos, principalmente o fiscal,

passaram a ser responsabilizados por um eventual fracasso do Plano Real, com a queda da âncora cambial e forte desvalorização da moeda em 1999.

Assim, de uma política de elevação e descontrole de gastos no mandato 1995-98, partiu-se para o outro extremo ao fixar metas de déficit e metas de inflação, como ocorre até o ano de 2008.

2.2 – A privatização dos serviços públicos de energia elétrica

Apresentado o contexto econômico que resultou na agressiva política de privatizações a partir dos anos 1990, a segunda parte do capítulo trata especificamente das privatizações de empresas do setor elétrico.

Com esse objetivo, o item 2.2.1 contextualiza o processo mediante as mudanças na regulamentação do setor após a Constituição de 1988, com destaque para a publicação das leis nº 8.987/1995 e nº 9.074/1995. O item 2.2.2 seguinte apresenta as empresas privatizadas entre o período de 1995-2002 no âmbito do PND e dos Planos Estaduais (PED) e as considerações do capítulo são mostradas no item 2.3.

2.2.1 – Quadro da regulamentação setorial

O artigo nº 175 da Constituição de 1988 instituiu que os serviços públicos são sempre responsabilidade do Poder Público, ficando reservado a este o poder de outorgar concessão ou permissão para a exploração por terceiros. O citado artigo também dispõe sobre a obrigação de manter o serviço público adequado, e declara que será regulado pela Lei *"o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão"* (inciso I, art. nº 175 da CF de 1988).

A partir dessa data, a prestação de serviços públicos ficou vinculada à necessidade de autorização do Poder Público, sem estarem, entretanto, regulados aspectos específicos fundamentais que permitissem a aplicação prática do disposto na Constituição.

Apenas sete anos depois, em fevereiro de 1995, com a publicação da Lei nº 8.987, que *"dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências"*, foram regulamentados os critérios para definição de serviço adequado, os direitos dos usuários e a política tarifária. Coube então à Lei tratar, de forma específica, aspectos gerais aplicáveis às concessões de serviços públicos, como a regulamentação das licitações, a fixação de contratos de concessão e seu término, a fixação de encargos e o caso específico das permissões, entre outras disposições. Portanto, estavam regulamentadas a prestação de serviços públicos e a forma como se daria a outorga de concessões, autorizações e permissões para o desenvolvimento dessas atividades.

Em julho do mesmo ano, a Lei nº 9.074 definiu quais eram os serviços e obras públicas de competência da União que poderiam ser objeto de concessão ou permissão, e por meio dela foram fixados, em seu Capítulo II, aspectos específicos relativos ao setor elétrico, denominado *"Dos Serviços De Energia Elétrica"*, versando sobre as concessões, permissões e autorizações do setor.

A publicação das Leis nº 8.987/1995 e nº 9.074/1995 abriu caminho para a privatização de serviços de relevante importância, como o de telecomunicações, financeiro, siderúrgico, petrolífero, entre outros, arrecadando para os cofres públicos aproximadamente US$ 80 bilhões de receita entre os anos de 1995 e 2002 (Quadro 4).

Quadro 4. Privatizações por Setor: 1995 - 2002 (US$ milhões).

Setores	Receita de venda	Dívida transferida	Resultado total
Indústria	10.852	4.265	15.117
Petroquímica	816	706	1.522
Petróleo	4.840	-	4.840
Mineração	5.196	3.559	8.755
Infra-estrutura / Serviços	63.281	10.545	73.826
Financeiro	6.329	-	6.329
Elétrico	22.238	7.510	29.748
Transporte	2.321	-	2.321
Portuário	421	-	421
Gás / Saneamento	2.111	88	2.199
Telecomunicações	29.811	2.947	32.758
Informática	50	-	50
Participações minoritárias	4.481	-	4.481
Decreto 1.068	753	-	753
Estaduais	3.728	-	3.728
Total	78.614	14.810	93.424

Fonte: Elaboração própria com base em dados do BNDES (2007).

O setor de infra-estrutura e serviços respondeu por mais de 80% da receita arrecadada no período. A receita proveniente de alienações no setor de energia elétrica, propriamente, foi superior a US$ 22 bilhões, ficando atrás apenas dos recursos arrecadados pela venda das empresas de telecomunicações, que somaram US$ 30 bilhões. Ou seja, o setor arrecadou aos cofres públicos aproximadamente 30% de todos os recursos oriundos do processo de privatização entre 1995 e 2002.

2.2.2 – Privatização do Setor Elétrico: empresas federais e estaduais (1995-2002)

Criado o arcabouço jurídico-institucional para alienação das ações das empresas de serviço público, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, alterou

o Programa Nacional de Desestatização (PND), criado pela Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990[36], cujos objetivos fundamentais eram:

> *"I - reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada atividades indevidamente exploradas pelo setor público;*
>
> *II - contribuir para a reestruturação econômica do setor público, especialmente através da melhoria do perfil e da redução da dívida pública líquida;*
>
> *III - permitir a retomada de investimentos nas empresas e atividades que vierem a ser transferidas à iniciativa privada;*
>
> *IV - contribuir para a reestruturação econômica do setor privado, especialmente para a modernização da infra-estrutura e do parque industrial do País, ampliando sua competitividade e reforçando a capacidade empresarial nos diversos setores da economia, inclusive através da concessão de crédito;*
>
> *V - permitir que a Administração Pública concentre seus esforços nas atividades em que a presença do Estado seja fundamental para a consecução das prioridades nacionais;*
>
> *VI - contribuir para o fortalecimento do mercado de capitais, através do acréscimo da oferta de valores mobiliários e da democratização da propriedade do capital das empresas que integrarem o Programa."* (art. 1º da Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997).

Nos termos do art. 2º da referida Lei, poderiam ser objeto de desestatização todos os serviços públicos prestados por meio de concessão, permissão ou autorização. O Decreto nº 2.594, de 15 de maio de 1998 – que regulamentou a Lei nº 9.491/1997, estabeleceu que a desestatização dos serviços públicos,

[36] A Lei nº 8.031, que criou o PND, foi publicada após a promulgação da Constituição, mas antes da publicação da Lei de Concessões.

efetivada mediante uma das modalidades previstas em seu art. 7º [37], pressupunha a delegação, pelo Poder Público, de concessão ou permissão do serviço objeto da exploração, observada a legislação aplicável e cujos princípios gerais e as diretrizes específicas deveriam constar do edital de licitação.

A privatização das empresas do setor foi proposta, efetivamente, num momento anterior à Lei nº 9.491/1997, pelo Decreto nº 572, de 22 de junho de 1992, quando a Light Serviços de Energia Elétrica S.A., no Rio de Janeiro, e a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (Escelsa), concessionárias estatais federais de serviço público de distribuição, transmissão e geração, foram incluídas no PND e seu processo de desestatização teve início.

Definiu-se como prioridade a venda das empresas distribuidoras, majoritariamente controladas pelos governos estaduais, muito embora Light e Escelsa fossem controladas pelo governo federal. O processo foi iniciado, portanto, pela licitação das concessionárias sob controle da União, pois não seria necessário, naquele momento, promover a reversão dos bens à União, o que agilizaria o processo. A Escelsa foi vendida em leilão ocorrido em julho de 1995. Por sua vez, a Light foi licitada em maio de 1996 e a Gerasul, empresa de geração oriunda da cisão da Eletrosul, leiloada em 1998, conforme mostra o Quadro 5.

---

[37] *"Art. 7º - As desestatizações serão executadas mediante as seguintes modalidades operacionais:*

I - alienação de participação societária, inclusive de controle acionário, preferencialmente mediante a pulverização de ações;

II - abertura de capital;

III - aumento de capital, com renúncia ou cessão, total ou parcial, de direitos de subscrição;

IV - alienação, arrendamento, locação, comodato ou cessão de bens e instalações;

V - dissolução de sociedades ou desativação parcial de seus empreendimentos, com a conseqüente alienação de seus ativos;

VI - concessão, permissão ou autorização de serviços públicos."

Quadro 5. Empresas federais do setor elétrico privatizadas no âmbito do PND entre 1995-2002 (US$ milhões)

Empresa	Data	Receita
Escelsa	11/7/1995	519
Light	21/5/1996	2.509
Gerasul	15/9/1998	880
Total		3.908

Fonte: Elaboração própria com base em dados do BNDES (2007).

O Projeto de Lei que deu origem à Lei nº 8.987/1995 previa a reversão dos bens de todas as concessões de serviço público à União pelo valor contábil, para posterior alienação dos ativos e nova outorga de concessão. Na prática, se isso houvesse ocorrido, os governos estaduais perderiam as empresas, uma vez que receberiam apenas o valor residual e não o valor com base no fluxo de caixa descontado, como ocorreu de fato.

Atendendo a pressões de governadores e bancadas estaduais no Congresso Nacional, a Lei nº 9.074/1995 acabou por definir a forma de prorrogação das concessões e reestruturação dos serviços públicos, possibilitando aos Estados alienar as ações das empresas sem a prévia reversão dos ativos da concessão[38], de forma que puderam ser implementados, de forma paralela ao PND, os Programas Estaduais de Desestatização (PED). Entre os anos de 1995 e 2002, foram privatizadas 20 empresas do setor elétrico no âmbito do Programa, das quais 17 distribuidoras (Quadro 6) e três empresas geradoras (Quadro 7):

[38] "*Art. 28. Nos casos de privatização, nos termos do artigo anterior, é facultado ao poder concedente outorgar novas concessões sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público.*"

Quadro 6. Empresas estaduais de distribuição privatizadas no âmbito do PED entre 1995-2002 (US$ milhões)

Empresa Distribuidora	Data	Receita
Cerj	20/11/1996	587
Coelba	31/7/1997	1.598
CEEE-Norte-NE	21/10/1997	1.486
CEEE-Centro-Oeste	21/7/1997	1.372
CPFL	5/11/1997	2.731
Enersul	19/11/1997	565
Cemat	27/11/1997	353
Energipe	3/12/1997	520
Cosern	12/12/1997	606
Coelce	2/4/1998	868
Eletropaulo	15/4/1998	1.777
Celpa	9/7/1998	388
Elektro	16/7/1998	1.273
EBE	17/9/1998	860
Celpe	17/2/2000	1.004
Cemar	15/6/2000	289
Saelpa	30/11/2000	185
Total		16.462

Fonte: Elaboração própria com base em dados do BNDES (2007).

Quadro 7. Empresas estaduais de geração privatizadas no âmbito do PED entre 1995-2002 (US$ milhões)

Empresa Geradora	Data	Receita
Cachoeira Dourada	5/9/1997	714
CESP Paranapanema	28/7/1999	682
CESP Tietê	27/10/1999	472
Total		1.868

Fonte: Elaboração própria com base em dados do BNDES (2007).

Assim, a participação das empresas do setor de energia elétrica no âmbito do PED foi responsável por quase US$ 20 bilhões da receita de todo o processo de privatizações no período aludido e, após décadas de controle estatal, o serviço

público de fornecimento de energia elétrica retornou às mãos da iniciativa privada em diversas áreas de concessão.

Como apontaram Pires & Dias (1994), o setor elétrico brasileiro não recebia investimentos significativos desde a deterioração sofrida durante a década de 1970 e se encontrava mergulhado em crise em seus diferentes segmentos, de forma que se fazia necessário adotar uma série de ações para trazer novos recursos para a indústria de energia elétrica, que o Estado não tinha mais condições de aportar em virtude do esgotamento do modelo econômico pautado no investimento das empresas estatais:

> *"O setor elétrico necessitará realizar, na próxima década, grandes investimentos na geração e transmissão, para atender à crescente demanda que se prenuncia, mesmo nos cenários mais pessimistas. Como o Estado, atual responsável pelos investimentos setoriais, se encontra com sua capacidade de financiamento esgotada, prevê-se que uma série de ações deverá ser contemplada pelo planejamento para tentar esse problema. Por exemplo: participação da iniciativa privada na produção, no transporte e na distribuição de energia; mudanças na matriz energética; e mudanças institucionais no setor"* (p. 80).

Assim, pelas diversas razões apresentadas, tanto de ordem econômica como institucional, foi criado o arcabouço jurídico e institucional que tornou possível a privatização de diversas empresas sob controle da União e dos Estados, e que incentivou os diferentes grupos compradores a disputar em leilões o controle das empresas, como de fato ocorreu no processo de alienação da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) e da Empresa Energética do Mato Grosso do Sul (Enersul), ambos realizados em novembro de 1997 e cujos processos serão objeto de estudo deste trabalho.

2.3 – Considerações finais do capítulo 2

O PND e o PED foram criados a partir de um contexto econômico, político e regulatório que favorecia que a União e os Estados alienassem suas empresas. Entretanto, o processo teve início antes de implementada a regulamentação necessária para fiscalização necessária à prestação do serviço público.

Inclusive, como apontado, a agência reguladora do setor, a ANEEL, foi criada apenas em dezembro de 1996, ou seja, após o início do processo de privatização de importantes empresas de distribuição de energia elétrica.

Previamente aos estudos de caso aludidos, faz-se necessário visitar alguns conceitos importantes sobre serviços públicos, sua prestação indireta por meio de concessões a terceiros e a regulação de monopólios naturais, com ênfase nos aspectos de regime tarifário.

Capítulo 3 – Revisão sobre teoria geral de concessões e regulação de tarifas em monopólios naturais

> *"Government policies in the power sector have frequently emphasized that (a) the power sector is an engine for promoting economic development and, therefore, should sustained through public investment, and (b) electric utilities can also be a tool for addressing social equity and employment issues and improving quality of life. While these policies have facilitated availability of, and access to, power supplies, they have also perpetuated the notion that people have a right to electric power at low prices. This has resulted in increasing demand on scarce public resources to fund power needs, continuous central government subsidies to the sector, and unbalanced investments. Social equity and employment objectives have led to overstaffing, subsidies to consumers, inefficient pricing, and inadequate resource mobilization"* (WORLD BANK, 1993, p. 32).

Assim como ocorrido no Brasil, o funcionamento do setor de energia elétrica de muitos países em desenvolvimento sofreu deterioração significativa a partir de meados da década de 1970. A crise ocorreu, principalmente, devido a um conjunto de três fatores comuns:

a) fatores exógenos, a exemplo das crises do petróleo, do fechamento do mercado financeiro internacional e da crise monetária norte-americana;

b) fatores relacionados à gestão das empresas elétricas, cujo conflito de objetivos resultou em problemas técnicos, operacionais e financeiros e;

c) políticas tarifárias inapropriadas e instabilidade na regulação setorial.

No setor elétrico brasileiro, os fatores descritos no item c) acima não são exclusivos ao período aludido, tendo acompanhado a indústria desde sua

formação, conforme tivemos a oportunidade de demonstrar no decorrer dos capítulos anteriores.

A regulação e a política tarifária, em qualquer serviço público, devem sempre buscar equilíbrio entre os agentes, sejam esses estatais, privados ou os consumidores, pólo mais frágil de uma relação. O maior desafio da regulação é encontrar um meio de induzir as empresas a atuar de acordo com o interesse público, uma vez que não pode observar o desempenho e funcionamento de cada empresa (VICKERS & YARROW, 1991).

A deterioração sofrida pelos serviços públicos de energia elétrica, como diagnosticado pelo WORLD BANK (1993), teve como um dos principais fatores a falta de uma regulação clara e políticas tarifárias inapropriadas e em constantes mudanças. Os problemas decorrentes, como *"...overstaffing, subsidies to consumers, inefficient pricing, and inadequate resource mobilization"*, deram ensejo a um processo de reforma no setor, culminando com a alienação de empresas federais e estaduais sob monopólio público durante a década de 1990.

Dada a natureza monopolística do segmento do serviço público de fornecimento de energia elétrica, faz-se necessário, primeiro, apresentar uma revisão teórica dos conceitos relacionados a serviços públicos e princípios de teoria geral de concessões, conforme será discutido no item 3.1.

A regulação de serviços públicos com ênfase em monopólios naturais será objeto de estudo no item 3.2, necessário para o entendimento da política e do regime tarifário adotado para remuneração dos serviços públicos de fornecimento de energia elétrica no Brasil.

3.1 – Revisão teórica sobre serviços públicos e teoria geral de concessões

Nesta primeira parte do capítulo, são apresentados conceitos e classificações de serviço público, dando-se ênfase à outorga da prestação do serviço por meio de concessões, autorizações e permissões e a questão do interesse público envolvido na prestação do fornecimento de energia elétrica.

3.1.1 – Serviços públicos: conceito e classificação

Serviço público corresponde à atividade que tenha por destinatário ou responsável o Poder Público. Segundo Rosa, tem-se que *"serviço público corresponde a toda atividade desempenhada diretamente ou indiretamente pelo Estado, visando solver necessidades essenciais do cidadão, da coletividade ou do próprio Estado"* (2003, p. 120).

Mukai (2002) é enfático ao afirmar que *"(...) existem certas atividades que, em princípio, não podem e não devem estar à livre disposição e exploração dos particulares: é o que se tem denominado de serviços públicos"*.

Portanto, ao Poder Público incumbe a prestação de serviços públicos, podendo sua gestão ser direta ou indireta. A prestação indireta do serviço decorre de: i) instituição de pessoas jurídicas com essa finalidade; ii) concessões e; iii) permissões ou autorizações. As figuras da prestação indireta do serviço serão tratadas no decorrer deste capítulo.

Conforme ensina Meirelles (2005), os serviços públicos estão classificados da seguinte forma: i) serviços propriamente ditos, ou essenciais; ii) serviços de utilidade pública; iii) serviços próprios do Estado; iv) serviços impróprios do Estado; v) serviços administrativos; vii) serviços industriais; viii) serviços gerais, ou de fruição geral e; ix) serviços individuais, ou de fruição individual.

São de interesse deste trabalho àqueles serviços denominados de *utilidade pública*, dentre os quais se enquadra o fornecimento de energia elétrica.

Os serviços de utilidade pública, embora úteis, não são essenciais. *"São os que a Administração, reconhecendo sua conveniência para os membros da coletividade, presta-os diretamente ou aquiesce em que sejam prestados por terceiros (concessionários, permissionários ou autorizatários), nas condições regulamentadas e sob seu controle, mas por conta e risco dos prestadores, mediante remuneração dos usuários. São exemplos dessa modalidade os serviços públicos de transporte coletivo, energia elétrica, gás, telefone"* (Idem, 2005, p. 325 – grifos nossos).

A regulamentação e o controle dos serviços de utilidade pública caberão sempre ao Poder Público. A possibilidade de esses serviços serem delegados a terceiros não retira sua competência para regulamentá-los e controlá-los, uma vez que o Estado deve ter sempre em vista que estes são serviços para o público e que os concessionários são servidores do público, de forma que os atos ou contratos administrativos podem ser modificados unilateralmente caso o interesse coletivo assim o exija (*Ibid*).

3.1.2 – Outorga e delegação de serviços públicos

A prestação do serviço público ou de utilidade pública pode ser: i) centralizada; ii) descentralizada e; iii) desconcentrada. Diferentemente do serviço centralizado, aquele prestado pelo *"Poder Público por seus próprios órgãos em seu nome e sob sua exclusiva responsabilidade"*, o fornecimento de energia elétrica constitui um serviço descentralizado, no qual o Poder Público transfere sua titularidade ou sua execução a terceiros, por meio de *outorga* ou *delegação*[39], sejam eles entes privados ou estatais.

[39] A *outorga* ocorre quando o Estado cria uma entidade e a ela transfere, por lei, determinado serviço público ou de utilidade pública, enquanto há *delegação* quando a transferência ocorre

Assim, quanto à sua prestação, o serviço público ou de utilidade pública é outorgado por lei e delegado por contrato ou ato administrativo. Invariavelmente, a lei outorga ao Poder Público a titularidade do serviço e somente por lei admite-se a mutação da titularidade. Nos serviços delegados há transferência da execução do serviço por contrato de concessão, ou ato unilateral de permissão e autorização. Portanto, a outorga emerge de lei, enquanto a delegação decorre de contrato (ROSA, 2003).

Os serviços centralizados e descentralizados, no que diz respeito à sua execução, admitem implantação e operação direta e indireta. Para Meirelles (2005, p. 335-336), a execução é direta quando *"realizada pelos próprios meios da pessoa responsável pela sua prestação (...) sempre que o encarregado de seu oferecimento ao público o realiza pessoalmente, ou por seus órgãos, ou por seus pressupostos"* e não por terceiros. A execução indireta do serviço é aquela em que o responsável pela sua prestação aos usuários comete a terceiros a sua realização. Trata-se do serviço outorgado ou delegado, realizado por terceiro mediante contrato.

Feitas essas breves considerações conceituais, tratar-se-á a seguir das formas descentralizadas de prestação de serviços públicos ou de utilidade pública que se delegam a concessionários, principalmente, e permissionários e autorizatários.

3.1.3 – Concessão de serviços públicos ou de utilidade pública

A Lei brasileira define concessão de serviço público como *"a transferência da prestação de serviço público, feita pela União, Estados, Distrito Federal e Municípios, mediante concorrência, a pessoa jurídica ou consórcio de*

---

por concessão (contrato), ou por permissão ou autorização (ato unilateral) (MEIRELLES, 2005).

empresa, que demonstre capacidade para o seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado" (Lei nº 8.987/95, art. 2 º, II).

Apenas os serviços de utilidade pública podem ser objeto de contrato de concessão, uma vez que os serviços propriamente ditos ou essenciais à coletividade[40] não admitem nem sequer a transferência de execução, devendo permanecer nas mãos do Poder Público. Os serviços concedidos são aqueles delegados a pessoas jurídicas de direito privado, por meio de contrato administrativo, que os executa em seu nome, sua conta e seu risco, e são remunerados por meio de tarifa.

A concessão de serviços públicos também pode ser delegada a pessoas jurídicas de direito público, recebendo o nome de *concessão legal de serviços públicos*. Em qualquer hipótese, a titularidade do serviço público continuará nas mãos do Poder Público. A transferência da titularidade do serviço somente se opera nas hipóteses de outorga ou transferência em decorrência de lei.

Ante a Lei de Concessões, à doutrina e aos contratos de concessão de serviços públicos, destacam-se os seguintes elementos importantes da figura da concessão[41]:

> i) Poder Concedente: União, Estados, Distrito Federal, Municípios e entidades estatais;
>
> ii) Concessionário: pessoa jurídica ou consórcio de empresas. Ressalte-se que a pessoa física não pode ser concessionária de serviços públicos;
>
> iii) Contrato: contrato administrativo que deve ser precedido de licitação;

---

[40] Exemplos desses serviços são os de defesa nacional, os de polícia e os de preservação de preservação da saúde pública.
[41] Conforme ensinam Meirelles (2005), Mello (2004) e Rosa (2003).

iv) Remuneração: remuneração paga pelos usuários dos serviços públicos por intermédio de tarifa (preço público);

v) Responsabilidade do Concessionário: o concessionário atua em seu nome, por sua conta e risco. O art. 25 da Lei nº 8.987/1995 consagra a responsabilidade do concessionário;

vi) Responsabilidade do Poder Concedente: o Poder Concedente pode ser responsabilizado se exauridas as possibilidades de reparação dos prejuízos causados pelo concessionário, sendo, pois, subsidiária a responsabilidade estatal. A responsabilização do Poder Concedente pode ocorrer também em razão de má escolha do concessionário ou de ausência de fiscalização;

vi) Política Tarifária: a tarifa inicial é fixada segundo a proposta vencedora, admitindo-se a revisão na forma disposta no edital e contrato. A lei consagra o regime da tarifa pelo preço;

vii) Intervenção e Encampação: a primeira é provisória, enquanto a segunda é definitiva, decorrido o devido processo administrativo;

viii) Extinção: ocorre em razão do vencimento de prazo, encampação, caducidade, rescisão, anulação e falência ou extinção da empresa concessionária[42].

---

[42] Conceitos envolvidos (*Idem*):

Prazo: a lei que autoriza a concessão deve fixar o prazo de sua duração. A Lei nº 9.074/95 fixa em 35 anos o prazo para a concessão de geração de energia elétrica, e em 30 anos a concessão de serviços de distribuição de energia elétrica. O vencimento do prazo leva à reversão de bens do concessionário.

Reversão: corresponde à incorporação dos bens relacionados ao serviço público e de propriedade do concessionário ante o término do contrato de concessão. Ocorre em qualquer hipótese de extinção, seja em razão do prazo ou de rescisão. Os bens reversíveis não são indenizáveis, salvo os investimentos realizados para evitar a deterioração. O contrato de concessão deve estabelecer quais os bens passíveis de reversão. As concessões de curto prazo devem contemplar a reversão indenizada de bens vinculados à prestação do serviço público.

Encampação: corresponde à retomada do serviço público, por motivo de interesse público, conforme Lei nº 8.987/95, art. 37.

Caducidade: ocorre sempre que o concessionário descumpre gravemente as obrigações assumidas no contrato de concessão. O descumprimento sujeita o concessionário às

3.1.4 – Permissões e autorizações de serviços públicos

Para Meirelles (2005) e Rosa (2003), a permissão corresponde a ato administrativo, unilateral discricionário, precário e sem prazo determinado, pelo qual o Poder Público transfere a execução e responsabilidade de um serviço público, mediante remuneração paga pelos usuários. Tal como as concessões, a permissão exige licitação prévia (CF, art. 175), sendo que a Lei nº 8.987/1995 determina como instrumento o contrato de adesão, não vendo possibilidade de sua formalização com consórcio de empresas, mas elas admitem a contratação com pessoas físicas, diferentemente do que ocorre com as concessões[43].

A autorização, por sua vez, tem a natureza de ato administrativo, discricionário, precário, pelo qual o Poder Público consente com o exercício de atividade, pelo particular, que indiretamente lhe convém. O interesse objeto da autorização toca, diretamente, ao próprio particular.

Não há, entretanto, unanimidade na doutrina. Alguns autores defendem a inaplicabilidade da autorização aos serviços públicos, posto que emergem, sobretudo, de interesse privado. Outros entendem ser possível a autorização de

---

penalidades legais e contratuais, a exemplo da advertência, multa e caducidade. Haverá, sempre, a necessidade de instauração de procedimento administrativo.

Rescisão: a rescisão unilateral do contrato não pode ser pleiteada pelo concessionário, apenas pelo poder concedente. No entanto, a rescisão pode ser ordenada pelo Judiciário em ação movida ante o descumprimento do Poder Público de seus encargos, recebendo o nome de rescisão judicial.

Anulação: por ilegalidade na concessão no processo licitatório ou na contratação, pode a Administração reconhecer a ilegalidade, operando efeitos *ex tunc* (retroativos), diferentemente da rescisão ordenada sob a forma de encampação, que não opera efeitos retroativos (*ex nunc*).

Falência ou extinção da empresa individual: a decretação da falência opera efeito extintivo da concessão (Lei n. 8.987/95, art. 35, VI). O falecimento do empresário individual só é possível nas permissões, uma vez que as concessões somente podem ser contratadas com pessoa jurídica ou consórcio de empresas (art. 2º, II).

[43] Conforme ensina Grotti (2003), um exemplo de permissão é a delegação para prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica dada às cooperativas que atendem a público distinto de seus cooperados.

serviço público, porquanto o interesse indiretamente atingido é o da coletividade, como ocorre no caso do exercício profissional de taxistas, despachantes, vigias particulares etc. Por fim, outros autores entendem a autorização de serviço público como excepcional, cabendo somente quando a urgência determinar, em razão de conturbação da ordem, calamidades públicas etc (ROSA, 2003).

Em qualquer posição assumida em relação às autorizações, porém, há consenso que não se trata de contrato, mas de ato administrativo, não sendo dependente da prévia realização de licitação. De fato, a Lei nº 8.987/95 não prevê nenhuma hipótese de delegação por autorização de serviço público.

3.1.5 – A questão do interesse público

O interesse público, também chamado de princípio da supremacia do interesse público ou da finalidade pública, é colocado pela Lei nº 9.784/1999 como um dos princípios de observância obrigatória da Administração Pública:

> *"Art. 2º A Administração Pública obedecerá, dentre outros, aos princípios da legalidade, finalidade, motivação, razoabilidade, proporcionalidade, moralidade, ampla defesa, contraditório, segurança jurídica, interesse público e eficiência".*

Do princípio do interesse público decorre o princípio da indisponibilidade do interesse público, segundo o qual a Administração Pública não pode dispor desse interesse geral nem renunciar a poderes que a lei lhe deu para tal tutela, mesmo porque ela não é titular do interesse público, cujo titular é o Estado, que, por isso, mediante lei, poderá autorizar a disponibilidade ou a renúncia.

Como afirma Mello (2004), *"o princípio da supremacia do interesse público sobre o interesse privado é princípio geral de Direito inerente a qualquer sociedade. É a própria condição de sua existência"* (p. 87).

Complementa Meirelles (2005) que a supremacia do interesse público é o motivo da desigualdade jurídica entre a Administração e os administrados, o que justamente constitui um dos pressupostos do Direito Administrativo.

De fato, a Lei nº 9.784/1999 reza que se deve interpretar a norma administrativa da forma que melhor garanta o atendimento do fim público a que se dirige. Assim, dada a prevalência do interesse geral sobre os individuais, privilégios e prerrogativas são concedidos ao Poder Público. Ademais, a busca do interesse público constitui princípio da Administração Pública e deve ser observada mesmo quando as atividades ou serviços públicos forem delegados a agentes privados.

O fornecimento de energia elétrica, cerne deste trabalho, é de tal importância para a sociedade que é de interesse público que o suprimento seja prestado como serviço público, conforme comenta Alvares (1978):

> *"(...) a eletricidade de tal forma penetrou a vida da civilização material ocidental que, sem ela, os seus quadros econômicos e sociais sofreriam colapso[semelhante] ao do corpo humano sem oxigênio. E a perspectiva atual é de cada vez maior importância da indústria de eletricidade, considerada esta não como uma categoria econômica, mas como de atividade material humana, pois se a eletricidade surgiu e passou a ser explorada como uma indústria privada, com o tempo perdeu este caráter, ao assumir o conteúdo funcional de serviço público"* (p. 41).

3.1.6 – Autarquias e agências reguladoras

Em Direito Administrativo, as autarquias são conceituadas como entes administrativos autônomos, criados por lei específica, com personalidade

jurídica de Direito Público interno, patrimônio próprio e atribuições estatais específicas (MEIRELLES, 2005).

Segundo o autor, trata-se meramente de um conceito, uma vez que a autarquia é uma forma de descentralização administrativa, pela personificação de um serviço retirado da Administração centralizada, motivo pelo qual os privilégios administrativos são transmitidos institucionalmente às autarquias:

> *"A autarquia, sendo um prolongamento do Poder Público, uma longa* manus *do Estado, deve executar serviços próprios do Estado, em condições idênticas às do Estado, com os mesmos privilégios da Administração-matriz e passíveis dos mesmos controles dos atos administrativos. O que diversifica a autarquia do Estado são os métodos operacionais de seus serviços, mais especializados e mais flexíveis que os da Administração centralizada"* (*Ibid*, p. 339).

As agências reguladoras devem exercer a fiscalização, o controle e, sobretudo, o poder normativo sobre serviços públicos delegados a terceiros. Correspondem, assim, a autarquias sujeitas a regime especial, criadas por lei para aquela finalidade específica.

Diz-se que seu regime é especial, ante a maior ou menor autonomia que detêm e à forma de provimento de seus cargos diretivos, por mandato certo e afastada a possibilidade de exoneração. No entanto, as agências reguladoras não são independentes. Estão sujeitas ao mesmo tratamento dado às autarquias e passíveis de idênticos mecanismos de controle.

Parente (2007) salienta que *"(...) na prática, as agências não são independentes"* e complementa:

> *"O conceito de autonomia e independência está associado ao fato de a Agência Reguladora ter liberdade para executar sua atividade sem a*

> *interferência de terceiros. Tal independência não é absoluta, mas pré-estabelecida por lei, a partir de uma série de pré-requisitos"* (p. 03).

A despeito dos pré-requisitos e do pré-estabelecido em lei, a autora ensina que *"o órgão regulador existe para garantir o equilíbrio entre os interesses do governo, com viés mais político; dos consumidores, preocupados com os custos da tarifa e a qualidade do serviço; e das empresas reguladas, que precisam garantir seu retorno financeiro"* (PARENTE, 2007, p. 03).

3.1.7 – Remuneração pela prestação dos serviços públicos

Quando prestado diretamente pelo Poder Público, o serviço é remunerado pelo usuário mediante pagamento de taxa, que é espécie do gênero tributo. Entretanto, quando o serviço é prestado por concessionário, a remuneração decorre do pagamento de preço público ou tarifa. Ao ministrar o assunto, Meirelles é categórico:

> *"O serviço concedido deve ser remunerado por tarifa (preço público), e não por taxa (tributo). E a tarifa deve permitir a justa remuneração do capital, o melhoramento e a expansão, assegurando o equilíbrio econômico-financeiro"* (2005, p. 381).

Portanto, a taxa é um tributo devido *"pela utilização, efetiva ou potencial, de serviços públicos específicos e divisíveis, prestados ao contribuinte ou postos a sua disposição"* (CF, art. 145, II) e o preço público, ou tarifa, é a retribuição pecuniária paga pelo usuário ao concessionário em razão da utilização de serviço público por ele prestado.

Grotti (2003) salienta que, para alguns autores, a remuneração do serviço público, ainda que prestado por concessionária, é taxa, e não tarifa. Entretanto, a corrente que defende os preços públicos estabelece como marco divisor entre a taxa e a tarifa é a obrigatoriedade da primeira e a facultatividade da segunda.

Assim, a autora ensina que *"Por tarifa ou preço público são remunerados os serviços facultativos, ou seja, os oferecidos aos usuários para que estes os utilizem se e quando os desejarem, tais como os de transporte coletivo, telefone, gás encanado. Na tarifa, a obrigação de pagar é sempre contraída pela efetiva percepção de uma vantagem traduzida na prestação do serviço, ou seja, só aparece com a utilização"* (p. 231).

3.2 – Introdução à regulação de serviços públicos

> *"The essence of regulation is the explicit replacement of competition with governmental orders as the principal institutional device for assuring good performance"* (KAHN, 1988, p. 20).

O termo regulação pode ser entendido como uma lei, regra ou outra determinação específica dada pela autoridade com o objetivo de controlar uma conduta e que afete diretamente a competitividade e o dinamismo das empresas e indústrias, na medida em que uma interferência externa aos negócios pode provocar modificações em suas estratégias, políticas, comportamento e desempenho.

De fato, ao executarem suas atividades habituais, as empresas deparam-se com um conjunto de leis, regras e regulamentos que afetam o ambiente de negócios, o comportamento de outras empresas, fornecedores e consumidores, de forma que ocorre, na prática, um processo de interação da empresa com o ambiente, gerando reações, estímulos, respostas, limites e ajustamentos (PONTES, 1998).

As empresas e organizações sempre sofreram, ao longo da História, em menor ou maior grau, restrições sobre a sua atividade, principalmente a partir da publicação do *Sherman Act* de 1890 nos Estados Unidos:

> *"Nos Estados Unidos, as leis antitrustes são elaboradas pra promover a competição e combater o monopólio. A lei Sherman de 1890, por exemplo, que foi a primeira lei federal importante dirigida contra o monopólio, declarou ilegais as conspirações ou combinações que restringissem ou monopolizassem o comércio"* (MANSFIELD 1978, p. 272).

A lei *Sherman* foi um marco na prática do governo em impor restrições às empresas por meio de um sistema judicial – regulamentação, ou por agências especiais de regulação, que poderiam assumir várias formas e cobrir uma série de assuntos relacionados à atividade dos concessionários, desde o controle de preços, remuneração dos ativos, padrões dos produtos, entre outros.

A regulação nasceu da necessidade de países em controlar o poder de monopólio de alguns grupos ou conglomerados industriais que, além de dominar o mercado integralmente, impondo inúmeras barreiras à entrada de empresas concorrentes, tinham uma produção abaixo da demanda exigida pelos consumidores e preços muito acima do razoável para os consumidores (*Idem*).

Assim, surge a partir do momento em que o comportamento das empresas começa a lesar a comunidade, oferecendo um volume menor de produtos e preços mais elevados. Os abusos cometidos pelos monopólios e por alguns conglomerados tornaram obrigatório aos países a criação de leis rigorosas como a lei antitruste, impondo restrições e limites quanto às questões de ordem tributária e de preços.

Para Pontes (1998), a regulação não deve favorecer ou concentrar benefícios a determinados grupos, mas sim preservar os direitos das partes envolvidas de forma ampla, evitando a obtenção de rendas extraordinárias. As leis e regras que integram um processo de regulamentação devem ser mínimas e incentivar a busca da eficiência econômica dos recursos alocados na indústria e no país.

Para Vickers & Yarrows (1991), a regulação tem um caráter amplo e pode ser vista como um processo de interação entre o regulado e o regulador, no qual o segundo procura restringir as ações do primeiro, gerando, por parte deste, uma reação à imposição das restrições. O comportamento possivelmente lesivo por parte das empresas é que gera pressões e restrições pelas agências reguladoras.

Porter (1993) salienta que, num mercado competitivo, a ação de um órgão externo pressionando uma empresa ou uma indústria pode não só tornar menos efetiva a competitividade, diminuindo a eficiência econômica, quanto o processo de alocação dos recursos e a produção de bens e serviços, mas, também, inibe o país a conseguir uma maior vantagem competitiva.

Para o autor, nos países onde o governo interveio fortemente no mercado, tabelando preços, racionalizando o consumo de determinados produtos e impondo certos tributos, ficam enfraquecidas a eficiência e competitividade das indústrias, e complementa que a regulação do mercado deve ter como objetivo dar ao país o aproveitamento e a obtenção de vantagem competitivas, da especificação de rigorosos padrões de qualidade, incentivos à qualidade e ao aprimoramento da tecnologia. Esses elementos são fatores importantes para influenciar a reação e o comportamento das empresas num mercado competitivo.

Assim sendo, conclui que a regulação pode influenciar a organização industrial de um país, retardar ou avançar o seu desenvolvimento de várias formas:

> *"A regulamentação da competição através de políticas como a manutenção de monopólio estatal, o controle da entrada e fixação de preços funciona, geralmente, contra a melhoria da vantagem competitiva numa economia"* (PORTER, 1993, p. 724).

Bain (1963)[44] complementa que a regulação do mercado pelo governo deve garantir que cada indústria seja formada por um grande conjunto de firmas independentes entre si, incentivando a competição, a melhoria da qualidade e a diminuição de preços aos consumidores. A base deste processo está em promover uma maior eficiência na alocação dos recursos e assegurar a vantagem competitiva das nações.

Entretanto, o objeto de estudo deste trabalho está relacionado à regulação do fornecimento de energia elétrica que, em razão das grandes economias de escala, constitui monopólio natural, uma vez que os investimentos iniciais são bastante elevados e o atendimento de um consumidor adicional tem pequeno custo marginal, de forma que, mesmo nos casos em que venha a existir competição, esta não ocorre de forma intensa.

Para Mansfield (1978), quando uma indústria é um monopólio natural, o seu comportamento deve ser regulado pelo governo, pois não há competição, não há a presença de empresas rivais capaz de introduzir novos produtos ou novas tecnologias para os mesmos produtos e com preços mais baixos. Num mercado competitivo, as ações de abusos são reduzidas pelo próprio comportamento do mercado.

O problema da regulação de monopólios naturais, que se busca explorar neste estudo, consiste na forma de controlar o abuso da posição monopolística da firma, basicamente por meio de dois modos distintos: i) o controle da taxa de lucros e; ii) o controle de estrutura de preços.

Por conseguinte, os próximos itens do capítulo apresentam a problemática dos monopólios naturais e os principais modelos tarifários presentes na literatura, como a Regra de Ramsey, a regulação pela taxa de retorno, por preço-teto, por

---

[44] BAIN, Jose S. *Organización industrial*. Barcelona, 1963, apud PONTES (1998).

benchmark, buscando-se, por fim, demonstrar a aplicação dos modelos estudados na regulação das tarifas de fornecimento no Brasil na atualidade.

3.2.1 – A problemática dos monopólios naturais

> *"Uma indústria é um monopólio natural se a produção de um bem ou serviço por uma única firma minimiza custos. O exemplo típico é a produção de um monoproduto quando o custo médio de longo prazo (...) é declinante para todo o nível de produção"* (VISCUSI *et alii* apud PEREIRA, 2006, p. 149).

Pela citação acima, pode-se concluir que existe um monopólio natural quando os custos de produção de um bem ou serviço só justificam economicamente a existência de uma única firma.

Para Pereira (2006), o monopólio natural é caracterizado por uma falha de mercado, que afasta o sistema econômico do ótimo alocativo, ou seja, o preço igual ao custo marginal de produção não corresponde a uma condição exeqüível, pois implica em prejuízos à empresa regulada e limita a disposição dos agentes privados em ofertar determinado produto ou serviço[45].

Assim sendo, a intervenção do governo, por meio do que se denomina de agente regulador, justifica-se pela necessidade de aproximar os preços e quantidades *"first best"*, à condição que o preço é igual ao custo médio da prestação do serviço, ou *"second best"*. Para o autor, *"tal resultado rende lucros normais para firma regulada e minimiza o peso morto da distorção alocativa"* (p. 150).

Para Laffont & Tirole (1993), a situação de "*second best*" não é facilmente alcançada em virtude do comportamento dos agentes econômicos, o que os

[45] Preço igual ao custo marginal de produção corresponde ao que os autores denominam de preços "*first best*".

autores denominam de “falhas de regulação”. São elas: a assimetria de informação; a falta de comprometimento e; reguladores imperfeitos, sendo que a assimetria de informação toma a forma de risco moral e seleção adversa, limitando o controle que o regulador pode exercer sobre o regulado[46].

De fato, ao ensinar sobre as dificuldades da relação entre regulador e regulado, Mansfield (1978) concorda que há uma tendência de as empresas mais experientes e mais fortes do mercado em dominar ou capturar o regulador.

Portanto, a partir do conhecimento que a informação é assimétrica, o regulador não possui informações suficientes para definir o preço ótimo, ou “*second best*”. Assim, com a carência da informação necessária para determinar como deveriam ser as políticas de preços e outras variáveis da empresa do ponto de vista da eficiência econômica, os instrumentos de regulação sempre acabam por buscar uma taxa justa de remuneração para as empresas, por meio de modelos de controle de preços ou controle de lucros, como se pretende ilustrar.

3.2.2 – Regra de Ramsey e subsídios cruzados

Uma das regras conhecidas para determinação de uma estrutura de preços inerente a monopólios é a de taxação ótima, desenvolvida por Ramsey em 1927 e adaptada na década de 1970 por Baumol e Bradford.

O preço Ramsey procura maximizar o excedente do consumidor sob a restrição orçamentária da firma regulada, em que a receita total deve igualar-se aos custos totais, incluído o custo de oportunidade do investidor, permitindo, assim, lucros normais para firma monopolista (PEREIRA, 2006).

---

[46] Para Vickers & Yarrow (1991), a informação assimétrica encontra-se na base da economia da regulação. Se regulador e regulado tivessem acesso às mesmas informações, o problema da regulação poderia ser resolvido somente ordenando aos administradores que aplicassem o plano socialmente ótimo, a partir da informação disponível. Na prática, como a informação entre as partes é assimétrica, o desempenho dos regulados somente pode ser supervisionado de forma imperfeita.

Entretanto, a regra de Ramsey nada diz sobre a relação entre preço e custo médio do produto ofertado ou do serviço prestado, uma vez que o preço Ramsey reflete o custo médio de um monopólio de dois ou mais produtos. Assim, o preço ótimo de um dos produtos ou serviços pode estar acima ou abaixo do custo médio dos demais, implicando na ocorrência de subsídios cruzados entre os produtos ou serviços.

Conforme ensina Viscusi *et alli* (2000), o subsídio cruzado ocorre quando o preço de um dos serviços é fixado acima dos custos médios de modo a gerar receitas ou lucros adicionais naquela atividade, subsidiando a prestação de outro serviço oferecido com preços abaixo do custo médio.

Ou seja, a regra de Ramsey estabelece a prática do subsídio cruzado, da discriminação entre produtos ou mercados do agente regulado, como uma regra socialmente ótima. No entanto, a distorção que esse critério para determinação de preços pode vir a causar acaba incentivando a entrada de firmas ineficientes ou proliferação de uma determinada classe de consumo de produto ou serviço.

Kahn (1988) refere-se ao problema da entrada de empresas ineficientes no caso de desregulamentação de monopólios que estejam percebendo lucros satisfatórios, mesmo nos serviços prestados como monopólios naturais, como o problema do *"cream-skimming"*, uma vez que as empresas escolhem determinando mercado em detrimento de outros menos lucrativos. Para o autor, essa prática tem como conseqüência, muitas vezes, a deterioração do serviço:

> *"Here is clearly a way in which, allegedly, excessive competition can result in an eventual deterioration of the quality of the service"* (II, p. 220).

3.2.3 – Regulação por taxa de retorno (*rate of return*) ou custo do serviço

Na regulação pela taxa de retorno ou custo do serviço, aplicada em países como EUA, Canadá e Japão, as agências reguladoras fixam a taxa interna de retorno (*rate of return*) que as concessionárias podem auferir sobre seus ativos, de forma que a empresa regulada não pode obter uma taxa de retorno senão aquela definida pelo regulador.

Na regulação pela taxa de retorno, a tarifa pode sofrer ajustes para mais ou para menos, caso a empresa obtenha taxas de rentabilidade inferiores às estabelecidas, bem como pode ser ajustada negativamente se a rentabilidade for considerada exagerada.

A idéia desse tipo de regulação de preços é que o lucro econômico das empresas seja zero, ou seja, as receitas das companhias devem ser idênticas aos custos. O problema, no entanto, é como estabelecer os custos da maneira mais legítima possível, bem como estabelecer a taxa de retorno adequada, haja vista a presença constante de assimetria de informações .

Geralmente, a metodologia utilizada para calcular a taxa permitida é o custo médio ponderado do capital (WACC), que está intimamente ligado ao custo de oportunidade da concessionária, considerando investimentos com perfil de risco semelhante (DANNI & MOITA, 2006).

A avaliação da base de ativos faz parte desse tipo de regulação tarifária, na qual a agência reguladora estabelece os custos operacionais de cada concessionária, a exemplo de pessoal, material, serviços, com base em uma metodologia por ela adotada. Kahn (1988) questiona essa prática:

> *"Why should it be necessary for commissions to involve themselves in passing on the operating cost of public utility companies? Presumably*

> *even an unregulated profit-maximizing monopolist would wish to hold his costs to a minimum, entirely on his own initiative. Could not the commissions then leave such matters to the self-interest of the company managers themselves?"* (I, p. 27).

A crítica principal a esse tipo de regime tarifário é que contribui para gestão de custos de forma bastante ineficiente, uma vez que a taxa de retorno será fixada com base nos custos da empresa. É um estímulo à maximização de custos, ou seja, que a empresa se sinta estimulada a aumentar seu estoque de capital, sem falar de outras conseqüências danosas para o incentivo de novos investimentos na ampliação do setor.

Danni & Moita (2006) ilustram a assimetria desse tipo de regulação:

> *"(...) é possível que a firma adote comportamentos indesejáveis, mas que o regulador não os perceba. O exemplo clássico é o esforço. Número baixo de horas trabalhadas, número excessivo de funcionários para executar uma tarefa, adiar tarefas desagradáveis, ineficiência na compra de matéria-prima, etc, são exemplos de um esforço negativo"* (p. 5).

Outra distorção bastante comum, em virtude do estímulo à maximização de custos, é o fato de empresas com menor custo tentarem enganar o regulador, passando-se por empresa com custo elevado para terem maior lucro, conforme explica Kahn (1988):

> *"(...) there is the simple danger of concealment of profits by exaggeration of costs. Whatever his actual level of costs, it obviously pays a regulated monopolist to exaggerate his estimated cost of service. As long as regulation is effective in holding his profits lower than they otherwise could be, he can more completely exploit his monopoly power by fooling the commission into permitting him higher rates than his actual cost justify"* (I, p. 27).

3.2.4 – O Efeito Averch-Johnson (*A-J Effect*)

Como visto, a regulação de preços pela taxa de retorno ou custo do serviço oferece a solução de que o preço deve corresponder a uma taxa de rendimento justo ao serviço prestado. Segundo Vickers & Yarrow (1991), daí surgem imediatamente três questões principais: a) Qual é a taxa "justa"?; b) Em que proporção da base de capital deve ser aplicada à taxa permitida? e; c) A empresa tomará decisões que afetam sua base de capital, influindo sobre o preço que lhe é permitido cobrar e quais distorções resultarão disso?

Os autores Averch e Johnson, em estudo publicado na década de 1960[47], buscaram dar uma resposta afirmativa à última pergunta. As empresas têm um incentivo para expandir sua base de capital a fim de obter um resultado absoluto maior, sem transgredir a restrição de sua taxa de resultado. Viscusi *et alli* (2000) resume o significado do Efeito A-J:

> *"(...) Averch and Johnson found that firms would choose too much capital relative to other inputs. As a result, the output would be produced at an inefficiently high cost. The key idea is that because allowed profit varies directly with the rate base (capital), the firm will tend to substitute too much capital for other inputs"* (p. 371).

Assim, a regulação por taxa de retorno cria uma distorção ao incentivar o investimento em capital em relação ao ótimo alocativo, não promovendo nenhum incentivo para firma regulada reduzir custos.

3.2.5 – Regime do serviço pelo preço ou *Price Cap*

No outro extremo de regime de regulação, a modalidade do serviço pelo preço ou *price cap* não considera os custos da concessionária para prestação do

---

[47] *"Behave of the Firm Under Regulatory Constraint"*, publicado pela *American Economic Review* em dezembro de 1962.

serviço, incentivando a redução de custo, uma vez que todas as reduções nos custos se convertem em lucro para aquela. O regulador, nesse regime, estabelece uma tarifa (preço público) limite ao serviço, de modo que a firma possa ajustar os preços, respeitando o teto estabelecido (DANNI & MOITA, 2006).

Esse regime tarifário por incentivo à eficiência foi inicialmente desenvolvido no Reino Unido durante a década de 1980, buscando reduzir a assimetria de informações entre regulador e empresas reguladas. O governo daquele país acreditava que o regime permitiria às companhias reguladas desfrutar por um período dos lucros obtidos com os ganhos de eficiência, revelando sua capacidade de gestão dos seus negócios de forma eficiente. Isto permitiria ao regulador determinar preços que refletissem de forma mais verdadeira a realidade de cada empresa (ARMSTRONG *et al.*,1994).

Neste tipo de regulação de preços, a série histórica de custos não interessa ao regulador na determinação da tarifa, uma vez que um dos objetivos principais é estimular a minimização de custos. A Agência, portanto, passa a olhar para o futuro (*forward looking*) e não para o passado da concessionária.

Numa regulação por incentivos à eficiência, três elementos são importantes (FGV, 2006):

i) Estrutura de recompensa e penalidade, a exemplo de permitir que a empresa retenha parte dos lucros se essa aumenta sua eficiência operacional;

ii) Oportunidade para companhia escolher os seus objetivos, de forma que as maiores recompensas viriam de objetivos mais arriscados e ambiciosos e;

iii) Flexibilidade em como atingir os objetivos, a exemplo de negociação de preços com fornecedores, redução de custos administrativos etc.

A maior crítica a esse desse tipo de regulação é que possibilita ao concessionário se apropriar de ganhos extraordinários com o forte incentivo para redução de custos. Por esse motivo, a forma pura de serviço pelo preço é raramente utilizada e os órgãos reguladores têm adotado práticas intermediárias ou regimes híbridos que recorrem a instrumentos de controle de custos e preços. A utilização de modelos como Empresa de Referência ou *Benchmark* constituem exemplos de práticas intermediárias.

Outra diferença fundamental entre a regulação pela taxa de retorno e o regime pelo preço é o tratamento dado às revisões tarifárias. Na regulação por *price cap*, as revisões ordinárias ocorrem em períodos fixos de tempo, enquanto que no regime pelo custo as revisões são acionadas quando as concessionárias registram lucros acima da normalidade do mercado.

3.2.6 – O modelo *Retail Price Index-X* (RPI-X)

Num regime de regulação por incentivos, os preços estabelecidos pelo regulador buscam refletir o comportamento de um mercado competitivo, no qual os preços refletem custos. Assim, numa situação típica, os preços da firma acompanham o nível geral de preços (RPI ou IPC).

No regime do serviço pelo preço, o crescimento do preço dos serviços de uma firma é limitado por um índice de preços que geralmente inclui uma medida de inflação, subtraído ou acrescido de uma medida que reflete a expectativa nos ganhos de produtividade da empresa (+ ou - X).

Os preços são inicialmente estabelecidos pelo regulador de forma que a empresa recupere o custo de capital e de operação e manutenção, permitindo-se que os preços cresçam à taxa de inflação, subtraindo ou adicionando um fator de produtividade. O “X” é o fator de produtividade e reflete a diferença entre a empresa média de um determinado mercado, que pode implicar em situações em que X>0, X<0 e X=0.

A escolha de um indexador geral de preços justifica-se pela necessidade de criar um índice, transparente para os consumidores, que não seja alvo de manipulação, tendo em vista os problemas de assimetria de informação. A estipulação de fatores “X”, diferenciados para cada segmento específico do setor elétrico, foi uma opção adotada no caso de Inglaterra para a regulação dos setores de transmissão e distribuição (ARMSTRONG *et al.*,1994).

No entanto, apesar da freqüente utilização do Fator X na regulação do serviço pelo preço, a literatura econômica traz poucas formas de determiná-lo, sendo aplicado de forma bastante distinta pelos reguladores que o adotam (BERNSTEIN & SAPPINGTON, 1998).

3.2.7 – *Benchmark regulation* ou padronização de custos

Em virtude da impossibilidade da efetiva concorrência no monopólio, os métodos de padronização de custos conhecidos como “*benchmark regulation*” ou “*yardstick regulation*” buscam potencializar a utilização da tarifa para incentivar a ampliação da eficiência econômica, introduzindo a figura de um competidor, seja ele outro concessionário, tomado como padrão de comparação ou uma referência adotada pelo regulador.

No caso de ser adotado outro concessionário como padrão, o regulador elege aquele com o melhor desempenho e subordina todos os demais a padrões de qualidade equivalentes, de forma a constrangê-los a melhorar seu desempenho.

Conforme Justen Filho (2005), ao comparar concessionários reais entre si, o regulador trata de *"(...) constranger o concessionário a obter as soluções de maior eficiência"* (p. 358).

Na situação em que o padrão de comparação é uma empresa fictícia criada pelo regulador, é imposto ao concessionário o ônus de aperfeiçoar seu desempenho de acordo com padrões para prestação do serviço criados pela autoridade, de modo que não se trata, propriamente, de uma situação de competição ou constrangimento como ocorre na situação anterior, e sim uma forma complementar pela qual o regulador busca controlar os custos dos regulados para prestação do serviço.

3.2.8 – O modelo tarifário adotado no Brasil

Institucionalmente, após décadas de regulação pelo controle sobre o lucro, conhecido como regime pelo custo do serviço, a Lei nº 8.987/1995 passou a dotar explicitamente o controle de preços como forma de regulação do segmento de distribuição no Brasil.

Na prática, em virtude de uma série de restrições, o regulador adota um regime híbrido de regulação, no qual se faz necessário o uso de mecanismos complementares entre controle de custo e preço, conforme será demonstrado à luz do estudado neste capítulo.

Regra de Ramsey: a estrutura tarifária brasileira ainda embute subsídios cruzados entre distintos grupos de consumidores, visto que, tradicionalmente, a política industrial subsidiava os setores industriais, prática que tem sido gradualmente expurgada da estrutura tarifária com o processo de realinhamento das tarifas de fornecimento[48].

[48] Sobre o processo de realinhamento tarifário, ver Tahan & Fugimoto (2007).

Regulação pelo custo do serviço: a adoção de Base de Remuneração sobre os ativos, conforme tem sido praticado pelo regulador, consiste em estabelecer os custos prudentes para prestação do serviço, interferindo diretamente na gestão da firma regulada e remunerando o concessionário de acordo com os custos incorridos na prestação do serviço de distribuição.

Regime do serviço pelo preço ou *Price Cap:* apesar de ser o regime legalmente vigente, não é aplicado em sua forma pura. Algumas práticas básicas do regime são utilizadas, como a fixação de tarifas-teto e os reajustes anuais e revisões periódicas das tarifas etc. Entretanto, como o regulador tem praticado o controle dos custos do serviço por meio da Base de Remuneração e da Empresa de Referência, o estímulo à eficiência no quadro regulatório presente torna-se reduzido.

O Efeito Averch-Johnson (*A-J Effect*): como as tarifas são fixadas de acordo com o custo incorrido pelos concessionários, o regulador acaba por estimular que os regulados promovam o aumento de sua base de ativos acima do ótimo, de forma que este investimento seja reconhecido pelo regulador na próxima revisão de tarifas.

O modelo Retail Price Index-X (RPI-X): no Brasil, o fator de produtividade e compartilhamento de ganhos, o Fator X, foi regulamentado apenas pela Resolução ANEEL nº 055/2004. Corroborando Bernstein & Sappington (1998), o fator de produtividade tem sido aplicado de forma bastante distinta pelos reguladores que o adotam, em virtude da dificuldade em mensurar os reais ganhos da empresa. A estrutura tarifária brasileira tem adotado o Fator X prospectivo (*forward looking*).

Benchmark regulation ou padronização de custos: o regulador adota uma Empresa de Referência, uma empresa fictícia criada como padrão de comparação e imposta às concessionárias como meio de aperfeiçoar seu

desempenho, ou seja, é uma forma pela qual o regulador busca controlar os custos dos regulados para prestação do serviço. Entretanto, os critérios não são dotados da transparência necessária para que sejam comprovados pelas reguladas[49].

3.3 – Considerações finais do capítulo 3

Com a revisão de elementos e conceitos relativos à prestação de serviços públicos e dos regimes de remuneração aplicados a monopólios naturais, procurou-se demonstrar que, graças a uma série de restrições, o regulador tem adotado instrumentos como controle de custos e de preços, estímulo à eficiência e regulação por comparação, para buscar o ponto ótimo entre o interesse por retorno adequado dos investimentos e proteger os consumidores de tarifas abusivas decorrentes das situações de monopólio natural.

Os estudos de caso apresentados no próximo capítulo procurarão ilustrar a aplicação dos conceitos estudados a partir dos respectivos processos de privatização, das disposições contratuais e dos processos de reajuste e revisão das tarifas das concessionárias estudadas e que, em maior ou menor grau, assemelham-se às demais concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica.

[49] Sobre regulação por comparação e Empresa de Referência, ver Anuatti Neto, Pelin e Peano (2004) e Danni & Moita (2006).

Capítulo 4 – Estudos de caso de privatização de serviços públicos de fornecimento de energia elétrica: Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL e Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL

4.1 – Considerações iniciais

Faz-se necessário frisar que a escolha pelo estudo de caso das seguintes concessionárias foi feita, exclusivamente, pelo fato de que o processo de privatização dessas empresas exemplifica de forma satisfatória o que se pretende demonstrar neste trabalho, muito embora outras concessionárias de distribuição também foram analisadas, a exemplo da LIGHT (RJ), da Empresa Bandeirante – cindida entre Bandeirante (SP) e CPFL Piratininga (SP) após a privatização, da AES Eletropaulo (SP), da Elektro (SP), da CEMAT (MT), entre outras empresas.

Os estudos de caso tiveram como base para sua elaboração os respectivos Editais de Licitação, os Relatórios Conclusivos do Serviço "A" e do Serviço "B", elaborado por *pool* de consultores a serviço do Estado de São Paulo[50] e a serviço do Estado do Mato Grosso do Sul[51], os Contrato de Concessão nº 014/1997 e nº 01/1997, documentos e atos normativos publicados pelo órgão regulador e demais instâncias competentes e demonstrações financeiras auditadas das empresas, salientando que todos os documentos utilizados são de domínio público.

---

[50] Consórcio formado pelas empresas Trevisan Consultores de Empresas Ltda., Arthur D. Little Ltda., B.F.B. Engenharia Ltda. e Banco Liberal S/A.

[51] Consórcio constituído pelas empresas Banco Fator S.A., Banco Essi S.A., Fator Projetos e Assessoria Ltda., Black and Veatch International Company, Themag Engenharia e Gerenciamento Ltda., Ernest & Young Consulting S/C Ltda., Cogente Arquitetura, Engenharia e Gerenciamento de Projetos S/C Ltda. e Azevedo Sodré Advogados.

4.2 – A Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL

A CPFL foi a sétima concessionária de serviço público de energia elétrica a ser privatizada, e a primeira no âmbito do PED do Estado de São Paulo.

A CPFL foi criada em 16 de novembro de 1912, mediante a fusão de quatro pequenas empresas: a Empresa de Força de Luz de Botucatu, a Empresa Força e Luz de São Manuel, a Empresa Força e Luz Agudos-Pederneiras e a Companhia Elétrica do Oeste de São Paulo. Nasceu de uma iniciativa de criar um sistema integrado de geração e distribuição no interior do Estado. Em 1921, foram incorporadas a Empresa de Eletricidade de Bauru e a Companhia de Força e Luz de Avanhandava.

No ano de 1927, em virtude do aumento da demanda de energia elétrica no interior do Estado, provocado pelo crescimento industrial, populacional e agrícola, os acionistas da CPFL transferiram o controle acionário da companhia para o Grupo *American & Foreign Power Company – AMFORP*, representada no Brasil pela Companhia Auxiliar de Empresas de Energia Elétrica – CAEEB, que assumiu, nos anos seguintes, o controle de uma série de pequenas empresas do interior, conforme estratégia de forte expansão colocada em prática até a crise financeira de 1929.

O controle acionário das empresas do Grupo foi adquirido pela Eletrobrás em 1964, por meio da Lei nº 4.428, passando a CPFL à condição de subsidiária da estatal, enfatizando aspectos de planejamento, gestão empresarial e administração de projetos.

Em 1975, o controle acionário da CPFL foi transferido à Centrais Elétricas de São Paulo S/A – CESP. A partir dessa data, a empresa passou a atuar quase exclusivamente no segmento de distribuição de energia elétrica e, em 1978, a

sede organizacional foi transferida para Campinas, em virtude da maior proximidade com a área de concessão e estrutura técnica da empresa.

Em 1985, a CPFL foi transformada em empresa energética, podendo desenvolver também atividades em outros segmentos do setor, de forma que, em 1995, o Estatuto Social da empresa sofreu alterações para permitir o desenvolvimento de novos negócios. Em julho de 1996, foi publicada a Lei Estadual nº 9.631, criando o Programa Estadual de Desestatização e as bases para reestruturação societária e patrimonial das empresas do setor elétrico sob controle do Estado.

No ano do leilão de privatização, a área de concessão da CPFL representava aproximadamente 37% da área total do Estado (Quadro 8), atendendo 234 municípios, 2,4 milhões de consumidores e perfazendo 6,47% do consumo total do país. Constituía a quarta maior concessionária do Brasil em distribuição de energia e a sexta em número de consumidores.

Quadro 8. CPFL – Área de Concessão da CPFL Paulista

Fonte: Nota Técnica nº 041/2003 SRE/ANEEL.

4.2.1 – Precificação e Ágio do Leilão da CPFL

O processo de alienação da Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL foi conduzido no âmbito do PED do Estado de São Paulo. O edital que conduziu a privatização da empresa foi baseado em dois estudos de avaliação, o Serviço "A" e o Serviço "B", elaborados por dois consórcios formados por empresas de consultoria econômico-financeira, contratados conforme previsto na Lei Estadual nº 9.631 e recomendação do Conselho Diretor do PED[52].

As duas avaliações da empresa incluíram projeções que refletiam as melhores perspectivas, à época, para o futuro da companhia, e cálculos do valor presente dos resultados projetados com base em taxas de desconto consideradas razoáveis[53], conforme disciplinou a Lei Estadual:

> *"Artigo 7º - A determinação do preço mínimo dos projetos de desestatização levará em consideração estudos elaborados com base na análise detalhada das condições de mercado, da situação econômico-financeira e das perspectivas de rentabilidade da sociedade, atividade ou bens e direitos a serem desestatizados."* (art. 7º da Lei nº 9.631, de 5 de julho de 1996, grifos nossos).

Os resultados obtidos pelas projeções dos diferentes consórcios foram bastante próximos. O Preço Mínimo do leilão foi estabelecido com base num valor

---

[52] O Conselho Diretor do PED é diretamente subordinado ao Governador do Estado, integrado pelos seguintes membros:

"I - o Secretário de Estado do Governo e Gestão Estratégica;

II - o Secretário de Estado de Economia e Planejamento;

III - o Secretário de Estado da Fazenda;

IV - o Secretário de Estado da Ciência, Tecnologia e Desenvolvimento Econômico;

V - o Secretário de Estado de Energia;

VI - o Procurador Geral do Estado; e

VII - 2 (dois) membros de livre escolha do Governador do Estado." (art. 4º da Lei nº 9.631, de 5 de julho de 1996).

[53] O custo médio ponderado do capital – WACC da CPFL foi estimado em 10,60% a.a. pelo Serviço "A".

intermediário entre os Serviços "A" e "B", em R$ 1.772,36 milhões por 41,06% das ações ordinárias, o equivalente a R$ 4.316,52 milhões por 100,00% das ações, valor que já incorporava ágio significativo sobre o Patrimônio Líquido da empresa, de R$ 1.839,55 milhões[54].

O governo do Estado de São Paulo, por sua vez, não se vinculou formalmente aos resultados projetados pelos Serviços "A" e "B", mas é inquestionável que esses foram apresentados para orientar os interessados em participar do leilão, de forma que constava explicitamente no Edital de Licitação preparado pelo Conselho Diretor do PED:

> *"O CONSELHO DIRETOR DO PED recomendou, em cumprimento à LEI, e nos termos da Lei nº 8.666/93, a licitação dos serviços "A" e "B", conforme definidos no Edital de Licitação nº CPFL/ASO/110/96-1000, para contratação de empresas de consultoria, cujo resultado foi publicado no Diário Oficial do Estado de São Paulo em 8 de maio de 1997.*
>
> *O Serviço "A" compreende a avaliação econômico-financeira da CPFL, com base no valor presente do fluxo de caixa descontado, nos termos do referido Edital de Licitação.*
>
> *O Serviço "B", além da avaliação econômico-financeira da CPFL, com base no valor presente do fluxo de caixa descontado, compreende, ainda, a avaliação patrimonial, modelagem e os demais serviços necessários à execução do PROCESSO, nos termos do referido Edital de Licitação."* (Edital nº AS/F/833/97, pág. 6).

O Edital, no entanto, faz uma ressalva em seu Capítulo 7 – "*Síntese das Avaliações e Justificativas de Preço*":

> *"As avaliações econômico-financeiras da CPFL foram elaboradas pelas CONSULTORAS, em conformidade com os serviços "A" e "B"*

[54] Ver exemplos no Quadro 9.

> *descrito no Edital de Licitação Nº CPFL/ASO/110/96-1000 SETC-01/96, com base no valor presente do fluxo de caixa descontado e análise comparativa. As projeções utilizadas não devem ser tomadas como garantia de resultados da CPFL."* (Edital nº AS/F/833/97, pág. 37, grifos nossos).

O Edital de Licitação definiu que o vencedor seria aquele que oferecesse o maior ágio sobre o Preço Mínimo. O preço definido já trazia embutido ágio sobre o Patrimônio Líquido, o que foi amplamente praticado no processo de privatização, uma vez que o Preço Mínimo era calculado com base no valor presente do fluxo de caixa descontado, conforme, na seqüência, ilustra o quadro comparativo entre algumas concessionárias de distribuição privatizadas entre 1995 e 2002.

Quadro 9. Privatização: Comparativo entre Patrimônio Líquido e Valor Econômico Mínimo de Concessionárias de Distribuição.

Empresa	Patrimônio Líquido (R$ milhões)	V. Econ. Mínimo (R$ milhões)	PL/VEM
CPFL	1.850	4.316	2,35
Eletropaulo	5.165	6.274	1,21
Elektro	529	1.595	3,02
Bandeirante	761	3.141	4,13
Celpe	645	2.083	3,23
Coelba	873	1.809	2,07

Fonte: Elaboração própria com base em dados do BNDES (2008).

O valor definido pela totalidade das ações da CPFL, R$ 4.316 milhões, portanto, já embutia ágio de 135% sobre o Patrimônio Líquido, não considerado neste o ágio adicional que seria pago por meio do lance oferecido na licitação. O lance vencedor foi de R$ 3.014,91 milhões por 41,06% das

ações ordinárias da empresa, o que corresponde a R$ 7.342,69 milhões por 100% das ações e ágio de 70,11% sobre o Preço Mínimo.

O pagamento de ágio elevado refletia as expectativas dos vencedores da licitação quanto ao fluxo de caixa esperado do negócio – cujas projeções constavam explicitamente no Edital, entre as quais o crescimento do mercado da concessionária e ganhos da eficiência derivados na melhoria da gestão da empresa. Portanto, o ágio mostrava-se justificável pela qualidade do mercado da empresa que, conforme disciplinava o Edital e o Decreto nº 2.594/1998[55], não seria licitada pelo valor de seus ativos e sim pelo fluxo de caixa descontado, ou seja, os vencedores do leilão adquiriram a empresa, metaforicamente, pelos seus frutos e não pelo seu caule.

Mais importante ainda, mostrava-se justificável o pagamento de ágio pelo direito de o novo controlador aplicar as tarifas de fornecimento presentes no Anexo IV do Contrato de Concessão, as quais deveriam ser preservadas pelos mecanismos de reajuste e revisão durante todo o período de concessão.

4.3 – A Empresa Energética de Mato Grosso do Sul - ENERSUL

A Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL foi criada em 1979 por determinação do Decreto-Lei n° 10, de 1° de janeiro de 1979, retificado pelo Decreto-Lei n° 46, de 6 de janeiro de 1979, e autorizado do Decreto n° 72, de 26 de janeiro de 1979, logo após a cisão do Estado do Mato

---

[55] "*Art. 30. A determinação do preço mínimo dos ativos incluídos no PND, para desestatização mediante as modalidades operacionais previstas no art. 7º deste Decreto, levará em consideração os estudos elaborados com base na análise detalhada das condições de mercado, da situação econômico-financeira e das perspectivas de rentabilidade da sociedade.*
...
§ 3º Para os efeitos do disposto neste artigo, <u>considera-se valor econômico da empresa aquele calculado a partir da projeção do seu fluxo de caixa operacional</u>, ajustado pelos valores dos direitos o obrigações não vinculados às suas atividades operacionais, bem como pelos valores que reflitam contingências e outros efeitos." (grifos nossos).

Grosso em dois Estados: Estado do Mato Grosso e Estado do Mato Grosso do Sul.

A área de concessão da ENERSUL contempla 73 Municípios do Estado de Mato Grosso do Sul, equivalente a mais de 328 mil quilômetros quadrados, o que representa aproximadamente 92% da área total do Estado. A empresa detém a concessão para geração e distribuição de energia elétrica até 03 de dezembro de 2027, podendo ser renovada por mais 30 anos, conforme Decreto Executivo de 04 de dezembro de 1997, outorgada pela União.

No início de suas atividades, a empresa registrava perdas de energia elétrica que ultrapassavam 22% da energia requerida. As causas mais comuns eram (a) baixa concentração populacional; (b) longas distâncias entre as principais fontes geradoras e os municípios atendidos; e (c) a configuração do sistema de distribuição da empresa. Ademais, cabe ressaltar que, no início da década de 1980, a taxa de cobertura dos domicílios existentes era de apenas 65%, sendo que na área rural essa taxa não ultrapassava 5%.

Com os elevados fluxos migratórios recebidos pelo Estado a partir dos anos 1980, o crescimento da demanda elétrica sofreu crescimento médio de 10% ao ano entre o período de 1980 a 1996, o que obrigou a ENERSUL a realizar um intensivo programa de investimentos para substituição da geração térmica pela hidráulica, para integração ao SIN, e integração das áreas remotas do Estado ao seu sistema elétrico pelo incremento de cerca de 200% da sua rede de transmissão.

Como resultado desse intensivo programa de investimentos, em 1997, ano de sua privatização, a empresa atendia 468 mil consumidores, tendo reduzido o nível de perdas de energia elétrica para 14% e elevado expressivamente a taxa de cobertura no meio rural para cerca de 50%.

Atualmente, a ENERSUL é uma Companhia Aberta e de Capital Autorizado regida pela Lei das Sociedades Anônimas[56], concessionária de serviço público de energia elétrica, sediada no Município de Campo Grande, tendo como principais atividades a distribuição, a comercialização e a geração de energia elétrica na quase totalidade do Estado de Mato Grosso do Sul[57].

Quadro 10. ENERSUL – Área de Concessão

Fonte: http://www.enersul.com.br/empresa/area_concessao/area_concessao.asp (2009).

4.3.1 – Precificação e Ágio do Leilão da ENERSUL

As avaliações econômico-financeiras da ENERSUL foram elaboradas pelas consultoras do Serviço "A" e Serviço "B", com base no valor presente do fluxo de caixa descontado projetado, embora, a exemplo do caso da CPFL, o Edital reitera que as *"projeções utilizadas não devem ser tomadas como garantias de resultado da ENERSUL"*. Entretanto, admite que *"as avaliações da*

[56] Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

[57] Em 2008, a ENERSUL passou a ser controlada pela Rede Energia S.A., que trocou sua participação na Usina Hidrelétrica Luís Eduardo Magalhães – Lajeado, no Tocantins, por 100% das ações da distribuidora, antes controlada pela empresa Energias do Brasil, da portuguesa EDP.

Concessionária, foram desenvolvidas tendo por base o cenário de referência para o comportamento da economia nacional e em particular do Estado do Mato Grosso do Sul, o que orientou principalmente as previsões mercadológicas e de investimentos".

A avaliação da situação técnico-operacional, econômico-financeira, jurídica, entre outras, visou à determinação do valor econômico mínimo da ENERSUL, o qual serviu de base à definição do preço mínimo de venda no processo de desestatização da empresa. Os valores apurados segundo o método do valor presente do fluxo de caixa pelas consultoras foram os seguintes:

Quadro 11. ENERSUL – Valor Econômico Mínimo

ENERSUL VALOR ECONÔMICO MÍNIMO	
Serviço "A":	R$ 564.925.000,00
Serviço "B":	R$ 610.000.000,00

Fonte: Edital nº 01/97, pág. 49.

A partir da análise das avaliações que resultaram nos valores acima, o Conselho Diretor do PED do Estado de Mato Grosso do Sul decidiu *"estabelecer o VALOR ECONÔMICO MÍNIMO da ENERSUL em R$ 650.000.000,00 (seiscentos e cinqüenta milhões de reais) para 100% (cem por cento) das ações representativas do capital social da Empresa, valor este que considerou a conversão da totalidade das DEBÊNTURES ora em circulação e resulta no preço por lote de mil ações, arredondado para maior na segunda casa decimal, de R$ 10,76 (dez reais e setenta e seis centavos)..."* (Edital nº 01/97, pág. 49).

O preço mínimo para venda do bloco de ações objeto do leilão da empresa foi fixado em R$ 340.346.108,21 (trezentos e quarenta milhões, trezentos e quarenta e seis mil, cento e oito reais e vinte e um centavos) e correspondia a

61,36% do Capital Social e a 84,21% do Capital Votante da ENERSUL. No leilão realizado no dia 19 de novembro de 1997, a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA, por meio de sua controlada MAGISTRA Participações S.A., adquiriu o controle acionário da ENERSUL. O lance vencedor apresentou ágio de 84% sobre o preço mínimo.

4.4 – Regras Tarifárias Especificadas nos Contratos de Concessão

Realizadas as licitações das duas empresas em novembro de 1997, os Contratos de Concessão entre União e as distribuidoras, foram assinados no mesmo ano e estabeleceram, em sua Cláusula Sétima, as regras tarifárias aplicáveis à prestação do serviço público[58].

---

[58] "*CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS*

Pela prestação dos serviços que lhe são concedidos por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas discriminadas no Anexo IV, que é rubricado pelas partes e integra este instrumento, homologadas pelo PODER CONCEDENTE.

Primeira Subcláusula - É facultada à CONCESSIONÁRIA cobrar tarifas inferiores às discriminadas no Anexo IV, desde que não implique em pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro e resguardadas as condições constantes na Sexta Subcláusula da Cláusula Segunda.

Segunda Subcláusula - A CONCESSIONÁRIA reconhece que as tarifas indicadas no Anexo IV em conjunto com as regras de reajuste e revisão descritas nesta Cláusula, são suficientes, nesta data, para a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

Terceira Subcláusula - Os valores das tarifas de que trata esta Cláusula serão reajustados com periodicidade anual, um ano após a "Data de Referência Anterior", sendo esta definida da seguinte forma:

I - no primeiro reajuste, a data de início da vigência do último reajuste realizado em 07 de abril de 1997; e

II - nos reajustes subseqüentes, a data de início da vigência do último reajuste ou da revisão que o tenha substituído, de acordo com o disposto nesta Cláusula.

Quarta Subcláusula - A periodicidade de reajuste de que trata a Subcláusula anterior poderá ocorrer em prazo inferior a um ano, caso a legislação venha assim a permitir, adequando-se a "Data de Referência Anterior" à nova periodicidade estipulada.

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

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos: cota da Reserva Global de Reversão - RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, encargos da compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, valores relativos à fiscalização dos serviços concedidos, compra de energia e

encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica para revenda.

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

Sexta Subcláusula - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas, na "Data de Referência Anterior" do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$IRT = \frac{VPA1 + VPB0 \times (IVI \pm X)}{RA0}$$

onde:

VPA1 - Valor da Parcela A referido na Quinta Subcláusula, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do "Mercado de Referência", aqui entendido como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

RA0 - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

VPB0 - Valor da Parcela B, referida na Quinta Subcláusula, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior", e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

$$VPB0 = RA0 - VPA0$$

onde:

VPA0 - Valor da Parcela A referida na Quinta Subcláusula, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, o PODER CONCEDENTE estabelecerá novo índice a ser adotado; e

X - Número índice definido pelo PODER CONCEDENTE, de acordo com a Oitava Subcláusula desta Cláusula, a ser subtraído ou acrescido ao IVI.

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

Oitava Subcláusula - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, o PODER CONCEDENTE estabelecerá os valores de X, que deverá ser subtraído ou acrescido na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subseqüentes, conforme descrito na Subcláusula Sexta. Para os primeiros cinco reajustes anuais, o valor de X será zero.

Nona Subcláusula - Sem prejuízo dos reajustes e revisões a que se referem as Subcláusulas anteriores desta Cláusula, caso hajam alterações significativas nos custos da

As tarifas iniciais foram fixadas no Anexo IV dos Contratos e, a partir de sua aceitação, as empresas reconheceram que as tarifas definidas, em conjunto com as regras de reajuste e revisão presentes na Cláusula Sétima, eram suficientes, naquela data, para prestação dos serviços e manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos respectivos contratos de concessão[59].

Conforme a Cláusula Sétima, o reajuste das tarifas ocorreria numa periodicidade anual, identificado por meio de duas parcelas (Parcela "A" – custos não gerenciáveis; e Parcela "B" – custos gerenciáveis), aplicando-se uma fórmula paramétrica que inclui a variação no índice de preços – "IVI", a receita anual do período anterior – "RA0", e o Fator X.

O Contrato de Concessão não definiu critérios para determinação do Fator X, apenas que o Poder Concedente fixaria o índice no processo de revisão das tarifas, a ser aplicado nos reajustes anuais subseqüentes, sendo que para os primeiro cinco anos seria adotado um "X" igual a zero, como de fato ocorreu entre os anos de 1998 e 2002 no caso das duas empresas[60].

A Sétima Subcláusula da Cláusula Sétima, por sua vez, definiu que o Poder Concedente procederia as Revisões Tarifárias Periódicas – RTP, considerando:

CONCESSIONÁRIA, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica que possam ser aprovadas pelo PODER CONCEDENTE durante o período, por solicitação desta, devidamente comprovada, o PODER CONCEDENTE poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato."

[59] O Equilíbrio econômico-financeiro dos contratos firmados pelo Poder Público, também chamado de equação econômico-financeira, é o ajuste inicial travado entre a Administração e o contratado. Ocorrendo alterações contratuais que impliquem em um desbalanceamento dessa equação, cumpre a Administração adequar as condições a fim de restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da relação (MEIRELLES, 2005).

[60] Apesar da usual utilização do Fator X na regulação tarifária pelo serviço pelo preço, a literatura econômica traz poucas formas de determiná-lo, como apontam Bernstein e Sappington (1998):

"Despite the popularity of price cap regulation in practice, the economic literature provides relatively little guidance on how to determine the X factor, which is the rate at which inflation-adjusted output prices must fall under price cap plans."

a) alterações na estrutura de custos;

b) alterações na estrutura de mercado;

c) os níveis de tarifas observados em empresas similares no mercado nacional e internacional; e

d) os estímulos à eficiência e modicidade tarifária.

A Subcláusula em análise determinou também a periodicidade das revisões tarifárias, definindo a primeira revisão para o ano seguinte ao quinto reajuste anual, e as revisões subseqüentes a cada cinco anos até a caducidade da concessão, cujo prazo de vigência foi definido, no caso de ambas as empresas, em 30 anos.

Resumidamente, o Índice de Reajuste Tarifário – IRT, ao contrário do processo de Revisão Tarifária Periódica – RTP, não incorpora alterações no nível de mercado ou em sua estrutura, uma vez que considera em sua fórmula de cálculo, o mercado dos últimos doze meses da concessionária. Segundo a ANEEL (2005), *"o objetivo do Reajuste Tarifário Anual (IRT) é restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pelo concessionário"*.

A Nona Subcláusula do Contrato definiu a possibilidade de alterações tarifárias mediante Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, independentemente dos reajustes tarifários anuais e das revisões qüinqüenais, como de fato ocorreu em dezembro de 2001[61], para recompor a receita das concessionárias de

[61] Edição da Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, transformada em parte da Lei nº 10.438, de 24 de abril de 2002, que instituiu, em seu art. 4º, a Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, prevista no art. 28 da MP 2.198-5, de 27 de agosto de 2001, e aplicada por meio de encargo tarifário:

"*Art. 4º A Aneel procederá à recomposição tarifária extraordinária prevista no art. 28 da Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, sem prejuízo do reajuste tarifário anual previsto nos contratos de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica.*

§ 1º A recomposição tarifária extraordinária de que trata o caput será implementada por meio de aplicação às tarifas de fornecimento de energia elétrica, pelo prazo e valor máximos a serem divulgados por concessionária (...)".

distribuição comprometida pela redução forçada do consumo durante o Plano Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica – PERCEE[62].

Adicionalmente, a Décima Subcláusula previu a revisão das tarifas em caso de criação, extinção ou alteração de tributos ou encargos que provoquem impactos, desde que devidamente comprovados pela concessionária, a exemplo da alteração da alíquota da COFINS de 2% para 3%, no ano de 2000.

Com o início da vigência dos contratos de concessão das empresas, foram aplicados os IRT nos anos de 1998 a 2002 e, conforme definido, o Fator X aplicado na fórmula de cálculo foi igual a zero para todo o período.

Em setembro de 2002, mediante publicação da Resolução ANEEL nº 493, a Agência estabeleceu a metodologia e os critérios para a definição da "base de remuneração", visando subsidiar o primeiro ciclo de revisão das tarifas das concessionárias de distribuição. A publicação do ato normativo deu início, formalmente, a graves distorções no processo de revisão tarifária estabelecido na Cláusula Sétima dos contratos de concessão da CPFL e da ENERSUL.

4.5 – A 1ª Revisão Tarifária Periódica - RTP (2003)

No término do primeiro ciclo tarifário – no quinto ano após o início de vigência dos Contratos de Concessão das empresas objeto deste estudo, a ANEEL realizou a Audiência Pública n° 05/2002, cuja proposta foi consubstanciada na Nota Técnica n° 148/2002, resultando na publicação da Resolução ANEEL n° 493, de 03 de setembro de 2002.

A Resolução teve o escopo de estabelecer a *"metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração"* para cada concessionária, tendo a

[62] Criada e instalada por meio da Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE estabeleceu as diretrizes para o PERCEE, de forma a evitar interrupções imprevistas no fornecimento de energia.

Nota Técnica n° 148/2002 definido esta base de remuneração como sendo o *"investimento sobre o qual os investidores podem auferir uma determinada taxa de retorno"*, ou o valor econômico do empreendimento a ser remunerado por meio da receita tarifária.

A ANEEL, ao estabelecer a metodologia para revisão tarifária mediante o estabelecimento de uma base de remuneração para ser coberta pela receita tarifária resultante da revisão, desviou-se dos caminhos traçados na Lei, no Edital e no Contrato, uma vez que retornou à sistemática do regime do serviço pelo custo, segundo a qual *"as tarifas serão fixadas pela Fiscalização (...) garantido a remuneração da empresa sobre o investimento remunerável"* como previa o art. 164 do Decreto nº 41.019, de 1957.

O critério proposto pela Agência Reguladora foi o estabelecimento de uma base de remuneração, para, sobre esta, calcular o valor da receita a ser auferida pela concessionária, composta da seguinte forma:

(a) o ativo imobilizado em serviço, avaliado e depreciado;
(b) o almoxarifado de operação;
(c) o ativo diferido;
(d) as obrigações especiais; e
(e) o capital de giro necessário à operação.

Esses fatores eram basicamente os mesmos que compunham o investimento remunerável a que se referia o art. 157, do Decreto n° 41.019[63], a despeito da Lei n° 8.987/95 ter explicitado em seu art. 9°, que *"a tarifa de serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e*

63 "*Art 157. O investimento remunerável da emprêsa compreende, além daquele definido no art. 58, mais: I - O montante do ativo disponível não vinculado a 31 de dezembro, até a importância do saldo da Reserva para Depreciação à mesma data, depois do lançamento da quota de depreciação correspondente ao exercício; II - O capital de movimento, assim entendido a importância em dinheiro necessária à exploração dos serviços, até o máximo do montante de dois meses de faturamento médio da emprêsa; III - Os materiais em almoxarifados existentes a 31 de dezembro, indispensáveis ao funcionamento da emprêsa no que se refere à prestação dos serviços, dentro dos limites aprovados pela Fiscalização.*"

preservada pelas regras de revisão previstas nesta lei, no edital e no contrato".

A Sétima Subcláusula da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, por sua vez, consignou expressamente que a revisão tarifária periódica seria procedida *"considerando as alterações de estrutura de custos e de mercado da concessionária, dos níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional e os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas"*.

Entretanto, a Resolução ANEEL n° 493/2002, desconsiderando os critérios definidos legal e contratualmente, resolveu estabelecer uma *"metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração"*, o que, segundo a própria Agência, é o *"investimento sobre o qual os investidores podem auferir uma determinada taxa de retorno"* (NT 148/2002).

No início de 2003, no âmbito da Audiência Pública – AP 008/2003, a Nota Técnica ANEEL nº 041/2003 apresentou a metodologia e os resultados preliminares da primeira Revisão Tarifária Periódica da CPFL, pautada nos critérios definidos por meio da Resolução nº 493/2002. O seguinte trecho da NT ilustra de forma apropriada o conceito que norteou o processo:

> *"34. Ao final do primeiro período tarifário, em 2003, precede-se à primeira revisão tarifária periódica da concessionária. Essa revisão reveste-se de particular importância, tanto para concessionária como para o consumidor. Até então, o consumidor pagou as tarifas históricas e <u>essa revisão se apresenta como a primeira oportunidade dada ao regulador para estabelecer tarifas justas</u>. A concessionária, por sua vez, teve a oportunidade de auferir ganhos mediante redução de custos e, na revisão, serão discutidos os custos operacionais e a remuneração que deverão ter cobertura tarifária. Além disso, ela deverá cumprir*

> *metas de eficiência futura que serão estabelecidas nesse processo."* (NT 041/2003, pág. 10, grifos nossos).

Conforme essa lógica, a NT 041/2003 definiu que o processo seria constituído, basicamente, em duas etapas: o Reposicionamento Tarifário e o cálculo do Fator X.

4.5.1 – A 1ª RTP da CPFL

Como estabelecido na Resolução nº 493/2002 e na NT 041/2003, o processo de RTP da CPFL foi constituído das etapas de Reposicionamento Tarifário e cálculo do Fator X.

4.5.1.1 – O Reposicionamento Tarifário

O cálculo do Reposicionamento Tarifário *"se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e uma remuneração adequada sobre investimentos realizados com prudência"* (ANEEL, 2005, p. 22).

Ressalte-se o grau da discricionariedade adotado, uma vez que o Reposicionamento Tarifário, processo que não figura na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, constitui a *"(...) oportunidade dada ao regulador para estabelecer tarifas justas (...)"*[64].

Assim, a ANEEL definiu o seguinte procedimento para aplicação do índice de Reposicionamento Tarifário – RT resultante do processo de Revisão Tarifária Periódica – RTP:

---

[64] Uma das grandes dificuldades da regulação tarifária constitui a determinação de custos eficientes, tarifas compatíveis, remuneração justa etc, devido ao elevado grau de assimetria de informações e de subjetividade envolvidos.

> *"i) quando o RT resultante da revisão tarifária for superior ao índice que resultaria da hipótese de ser calculado o reajuste tarifário anual da concessionária (IRT), as tarifas serão reposicionadas em percentuais equivalentes a este último;*
>
> *ii) para garantir a condição de equilíbrio econômico-financeiro, a diferença entre RT e IRT será convertida em acréscimos à Parcela B a serem adicionados em cada um dos quatro anos do próximo período tarifário, de modo que o fluxo de fundos da concessionária distribuidora durante o segundo período tarifário assegure-lhe a taxa de retorno (WACC) definida na presente revisão tarifária;*
>
> *iii) dessa forma, o reposicionamento tarifário será implementado em duas etapas. A primeira, correspondente ao percentual de IRT, será implementada em 08/04/03; a segunda, correspondente à diferença entre o RT e o IRT, será implementada ao longo do segundo período tarifário."* (NT 041/2003, pág. 42).

Praticamente, foi garantido à concessionária, no momento da revisão (RTP), o direito de aplicar sempre o menor índice de reajuste entre o IRT e o Reposicionamento – RT, o que não havia sido definido, ou previsto, em nenhum momento anterior à realização da primeira RTP.

O IRT anual da CPFL foi estimado, preliminarmente, em 30,76%. No entanto, nos termos da equação de cálculo apresentada na NT 041/2003[65], o RT da CPFL foi de 18,77%. Dessa forma, segundo a Agência, para que a concessionária tenha receita capaz de cobrir custos operacionais "eficientes" e "adequada" remuneração sobre investimentos "prudentes", suas tarifas de fornecimento deveriam ser reposicionadas em 18,77%.

65

$$\text{Reposicionamento Tarifário (\%)} = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Receita extra-concessão} - \text{Receita de Suprimento} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita de Fornecimento Verificada}}$$

Ou seja, por meio de um instrumento não previsto em Contrato, o regulador decidiu não apenas que a empresa não necessitaria, como não teria o direito a aplicar o IRT de 30,76%, como também não precisaria de um Reposicionamento Tarifário superior, caso assim indicasse a aplicação da fórmula de cálculo, pois, *"quando o RT resultante da revisão tarifária for superior ao índice que resultaria da hipótese de ser calculado o reajuste tarifário anual da concessionária (IRT), as tarifas serão reposicionadas em percentuais equivalentes a este último"*.

Dado o exposto, ao contrário do que expressa textualmente a ANEEL, o reposicionamento não necessariamente assegura, no momento da RTP, a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão até o próximo processo de revisão.

4.5.1.2 – O Cálculo do Fator X

A segunda etapa do processo de RTP, conforme a NT 041/2003, consiste em calcular o Fator X sobre metas de eficiência para o segundo período tarifário, ou seja, sobre ganhos futuros e incertos, e que serão expressos na tarifa nos próximos cinco anos.

A Nota Técnica em apreço definiu que o Fator X seria composto de duas parcelas: uma constante, referente aos ganhos de produtividade que poderiam ser auferidos durante o segundo período tarifário – o Xe; e outra vinculada ao nível de satisfação dos consumidores, calculada anualmente, conforme procedimentos de pesquisa definidos pela própria Agência – o Xc.

A metodologia definitiva de cálculo do Fator X foi definida apenas em 2004. Segundo a Resolução ANEEL nº 055/2004, este seria constituído por três componentes: Xe, que busca refletir os ganhos de produtividade esperados em função da escala do negócio; Xc, que buscar refletir a avaliação dos

consumidores sobre sua concessionária; e o Xa, vinculado à aplicação do IPCA sobre a componente mão-de-obra da Parcela B[66].

No entanto, o mesmo ato determinou *"(...) que a proposta da ANEEL para cálculo do Fator X considera ganhos de produtividade da concessionária para o próximo período tarifário (...)"*, ou seja, pretendeu repartir ganhos de produtividade não auferidos pela concessionária, mas uma expectativa de ganhos futuros que a concessionária possivelmente viria a auferir, segundo a expectativa da Agência Reguladora, o que também não encontrava respaldo no Contrato de Concessão assinado, sequer na lógica, uma vez que o regulador jamais imputaria previsão de perdas futuras oriundas de queda acentuada de eficiência, ou mesmo de um novo racionamento no horizonte de planejamento.

Ademais, conforme definido no contrato de concessão, os parâmetros utilizados no cálculo do Reajuste Tarifário referem-se ao período anterior à data de reajuste, ou à própria data do reajuste, de forma que, por analogia, o Fator X também deveria ser calculado com base no período passado. Além disso, na assinatura do contrato, como visto, o Fator X considerado era zero, ou seja, não havia ganho passado de eficiência a ser compartilhado com os consumidores.

O Fator X definido para CPFL, preliminarmente, foi de 2,56% + Xc. O valor de Xe seria válido por todo o período seguinte, enquanto que o Xc teria apuração anual. Apenas a partir da vigência da Resolução nº 055/2004, portanto, foi incluído o componente Xa, buscando refletir a componente mão-de-obra na Parcela B.

[66] O valor de Xe é calculado no momento da revisão tarifária e aplicado por todo o período seguinte, enquanto que os valores de Xc e Xa serão recalculados a cada reajuste anual.

4.5.1.3 – O Resultado da 1ª RTP da CPFL

Os resultados finais e definitivos da RTP de 2003 foram apresentados na Nota Técnica Complementar nº 105/2005-SRE/ANEEL, em virtude de alterações em itens da Parcela B e da Parcela A, nos termos da NT 041/2003. O seguinte trecho reflete a discricionariedade do método adotado pela ANEEL na aplicação do resultado da revisão tarifária da CPFL:

> *"Levando-se em conta que o índice de reposicionamento é inferior ao índice de reajuste tarifário anual da CPFL, de 29,96%, então aplica-se o índice de reposicionamento tarifário de 20,29%."*

O Índice de Reajuste Tarifário – IRT definitivo, calculado pela própria ANEEL, a ser aplicado segundo a Terceira Subcláusula da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, era de 29,96%. A Agência, no entanto, no contexto do chamado Reposicionamento Tarifário, reduziu esse índice de reajuste para 20,29%, o que implicou na redução do valor real da tarifa de fornecimento de energia elétrica da empresa em 8,04%. Ressalte-se que, de nenhuma forma, esses procedimentos encontravam-se previstos em lei, nos editais de licitação e nos contratos de concessão.

Os resultados dos cálculos das componentes do Fator X, por sua vez, foram apresentados pela NT nº 105/2005. O cálculo de Xe resultou em 1,1352%, válido para todo o segundo período tarifário da CPFL, enquanto que para Xc e Xa obtiveram-se os valores de 0,05% e -0,0269%, que deveriam ser recalculados em cada reajuste tarifário.

Assim sendo, na RTP de 2003, por meio de um mecanismo estranho ao ordenamento legal, o Reposicionamento Tarifário, a Agência reduziu o valor real da tarifa de distribuição de energia elétrica da CPFL em 8,04% durante todo o segundo período tarifário e determinou um percentual ao Fator X para

ser aplicado sobre ganhos de produtividade futuros e incertos, afetando o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão daquela empresa.

4.5.2 – A 1ª RTP da ENERSUL

Também no início de 2003, no âmbito da AP 006/2003, a Nota Técnica ANEEL nº 043/2003 apresentou a metodologia e os resultados preliminares da primeira Revisão Tarifária Periódica da ENERSUL, pautada nos critérios definidos pela Resolução nº 493/2002. Conforme mesma lógica do adotada no caso da CPFL, a NT 043/2003 definiu que o processo seria constituído de Reposicionamento Tarifário e cálculo do Fator X.

4.5.2.1 – O Reposicionamento Tarifário da ENERSUL

Tendo adotado os critérios definidos pela Resolução nº 493/2002, já discutidos para o processo da concessionária CPFL, a ANEEL deparou-se com a situação a seguir no momento do cálculo do índice de Reposicionamento Tarifário – RT:

$$\text{Reposicionamento Tarifário (\%)} = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Receita extra-concessão} - \text{Receita de Suprimento} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita de Fornecimento Verificada}}$$

onde,

RT = (647.347.035,82 – 3.319.502,08 – 4.164.000,00) / 448.595.700,90

RT = 42,64%

Devido à expressividade do percentual a ser aplicado sobre as tarifas dos consumidores daquela área de concessão, de 42,64%, não sem motivo, a ANEEL ressalta:

> *"158. O Regulador está consciente que, em alguns casos, a aplicação imediata das tarifas justas pode representar um impacto econômico*

> *significativo sobre os consumidores de energia elétrica."* (NT 043/2003, p. 41).

No entanto, ciente dessa realidade, a ANEEL propôs a *"(...) aplicação das tarifas resultantes da revisão tarifária periódica em etapas, de modo a atenuar o impacto sobre os consumidores e, ao mesmo tempo, manter inalterada a condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão associada a essas tarifas."* (Idem)

Dessa forma, a ANEEL definiu que o Reposicionamento Tarifário seria implementado em duas etapas. A primeira corresponderia ao percentual de Reajuste Tarifário Anual – IRT, aplicado em abril de 2003, e a segunda corresponderia à diferença entre o RT e o IRT, a ser aplicado ao longo do segundo ciclo tarifário.

Tendo em vista que o IRT da ENERSUL foi estimado pela NT 043/2003 em 28,55%, o RT da empresa foi limitado pelo IRT, sendo que a diferença de receita resultante da aplicação dos percentuais de 42,64% e 28,55% foi acrescida à Parcela B da concessionária em parcelas anuais ao longo do período tarifário seguinte, ou seja, de 2004 a 2007.

4.5.2.2 – O Cálculo do Fator X da ENERSUL

A segunda etapa do processo de RTP, como visto, consiste em calcular o Fator X, composto de duas parcelas: o Xe, referente aos ganhos de produtividade que poderiam ser auferidos durante o segundo período tarifário; e o Xc, vinculada ao nível de satisfação dos consumidores.

O Fator X definido em caráter provisório à ENERSUL foi de 2,39% + Xc, cabendo ressaltar que o valor de Xe seria válido por todo o período tarifário

seguinte, enquanto o Xc teria apuração anual, por meio do IASC[67]. O componente Xa, que busca refletir a mão-de-obra na Parcela B, seria incluído pela Resolução ANEEL nº 055/2004.

4.5.2.3 – O resultado da 1ª RTP da ENERSUL

Os resultados finais da 1ª RTP da ENERSUL foram apresentados pela Nota Técnica Complementar – NTC nº 104/2005-SRE/ANEEL, de forma a refletir as alterações nos valores relativos a determinados itens da Parcela B da Receita Requerida. A Parcela A, que agrega os custos de aquisição de energia e encargos tarifários, não sofreu alteração.

Diferentemente do demonstrado no estudo de caso da 1ª RTP da CPFL, *"após a adoção de valores definitivos, o valor da Receita Requerida Bruta da ENERSUL foi alterado de* ***R$ 667.043.678,24*** *para* ***R$ 699.767.054,22****, resultando em uma diferença de* ***R$ 32.723.375,98****, conseqüentemente, o reposicionamento tarifário passou de* ***43,59%*** *para* ***50,81%****."* (NTC nº 104/2005, p. 2).

Conforme cálculo, o RT passou de 43,59% para 50,81%. Entretanto, como o percentual do RT foi superior ao IRT, de 32,59%, a diferença entre os dois percentuais foi convertida em acréscimos à Parcela B da ENERSUL, em parcelas anuais durante o próximo período tarifário, de 2004 a 2007[68].

Publicada a Resolução ANEEL nº 055/2004, que estabelece a metodologia de cálculo e as componentes do Fator X, o percentual definitivo para o Xe foi estabelecido em 1,2452%. Para os componentes Xc e Xa, obtiveram-se os valores de 0,577% e -0,2950%, respectivamente. Com a aplicação da fórmula

[67] Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC.

[68] Por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 571, de 04 de dezembro de 2007, a Agência retificou os valores da Base de Remuneração aprovados em 2005, reposicionando as tarifas de fornecimento da concessionária em expressivos 43,23%, alterando também os índices de reajuste e o componente Xe do Fator X em todos os anos do segundo ciclo tarifário.

estabelecida na Resolução, o Fator X foi definido em 1,6252% e homologado pela ANEEL.

Assim sendo, finalizado o primeiro ciclo de Revisão Tarifária Periódica das duas empresas, as tarifas fixadas para as diferentes classes de consumo, embora ainda em patamares semelhantes, apresentavam aumento percentual superior para os consumidores da ENERSUL, não sendo esse percentual ainda mais elevado em virtude de a metodologia adotada pela ANEEL ter limitado o repasse do RT de 50,81%, aplicando apenas o IRT de 32,59% para o primeiro ano do próximo ciclo tarifário da empresa.

Quadro 12. ENERSUL e CPFL – Tarifas da Classe Residencial (1997 e 2003)

Classes de Consumo	Tarifa (R$/MWh)		Aumento
	dez/97[1]	abr/03[2]	(%)
Residencial			
ENERSUL	123,51	283,83	230%
CPFL	141,68	291,36	206%
Baixa Renda 0 - 30 kWh/mês			
ENERSUL	43,21	99,35	230%
CPFL	49,59	101,98	206%

[1] Tarifas fixadas nos Contratos de Concessão

[2] Tarifas (TUSD + TUST + TE) consideram o resultado definitivo da primeira RTP

Fonte: Elaboração própria com base em Resoluções ANEEL (2009)

4.6 – O segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica

Concluído o primeiro ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de distribuição, os conceitos gerais e as metodologias aplicáveis para realização do segundo ciclo de RTP foram regulamentados por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006, alterada pela Resolução Normativa nº 338, de 25 de novembro de 2008, no âmbito do processo de Audiência Pública nº 052/2007.

O segundo ciclo de RTP foi iniciado em 2007 com a revisão das tarifas de sete concessionárias. Em 2008, vinte seis empresas passaram pelo processo de revisão tarifária, dezessete serão realizadas em 2009, e apenas uma em 2010. Por determinação da Resolução nº 338/2008, todos os índices de reposicionamento tarifário e Fator X, publicados em 2007 e 2008, tiveram que ser recalculados para se adequar à nova regulamentação.

A Resolução nº 234/2006 consignou, por meio de seus anexos, as metodologias a serem utilizadas para determinação de: custos operacionais regulatórios[69]; estrutura ótima e taxa de remuneração do capital, base de remuneração regulatória, perdas técnicas e não técnicas, as chamadas outras receitas da concessão e o Fator X, muitas delas em aplicação desde o primeiro ciclo de RTP por meio de Resoluções e Notas Técnicas da Agência[70].

Não obstante o avanço ou aperfeiçoamento na metodologia trazida pela Resolução nº 493/2002, o processo de RTP continuou a compreender as etapas de Reposicionamento Tarifário – RT e cálculo do Fator X, de forma que as Resoluções posteriores vieram a perpetuar a metodologia adotada no primeiro ciclo para fins de apuração dessas duas etapas.

O RT é obtido como resultado da Receita Requerida – RR, deduzida as Receitas Extraconcessão – REC, a Receita de Suprimento de energia elétrica – RS, e Outras Receitas – OR, quando houver, dividido pela Receita Verificada – RV[71].

---

[69] Os custos operacionais eficientes são determinados por meio da ferramenta da Empresa de Referência, que constitui instrumento de regulação por *benchmarking*, como explorado no capítulo 3.

[70] Como exemplo a metodologia da Empresa de Referência, criada por meio da Nota Técnica nº 42/03-SRE/ANEEL.

[71] $RT(\%) = \dfrac{RR - REC - RS - OR}{RV}$

A Receita Requerida da concessionária é formada pela soma das Parcelas A e B, sendo que a Receita Verificada é o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento em vigor sobre o mercado de fornecimento para o ano em análise. O quadro 13 apresenta os componentes de cada uma das parcelas que formam a receita das concessionárias, para fins de reajuste e revisão das tarifas.

Quadro 13. Receita das Concessionárias de Distribuição: Parcela A e Parcela B

RECEITA Tarifa x Volume de Vendas	=	PARCELA A Custo não Gerenciáveis	+	PARCELA B Custo Gerenciáveis
Conteúdo		• Energia comprada • Transmissão • Encargos Setoriais		• PMSO: custos operacionais • Depreciação • Remuneração do capital investido • Tributos
Regras de reajuste e revisão		• Repasse total dos custos não gerenciáveis		Atualização monetária (via IGPM) anual • Processo de revisão tarifária a cada 4 ou 5 anos • Fator X para compartilhar ganhos de produtividade com os consumidores
		PARCELA A: REPASSE PARA GERADORES E GOVERNOS		
				PARCELA B: COBERTURA DOS CUSTOS DE O&M, REMUNERAÇÃO DO CAPITAL E INVESTIMENTOS.

Fonte: Elaboração própria com base em Resoluções ANEEL (2009).

A metodologia de cálculo do Fator X também sofreu alterações em virtude da edição da Resolução Normativa nº 338/2008, especificamente quanto ao mecanismo de avaliação dos investimentos previstos pela concessionária ao longo dos anos do próximo ciclo tarifário.

De acordo com o que estabelece o Anexo VI do ato, e cujo detalhamento consta na Nota Técnica nº 352/2008-SRE/ANEEL, o recálculo do Fator X deve considerar apenas a variação dos investimentos efetivamente realizados face aos previstos, mantendo constantes os demais parâmetros, distribuído uniformemente no fluxo de caixa da empresa.

Portanto, a avaliação da projeção dos investimentos das concessionárias será feita *a posteriori* sobre a Parcela B. No momento da revisão tarifária, a ANEEL apenas avaliará o montante global sob o ponto de vista do seu impacto tarifário. Ademais, as projeções de investimentos apresentadas pelas empresas deverão observar a condição de Fator X não negativo.

Cabe ressaltar que todas as concessionárias cujos resultados provisórios foram homologados anteriormente à edição da Resolução Normativa nº 338/2008 tiveram que apresentar novo plano de investimento para o próximo período tarifário, ajustando-se assim à metodologia aprovada pela ANEEL.

4.6.1 – O resultado da 2ª RTP da CPFL

O contrato de concessão celebrado entre a empresa e a União, por meio de seu Anexo IV, estabeleceu o mês de abril como data-base para realização dos reajustes e revisões da concessionária. Em consonância com o contrato, em abril de 2008 foi publicada a Resolução Homologatória ANEEL nº 627, que estabeleceu o resultado provisório da segunda Revisão Tarifária Periódica da CPFL.

Entretanto, em função da edição da Resolução Normativa nº 234/2006, e as alterações homologadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 338/2008, no que se refere à Empresa de Referência, Fator X, Perdas Técnicas, Perdas Não Técnicas, Receitas Irrecuperáveis e Base de Remuneração Regulatória, os resultados de todas as concessionárias que já haviam passado pelo processo de RTP, a exemplo de CPFL e ENERSUL, foram recalculados.

Portanto, a ANEEL considerou as alterações metodológicas estabelecidas na Resolução nº 338/2008 e refez os cálculos que embasaram a Resolução nº 627/2008, emitindo a Nota Técnica nº 021/2009-SRE/ANEEL. Os resultados definitivos da segunda revisão tarifária periódica da CPFL Paulista foram

detalhados na NT nº 088/2009-SRE/ANEEL e homologados pela Resolução Homologatória nº 786, de 24 de março de 2009.

Dessa forma, o índice de reposicionamento tarifário – RT foi fixado em -14,07% (negativos), e o componente Xe do Fator X foi estabelecido em 0,96% para o próximo ciclo tarifário, em vista do plano de investimentos detalhados na NT nº 088/2009-SRE/ANEEL.

Assim como fora realizado no 1º ciclo, a revisão das tarifas da concessionária foi apurada conforme a metodologia do Reposicionamento Tarifário, no qual a Receita Verificada pela concessionária é ajustada para se encaixar a uma Receita Requerida estabelecida pela ANEEL, de forma que a distribuidora *"(...) tenha receita capaz de cobrir custos operacionais eficientes e adequada remuneração sobre investimentos prudentes (...)"* (NT nº 088/2009-SRE/ANEEL, p. 11).

Ressalte-se que, na metodologia em aplicação pela ANEEL, resta pouco daquilo que foi definido pela Sétima Subcláusula da Cláusula Sétima do contrato de concessão, que definiu que o Poder Concedente procederia as Revisões Tarifárias Periódicas – RTP, considerando:

a) alterações na estrutura de custos;
b) alterações na estrutura de mercado;
c) os níveis de tarifas observados em empresas similares no mercado nacional e internacional; e
d) os estímulos à eficiência e modicidade tarifária.

Ademais, a Agência utiliza-se do o argumento que o *"(...) reposicionamento assegura, no momento da revisão tarifária periódica, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a CPFL Paulista é titular."* (Idem).

4.6.2 – O resultado da 2ª RTP da ENERSUL

O contrato de concessão celebrado pela empresa também estabelece o mês de abril como data-base para realização dos reajustes e revisões da concessionária, de maneira que em abril de 2008 foi publicada a Resolução Homologatória ANEEL nº 624, que estabeleceu o resultado provisório da segunda Revisão Tarifária Periódica da ENERSUL.

Em função das alterações metodológicas introduzidas pelas Resoluções nº 234/2006 e nº 338/2008, os resultados definitivos da segunda revisão tarifária periódica da ENERSUL foram apresentados na NT nº 097/2009-SRE/ANEEL, que consubstanciou a Resolução Homologatória nº 785, de 24 de março de 2009, que fixou o RT em -7,76% (negativos), e o componente Xe do Fator X em 0,15% para o próximo ciclo tarifário, em vista do plano de investimentos detalhados apresentado pela concessionária.

Assim sendo, concluído o segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica, as duas empresas cujas tarifas praticadas encontravam-se em patamares semelhantes no momento da assinatura dos contratos de concessão, começaram a se distanciar a partir da conclusão do primeiro ciclo de RTP, passando a praticar tarifas bastante dispares. Como conseqüência, as tarifas da ENERSUL passaram a figurar entre as mais caras do Brasil, enquanto que a CPFL pratica uma das mais baratas. As razões dessa crescente assimetria tarifária entre diferentes regiões serão objeto do estudo do próximo capítulo.

Quadro 14. ENERSUL e CPFL – Tarifas da Classe Residencial (dez/1997-abr/2003-abr/2008)

Classes de Consumo	Tarifa (R$/MWh)			Aumento (%)
	dez/97[1]	abr/03[2]	abr/08[3]	(1997 - 2008)
Residencial				
ENERSUL	123,51	283,83	340,26	275%
CPFL	141,68	291,36	267,16	189%
Baixa Renda 0 - 30 kWh/mês				
ENERSUL	43,21	99,35	117,20	271%
CPFL	49,59	101,98	91,66	185%

[1] Tarifas fixadas nos Contratos de Concessão

[2] Tarifas (TUSD + TUST + TE) consideram o resultado definitivo da primeira RTP

[3] Tarifas (TUSD + TE) consideram o resultado definitivo da segunda RTP

Fonte: Elaboração própria com base em Resoluções ANEEL (2009).

4.7 – Considerações finais do capítulo 4

Como forma de ilustrar os conceitos estudados nos primeiros capítulos deste trabalho e prover subsídios à discussão das distorções tarifárias no segmento de distribuição de energia elétrica a ser apresentada no capítulo seguinte, adotou-se o estudo de caso da privatização e dos processos de Revisão Tarifária Periódica – RTP de duas concessionárias de distribuição de energia elétrica: a CPFL (Paulista) e a ENERSUL.

Ambas as empresas foram privatizadas em novembro de 1997, com data de reajuste e revisão de suas tarifas estabelecida para o mês de abril pelos respectivos contratos de concessão, e com características bastante distintas, conforme ilustra o quadro 15:

Quadro 15. ENERSUL e CPFL: Características das áreas de concessão

Empresa	Área de Concessão (Km^2)	Municípios Atendidos	População (mil)
ENERSUL	328.316	73	2.143
CPFL	85.861	234	7.208

Fonte: Elaboração própria com base em dados de domínio público (2009).

As duas concessionárias, que no momento da privatização praticavam tarifas semelhantes, passaram a pólos opostos após a conclusão dos dois ciclos de revisão de suas tarifas, conforme bem ilustra o quadro 16:

Quadro 16. ENERSUL e CPFL – Tarifas da Classe Residencial (1997 e 2008)

Classes de Consumo	Tarifa (R$/MWh)		Aumento
	1/12/1997[1]	abr/09[2]	(%)
Residencial			
ENERSUL	123,51	340,26	275%
CPFL	141,68	267,16	189%
Baixa Renda 0 - 30 kWh/mês			
ENERSUL	43,21	117,20	271%
CPFL	49,59	91,66	185%

[1] Tarifas fixadas nos Contratos de Concessão

[2] Tarifas (TUSD + TE) consideram o resultado definitivo da segunda RTP

Fonte: Elaboração própria com base em Resoluções ANEEL (2009).

Assim, mediante análise dos resultados das revisões tarifárias das duas empresas, procurou-se evidenciar que, a partir da publicação da Resolução ANEEL nº 493/2002, algumas práticas tarifárias equiparam-se à adoção do extinto regime do serviço pelo custo, no qual a tarifa era fixada considerando conforme prescrito no art. 164 do Decreto n° 41.019/57, de forma que a empresa *"tenha receita capaz de cobrir custos operacionais eficientes e adequada remuneração sobre investimentos prudentes"*.

Como conseqüência, pretende-se demonstrar no capítulo seguinte que as práticas tarifárias consubstanciadas em Resoluções e Notas Técnicas da ANEEL não têm implicado, necessariamente, em maior modicidade tarifária, haja vista que empresas com elevada necessidade de ativos para atendimento ao seu mercado têm sofrido elevação significativa em suas tarifas em comparação a outras concessionárias.

De fato, dentro da prática tarifária aplicada atualmente para o segmento de distribuição de energia elétrica, a influência de características locais da área de concessão, a exemplo da extensão do território atendido e das linhas de transmissão, da densidade demográfica e do mercado, requisitos de infra-estrutura, qualidade das instalações e dos serviços, dentre outros diferenciais de custo da prestação do serviço, passou a ter impacto significativo nas tarifas de energia elétrica.

Por fim, depois de mais de uma década da assinatura dos contratos de concessão e da implantação de um regime tarifário pautado no serviço pelo preço, o que se observa é a elevação das tarifas de fornecimento para todas as classes de consumidores de forma assimétrica entre as diferentes áreas de concessão, causando graves distorções nos mercados atendidos pelas concessionárias, principalmente sobre os consumidores das regiões mais desfavorecidas, como se procurará ilustrar no capítulo seguinte.

Capítulo 5 – Distorções do Processo de Privatização e das Revisões Tarifárias Adotadas: o agravamento da assimetria tarifária

Uma das questões mais importantes da regulação dos serviços públicos de fornecimento de energia elétrica é o estabelecimento das tarifas adequadas. No Brasil, a discussão sobre a forma mais apropriada de remunerar o capital investido para prestação desses serviços públicos sem onerar demasiadamente os consumidores remonta ao período anterior à publicação do Código de Águas, em 1934.

A reforma regulatória promovida durante a década de 90 instituiu um regime tarifário que buscava eliminar toda a dose de discricionariedade caracterizada pelo regime praticado desde a regulamentação do Código de Águas por meio do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, e que não provia estímulos à eficiência das concessionárias na prestação do serviço público.

Conforme estudado em capítulos anteriores, uma série de ações levou o setor a uma profunda crise institucional, caracterizada por um quadro de inadimplemento generalizado entre concessionárias de distribuição, empresas geradoras e o próprio Governo Federal, tendo resultado numa dívida de cerca de US$ 30 bilhões ao final da década de 1980 (PIRES & DIAS, 1994).

A partir do regime editado por meio das Leis nº 8.987/1995 e 9.427/1996, o serviço prestado por cada uma das concessionárias deveria ser auto-sustentável e custeado pelo nível tarifário estabelecido em contrato, não mais existindo os fundos de compensação e reservas de remuneração para equalização das tarifas.

Entretanto, desde a publicação da Resolução ANEEL nº 493/2002, as diferenças estruturais entre os mercados das concessionárias passaram a ter influência determinante na fixação das tarifas, provocando o agravamento da

assimetria tarifária entre as áreas de concessão, sobremaneira naquelas regiões menos favorecidas, cujas necessidades de investimento em expansão do sistema elétrico são maiores, como se procurará explorar no decorrer do presente capítulo.

5.1 – A reforma legal dos anos 90 e o regime do serviço pelo preço

Até a publicação da Lei n° 8.631/1993, as tarifas do serviço público de distribuição de energia elétrica eram estabelecidas pelo Poder Concedente em valor suficiente para cobertura do custo do serviço, acrescido de uma remuneração pelos investimentos realizados, conforme prescrevia o art. 164 do Decreto n° 41.019/1957:

> *" Art. 164 - As tarifas serão fixadas pela Fiscalização:*
> *I - pelo regime do serviço pelo custo;*
> *II - garantido a remuneração da empresa sobre o investimento remunerável de acordo com os art. 157 e 158, respeitado o disposto no art. 59;"*

O regime tarifário adotado era o do serviço pelo custo com remuneração garantida, no qual o Estado garantia às concessionárias de distribuição de energia uma receita tarifária suficiente para cobrir os custos incorridos na prestação do serviço público, acrescida de remuneração mínima de 10%[72] sobre os investimentos realizados pela concessionária.

Ademais, desde 1974 as tarifas de fornecimento de energia elétrica eram equalizadas em todo o País, o que significava que qualquer consumidor de uma determinada classe pagava as mesmas tarifas pelo fornecimento de energia elétrica em qualquer localidade do território nacional, atendida por qualquer concessionária.

---

[72]Posteriormente a Lei n° 5.655, de 20 de maio de 1971, veio estabelecer que remuneração do concessionário seria fixada pelo Poder Concedente na faixa entre 10% a 12%.

A equalização das tarifas promovia receitas desproporcionais entre as empresas de distribuição, de acordo com as características do mercado de cada uma delas. Para algumas, a receita gerada pela tarifa equalizada era suficiente para cobrir os custos do serviço e a remuneração garantida, resultando num excesso de remuneração, enquanto, para outras, a receita era insuficiente para cobertura dos custos e da remuneração garantida.

A diferença entre a remuneração garantida e a efetivamente auferida por cada empresa era registrada como saldo credor ou devedor em uma conta designada de Conta de Resultados a Compensar – CRC, sendo os excessos de remuneração recolhidos pela concessionária a favor de um fundo designado de Reserva Global de Garantia – RGG, e posteriormente instituída na Reserva Nacional de Compensação de Remuneração – RENCOR.

Ao final da década de 1980, a CRC chegou a contabilizar um déficit de US$ 30 bilhões em favor das empresas concessionárias de distribuição de energia, um passivo que veio a ser absorvido pela União, conforme estabeleceu o Decreto-lei n° 2.432, de 17 de maio de 1988, e a Lei n° 8.631/1993. As dificuldades do regime tarifário do serviço pelo custo com remuneração garantida, aliadas à necessidade de novos investimentos no setor elétrico, impuseram uma ampla reforma no modelo institucional do setor elétrico.

A Constituição Federal de 1988 deu o primeiro passo ao estabelecer que a intervenção do Estado na ordem econômica seria apenas na qualidade de agente normativo e regulador, admitindo sua atuação direta na economia somente quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou relevante interesse coletivo definido em lei.

O Estado, portanto, deveria concentrar sua intervenção nas funções de fiscalização, incentivo e planejamento, nos termos do art. 174 da Constituição:

> *"Art. 174 – Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado."*

A Constituição facultou ao Estado a prestação dos serviços públicos diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre mediante licitação, na forma da lei, ou seja, pode meio de legislação que viria ser editada para este fim:

> *"Art. 175 – Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.*
>
> *Parágrafo único – A lei disporá:*
>
> *I – o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial do seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;*
>
> *II – os direitos dos usuários;*
>
> *III – política tarifária;*
>
> *IV – obrigação de manter o serviço adequado."*

O programa de desestatização[73] trazia uma nova realidade de competitividade ao mercado, vindo a Lei n° 8.631/93 surgir nesse contexto, extinguindo a partir de sua edição a equalização tarifária e o regime da remuneração garantida, com a conseqüente extinção da RENCOR e da CRC, seguida da compensação do saldo credor das concessionárias com seus passivos junto à União Federal, empresas públicas e bancos oficiais (PIRES & DIAS, 1994).

---

[73] Leis n° 8.031, de 12 de abril de 1990, e n° 9.491, de 09 de setembro de 1997.

Como visto de forma exaustiva no decorrer deste estudo, sobrevieram as Leis n° 8.987/1995 e n° 9.427/1996, introduzindo um novo regime tarifário para a distribuição de energia elétrica no País, a que se designou de serviço pelo preço, nos termos:

> *"Art. 9º - A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta lei, no edital e no contrato.*
>
> *§ 1º- A tarifa não será subordinada à legislação específica anterior.*
>
> *§ 2º- Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.*
>
> *§ 3º- Ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais após a apresentação da proposta, quando comprovado seu impacto, implicará a revisão da tarifa, para mais ou para menos, conforme o caso.*
>
> *§ 4º- Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração.*
>
> *Art. 10- Sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro."* (Lei n° 8.987/1995, grifos nossos).

A Lei nº 9.427/96, em seus art. 14 e 15, define de forma objetiva o regime econômico e financeiro da concessão e o que se entende por serviço pelo preço:

> *"Art. 14 - O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:*
>
> *I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;*
>
> *(...)*
>
> *IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade"*
>
> *" Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:*
>
> *I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública, nos termos da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; "* (Lei n° 9.427/1996 – grifos nossos).

Assim, a partir da edição das referidas Leis, o regime tarifário legal a ser aplicado nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica passou a ser o do serviço pelo preço, segundo o qual a tarifa é fixada pelo preço da proposta vencedora na licitação, preservada pelas regras de revisão previstas na lei e no contrato, com a finalidade de manter o seu equilíbrio econômico-financeiro.

Registre-se que a substituição do regime do serviço pelo custo para serviço pelo preço teve a finalidade de atrair os investimentos privados necessários para expansão do setor elétrico diante da necessidade de aumento da capacidade de geração de energia, sob pena de grave restrição ao desenvolvimento do País.

Para que isso fosse possível, impunha-se fortalecer o papel do Estado como Poder Concedente e agente regulador, afastando-o da função empresarial, na medida em que a atração do capital privado exigia uma regulação setorial transparente, regulada mediante leis e contratos, livres da discricionariedade que caracterizava a atuação do órgão regulador setorial, como de outras esferas, na atividade econômica e gerencial das empresas.

A nova ordem jurídica instituída permitiu o início de um amplo processo de desestatização com a finalidade de reordenar a posição estratégica do Estado na economia segundo o novo padrão traçado pela Constituição de 1988. Para este fim foram editadas as Leis n° 8.031/1990 e n° 9.491/1997, que instituíram o PND.

O Decreto n° 2.594/98, que regulamentou o PND, definiu que o preço mínimo de venda das ações das empresas concessionárias de energia considerando seu valor econômico seria *"calculado a partir da projeção do seu fluxo de caixa operacional, ajustado pelos valores dos direitos e obrigações não vinculados às suas atividades operacionais, bem como pelos valores que reflitam contingências e outros efeitos"* (art. 30, §3°, grifos nossos).

Assim sendo, estavam delineadas todas as diretrizes de um novo regime tarifário contratual, no qual não mais prevaleceria o regime tarifário do serviço pelo custo instituído pelo Decreto n° 41.019/57, mas sim o do serviço pelo preço instaurado pelas Leis 8.987/95 e 9.427/96, segundo o qual *"a tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta lei, no edital e no contrato"* (art. 9° da Lei n° 8.987/1995).

5.2 – Critérios contratuais para revisão das tarifas

A elaboração do Edital para a alienação das ações do controle das empresas concessionárias de energia elétrica foi pautada na lei e na fixação do regime tarifário de serviço pelo preço. Como documento anexo ao Edital constava a minuta do contrato de concessão, que posteriormente viria a ser assinada pelas partes, tendo a Cláusula Sétima estabelecido a regra tarifária e, mais especificamente, tendo a Sétima Subcláusula definido os critérios de revisão, nos termos:

> *"Sétima Subcláusula – O PODER CONCEDENTE (...) procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. (...)"* (Contrato de Concessão de Distribuição nº 014/1997 – grifos nossos).

Ou seja, os critérios estabelecidos contratualmente para a revisão das tarifas iniciais do contrato de concessão firmado pelas concessionárias de distribuição, objetivamente, são os seguintes:

(a) alterações na estrutura de mercado;
(b) alterações na estrutura de custos;
(c) os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional; e
(d) os estímulos à eficiência e à modicidade.

Por (a) estrutura de mercado entende-se a composição do mercado total atendido pela concessionária por classe de consumo – residencial, industrial, comercial etc, ou seja, a participação percentual de cada classe em relação ao

mercado total da concessionária. Faz-se necessário enfatizar que a vinculação da revisão tarifária à estrutura de mercado não é casual, uma vez que a receita tomada como ponto de partida, e considerada suficiente para manter o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato de concessão, resulta da aplicação das tarifas vigentes à época da privatização à estrutura de mercado então existente.

Necessário também esclarecer que a margem de rentabilidade da concessionária varia entre as diversas classes de consumo do mercado em virtude da existência de subsídios cruzados, de modo que a margem de lucro da concessionária no mercado residencial é superior à margem de lucro auferida pela distribuidora nos mercados industrial e comercial, razão pela qual a queda de consumo no mercado residencial não é compensada pelo aumento de mesma proporção no consumo dos mercados industrial ou comercial, ainda mais considerando o valor específico das tarifas médias iniciais para cada uma das classes, estabelecidas no contrato de concessão.

Como as tarifas não são lineares para as diversas classes de consumo, apresentando diferentes margens de rentabilidade em cada uma delas, a variação de consumo de uma classe para outra implica na alteração da estrutura de mercado, resultando em ganhos ou perdas para a concessionária, a serem corrigidos no processo de Revisão Tarifária Periódica – RTP.

Por (b) estrutura de custos, compreendem-se os custos incorridos pela concessionária na prestação do serviço de distribuição de energia e esses se dividem em custos “não administráveis” e custos “administráveis”, sendo cada um deles coberta por uma parcela da receita (Parcela A – custos “não administráveis” e Parcela B – custos “administráveis” e lucro), conforme estabelecido na Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do contrato de concessão.

A estrutura de custos, por sua vez, pode ser afetada por fatores externos à administração da concessionária, inclusive pela variação da própria estrutura de mercado, como o eventual crescimento do consumo na classe residencial de baixa renda motivada por programas sociais, ou a criação ou extinção de tributos e encargos incorridos pela concessionária, ou, ainda, pela adoção ou extinção de programas especiais do Governo, a exemplo do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas – PROINFA[74], fatores esses que exigem acompanhamento contínuo para determinar impactos que necessitem revisão das tarifas para repor o equilíbrio original da equação econômico-financeira do contrato de concessão.

Os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional (c), por sua monta, constituem fator subsidiário a ser utilizado na revisão tarifária, não tendo a função de eliminar diferenças de tarifas entre a concessionária e suas similares nacionais ou internacionais existentes no momento da assinatura do contrato de concessão, mas apenas para manter a equivalência entre estas no marco inicial do contrato.

Por fim, o estímulo à eficiência e à modicidade das tarifas (d) pressupõe a apropriação pela concessionária dos seus ganhos de produtividade mediante a aplicação de parte em benefício da modicidade das tarifas. De outra forma, estaria ocorrendo um desestímulo à busca contínua da melhoria de eficiência, a exemplo do que ocorria no regime do serviço pelo custo, quando os excedentes ao limite de remuneração estabelecido eram integralmente transferidos para outras concessionárias por meio de fundos de compensação.

---

[74] Programa instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, e tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis, a partir do aumento da participação da energia elétrica produzida com base naquelas fontes, no Sistema Elétrico Interligado Nacional – SIN. O Programa promoverá a implantação de 3.300 MW de capacidade, sendo assegurada, pela Eletrobrás, a compra da energia a ser produzida, no período de 20 anos, dos empreendedores selecionados de acordo com os procedimentos da Lei 10.438/02.

Esses são, portanto, os critérios legais e contratuais aplicáveis à revisão tarifária periódica no regime do serviço pelo preço, de forma que a RTP deve ter por causa as alterações no equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato de concessão decorrentes de alterações nas estruturas de custos e de mercado, com repasse dos seus efeitos, positivos ou negativos, às tarifas.

Se depois da aplicação dos critérios contratuais forem apurados ganhos reais de produtividade no ciclo tarifário, seria admissível a utilização de parte desses em benefício da modicidade tarifária nos reajustes anuais subseqüentes, mediante aplicação de um fator a ser acrescido ou subtraído da tarifa. Porém, nunca a ponto de desestimular a busca continuada da melhoria de eficiência pela concessionária de serviço público.

5.3 – Distorções na aplicação do regime tarifário do serviço pelo preço

Não obstante as regrais legais e contratuais definidas, a ANEEL procedeu às revisões tarifárias mediante aplicação do chamado Reposicionamento Tarifário, a fim *"proporcionar receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e remuneração adequada aos investimentos prudentes, em nível compatível com a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão"* (Resolução ANEEL nº 055/2004).

Entretanto, em nenhum momento a lei concede ao Regulador o poder para alterar ou fixar novas tarifas do serviço público de distribuição de energia. Pelo contrário, o art. 9° da Lei 8.987/95 expressamente determina que a tarifa da proposta vencedora da licitação prevaleceria durante toda vigência do contrato, sendo esta apenas preservada pelas regras de reajuste e de revisão estabelecidas no contrato de concessão para manter o seu equilíbrio econômico-financeiro original.

Como se observa na Subcláusula Sétima da Cláusula Sétima do contrato de concessão, a regra que orienta o procedimento das revisões tarifárias celebrado com as concessionárias de distribuição estabelece que os fatores determinantes a serem observados no processo serão *"as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas"*, conforme enfatizado.

Diante desses critérios, a fim de que se estabeleça o aumento ou redução no valor das tarifas de distribuição de energia elétrica no momento das revisões tarifárias, seria necessário verificar se houve ou não alterações nas estruturas de custos e de mercado da concessionária durante o ciclo tarifário que justificaram a aplicação de redução ou elevação. Caso sejam verificadas alterações nas estruturas de custos e de mercado desfavoráveis para a concessionária, não haveria, portanto, respaldo legal e contratual para aplicação de uma espécie de redutor no índice de reajuste anual (IRT) como faz o regulador por meio do mecanismo do Reposicionamento Tarifário – RT.

Do mesmo modo, somente nos casos em que as alterações na estrutura de custos e de mercado são favoráveis à concessionária, há razão de se apropriar ganhos de produtividade e eficiência, afigurando-se, dessa forma, incoerente a fixação de um Fator X como redutor do índice de reajuste anual – IRT durante os anos do ciclo tarifário seguinte.

Conforme se procurou ilustrar de maneira exaustiva, os critérios estabelecidos em lei e em contrato foram distorcidos pelas Resoluções nº 493/2002 e nº 234/2006, que regulamentaram a metodologia a ser adotada nos processos de Revisão Tarifária Periódica, tendo o Regulador incorrido numa série de violações contratuais e ilicitudes no exercício do seu poder discricionário.

De fato, considera-se que tendo a lei e o contrato esgotado sua função ao se limitar somente às linhas gerais da revisão tarifária, sem a fixação de uma metodologia prática, coube ao Poder Concedente a competência e discricionariedade para promover o processo de revisão, por meio de uma metodologia de revisão que contemplasse, novamente, a *"alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas."* (Contrato de Concessão de Distribuição nº 014/1997).

Cabe lembrar, entretanto, que o Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997, que institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e aprova sua estrutura regimental, estabelece a competência da Agência para atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle de preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços, nos termos:

> *"Art. 4.º À ANEEL compete:*
>
> ...
>
> *X - <u>atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle dos preços e tarifas</u>, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços;"* (Anexo I, art. 4º, X – grifos nossos).

Assim sendo, em obediência a sua lei de criação e consoante determina sua estrutura regimental, a discricionariedade da ANEEL deveria limitar-se à *"forma da lei e do contrato"* para definição das tarifas de fornecimento de energia elétrica, ao passo que as referidas Resoluções nº 493/2002 e nº 234/2006 regulamentaram uma metodologia que embute práticas adotadas na vigência do serviço pelo custo, o que tem provocado uma série de distorções nas tarifas do segmento de distribuição e o agravamento da assimetria tarifária na última década.

5.4 – A assimetria tarifária como conseqüência de distorções da aplicação do regime tarifário

Primeiramente, cabe ressaltar que as concessionárias de distribuição de energia elétrica não podem ser avaliadas, nem comparadas com outras empresas congêneres, pela simples apreciação ou comparação das tarifas que cobram dos seus consumidores. Em regime de serviço auto-sustentável, o grande diferencial entre as empresas distribuidoras são as características dos mercados em que atuam, de forma que os níveis de custos e as necessidades tarifárias estão fundamentalmente associados a fatores como:

a) Extensão do território atendido;
b) Densidade demográfica;
c) Densidade de mercado (consumidor / km^2);
d) Extensão das linhas de transmissão;
e) Requisitos de infra-estrutura (pessoal, veículos, apoio regional etc);
f) Consumo médio (kWh / habitante);
g) Qualidade das instalações e dos serviços; e
h) Necessidade de novos investimentos.

Merece destaque dentre os fatores acima apresentados a densidade do mercado (c), entendida como o número de consumidores por km^2, que indica o grau de esforço necessário para a distribuidora atender seus consumidores. O número de consumidores, a dimensão do território e a extensão das redes refletem diretamente na demanda de recursos de infra-estrutura, a exemplo de pessoal, veículos, instalações de apoio regional, e de investimentos para a expansão e melhoria do sistema elétrico.

Num regime de serviço auto-sustentável, este fator, por si só, já implicaria a incidência de tarifas mais elevadas nas regiões com menor densidade de

mercado. Entretanto, há também outros fatores que interferem no valor da tarifa necessária à cobertura dos custos de prestação do serviço. Dentre esses fatores, destacam-se aqueles relacionados com a qualidade do serviço, uma vez que a concessionária tem a obrigação prevista em contrato de prestar seus serviços com adequado grau de qualidade e confiabilidade, com tarifas módicas[75] e capazes de manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

Portanto, em regiões com baixa densidade de mercado, manter os serviços em alto padrão de qualidade e confiabilidade demanda custos e investimentos bem superiores do que nas regiões com maior densidade. Em conseqüência disto, o valor da Base de Remuneração Regulatória – BRR, regulamentada pela Resolução ANEEL nº 493/2002, e passível de remuneração mediante tarifa, quando ponderado pelo número de consumidores atendidos, de forma geral, também resulta maior nas empresas com baixa densidade de mercado.

Na avaliação da qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica são, tradicionalmente, utilizados dois índices básicos:

a) DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora: é o intervalo de tempo (horas / ano) que, em média, cada unidade consumidora do conjunto considerado sofreu interrupção no fornecimento de energia elétrica; e
b) FEC – Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora: é o número de interrupções ocorridas (vezes /

[75] A modicidade tarifária é um objetivo que a legislação setorial vem perseguindo desde os tempos das "tarifas razoáveis" do art. 178 do Código de Águas quanto ao serviço público de distribuição de energia elétrica. Na verdade, substantiva ou adjetivamente, devemos entender esse objetivo como um princípio de política pública dado por lei, para ação diuturna do regulador, de que as tarifas do mercado regulado não serão as mais altas tanto quanto a concessionária queira e requeira, mas sim aquelas submetidas ao estrito sentido do equilíbrio econômico-financeiro do contrato ou da concessão de distribuição, conforme o regime tarifário.

ano), em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

5.4.1 – Critérios para definição de grupamentos de concessionárias

A título de estudo, de forma a ilustrar as diferenças regionais entre as áreas de concessão, as mais de 60 distribuidoras do país foram divididas em cinco grupamentos, ou *clusters*, em função da densidade do mercado, de maneira a possibilitar uma análise comparativa mais equânime entre as concessionárias enquadradas em cada grupamento. Assim sendo, os grupamentos foram definidos de acordo com a densidade de mercado de cada uma, nos termos:

a) Altíssima: densidade de mercado superior a 501 consumidores por km^2;
b) Alta: densidade de mercado entre 101 e 500 consumidores por km^2;
c) Média: densidade de mercado entre 21 a 100 consumidores por km^2;
d) Baixa: densidade de mercado entre 6 a 20 consumidores por km^2; e
e) Baixíssima: densidade de mercado inferior a 6 consumidores por km^2.

Quadro 17. Concessionárias de distribuição – grupamentos por densidade de mercado (consumidores / km^2)

Altíssima (> 501 cons. / km²)	• **Eletropaulo (SP)**
Alta (de 101 ~ 500 cons./km²)	• Light (RJ) • CPFL Piratininga (SP) • Bandeirante (SP) • **CEB (DF)** • Jaguari (SP) • DME-PC (MG)
Média (de 21 ~ 100 cons./km²)	• Energ.N.Friburgo (RJ) • Energ. Borborema (PB) • Ampla (RJ) • Cooperaliança (SC) • CPFL Paulista (SP) • CFLO (PR) • DEMEI (RS) • Bragantina (SP/MG) • Energ. Sergipe (SE) • Celpe (PE) • Ceal (AL) • Escelsa (ES) • Cocel (PR) • Celesc (SC) • Iguaçu (SC) • Energ. M. Gerais (MG) • Caiuá (SP) • Nacional (SP) • Mococa (SP e MG)
Baixa (de 6 ~ 20 cons/km²)	• Eflul (SC) • CEEE(RS) • CPEE (SP) • Cosern (RN) • Energ. Paraí(PB) • Sulgipe (SE) • Copel (PR) • CSPE (SP) • Elektro (SP/MS) • Santa Maria (ES) • Santa Cruz (SP) • Hidropan (RS) • Boa Vista (RR) • RGE (RS) • Vale do Paranapanema (SP) • Muxfeldt (RS) • Eletrocar (RS) • Cemig (MG) • AES Sul (RS) • João Cesa (SC) • Forcel (PR) • Chesp (GO) • Coelba (BA) • Uhenpal (RS) • Celg (GO)
Baixíssima (abaixo de 6 cons./km²)	• **Cemar (MA)** • Cepisa (PI) • Enersul (MS) • Ceron (RO) • **Celtins (MT)** • Celpa (PA) • Eletroacre (AC) • Cemat (MT) • Manaus En.(AM) •CER (RR)

Fonte: Elaboração própria com base em dados de domínio público (2009).

O Gráfico 4 apresenta a densidade de mercado relacionada às principais concessionárias alocadas em cada grupamento, cabendo notar que a expressiva diferença entre a densidade de mercado apresentada pela concessionária Eletropaulo frente às demais:

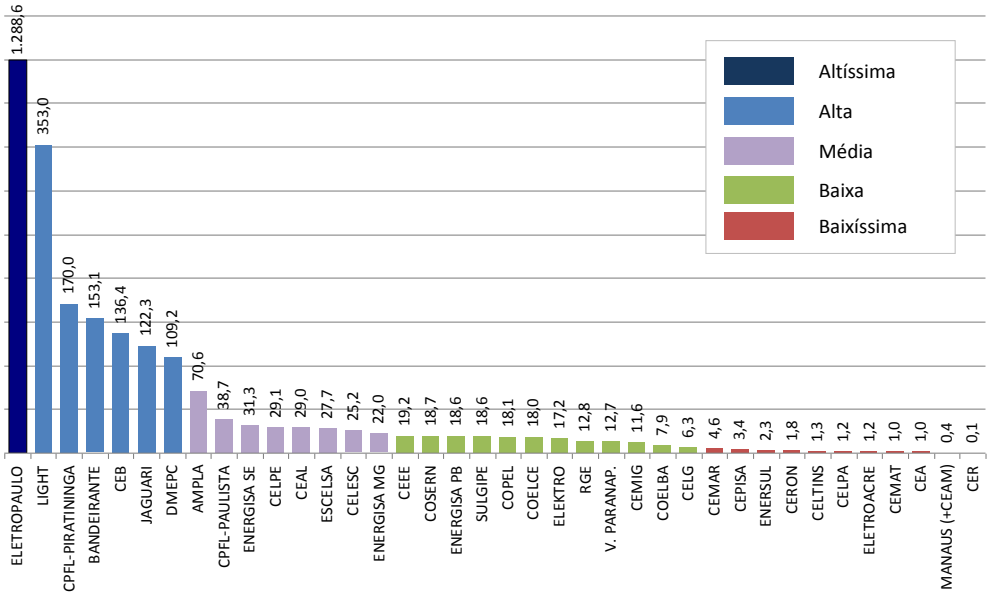


Gráfico 4. Curva de densidade de mercado (consumidores / km2)
Fonte: elaboração própria com base em dados de domínio público (2009).

Soma-se à questão das diferenças de densidade de mercado a disparidade de renda e desenvolvimento entre as regiões do País. No tocante à renda, o PIB per capita é o indicador mais utilizado para aferir a diferença entre os estados da federação, cuja disparidade em termos percentuais entre o maior índice (Distrito Federal, com PIB per capita de R$ 22.321 em 2006) e os menores (Piauí e Maranhão, com PIB per capita de, respectivamente, R$ 2.500 e R$ 2.747 em 2006) se aproxima dos 900%, conforme pode auferido por meio de análise dos dados apresentados no Quadro 18 abaixo.

Quadro 18. Brasil: PIB estadual per capita de 2002 a 2006 R$ (mil)

Estado	PIB Estadual per capita - R$ (mil) de 2000 - Deflacionado pelo Deflator Implícito do PIB nacional				
	2002	2003	2004	2005	2006
Acre	3,9076	3,8523	4,2233	4,2181	4,1800
Alagoas	2,7979	2,7772	2,9215	2,9544	3,0656
Amazonas	6,0203	5,9120	6,5249	6,5023	7,0224
Amapá	5,1463	4,5399	4,7469	4,6222	5,0717
Bahia	3,7559	3,6724	3,9050	4,1472	4,1091
Ceará	3,1005	3,0255	3,1225	3,1858	3,3458
Distrito Federal	21,3721	20,6435	20,9379	21,7501	22,3216
Espírito Santo	6,8552	6,8792	8,1058	8,7309	9,0450
Goiás	5,8758	5,7932	5,8899	5,6665	5,9142
Maranhão	2,1889	2,2712	2,4240	2,6158	2,7474
Minas Gerais	5,7309	5,7930	6,3074	6,3104	6,5467
Mato Grosso do Sul	5,8142	6,4030	6,3920	6,0251	6,2920
Mato Grosso	6,5810	7,5525	9,0832	8,4222	7,3318
Pará	3,2523	3,2466	3,5074	3,5367	3,7050
Paraíba	2,9376	2,9184	2,8442	2,9562	3,2694
Pernambuco	3,5925	3,4842	3,5721	3,7391	3,8754
Piauí	2,1120	2,1733	2,2276	2,3324	2,5008
Paraná	7,4250	7,9818	8,1611	7,7791	7,8116
Rio de Janeiro	9,5820	9,1337	9,9069	10,1189	10,5047
Rio Grande do Norte	3,5150	3,3768	3,5536	3,7497	4,0094
Rondônia	4,4515	4,8132	4,8701	5,2907	4,9813
Roraima	5,4065	5,4414	4,9730	5,1199	5,3872
Rio Grande do Sul	8,3481	8,5703	8,6815	8,3800	8,4952
Santa Catarina	8,2756	8,5869	9,0553	9,1644	9,2835
Sergipe	4,2002	4,1739	4,2491	4,3000	4,4882
São Paulo	11,0061	10,7938	10,9162	11,3277	11,6048
Tocantins	3,7989	4,2214	4,4292	4,3730	4,2802

Fonte: Elaboração própria com base em dados do IPEA (2009).

No entanto, um índice mais adequado para aferir o desenvolvimento de uma determinada região é o Índice de Desenvolvimento Humano – IDH, obtido pela média aritmética simples de três sub-índices, referentes às dimensões Longevidade (IDH-L), Educação (IDH-E) e Renda (IDH-R). O Quadro 19 apresenta os índices de cada estado brasileiro, podendo-se perceber que não apresentam, necessariamente, relação com o índice de renda.

Quadro 19. Brasil: IDH por Estado (1991 e 2000)

Estado	Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	
	1991	2000
Acre	0,6240	0,6970
Alagoas	0,5480	0,6490
Amazonas	0,6640	0,7130
Amapá	0,6910	0,7530
Bahia	0,5900	0,6880
Ceará	0,5930	0,7000
Distrito Federal	0,7990	0,8440
Espírito Santo	0,6900	0,7650
Goiás	0,7000	0,7760
Maranhão	0,5430	0,6360
Minas Gerais	0,6970	0,7730
Mato Grosso do Sul	0,7160	0,7780
Mato Grosso	0,6850	0,7730
Pará	0,6500	0,7230
Paraíba	0,5610	0,6610
Pernambuco	0,6200	0,7050
Piauí	0,5660	0,6560
Paraná	0,7110	0,7870
Rio de Janeiro	0,7530	0,8070
Rio Grande do Norte	0,6040	0,7050
Rondônia	0,6600	0,7350
Roraima	0,6920	0,7460
Rio Grande do Sul	0,7530	0,8140
Santa Catarina	0,7480	0,8220
Sergipe	0,5970	0,6820
São Paulo	0,7780	0,8200
Tocantins	0,6110	0,7100

Fonte: Elaboração própria com base em dados do IPEA (2009).

O Índice de Desenvolvimento Humano – IDH pode variar entre 0, caso de plena igualdade de renda, e 1 (máxima desigualdade, caso uma única pessoa concentrasse toda a renda). Esta série é calculada a partir das rendas domiciliares per capita observadas na Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios – PNAD do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE. Neste trabalho, a título de estudo, adotaremos o índice de renda mais utilizado atualmente, o PIB per capita.

Assim sendo, definidos os grupamentos e o índice para comparação de renda entre os diferentes estados, será apresentada uma análise comparativa dos indicadores de qualidade, com as tarifas de todas as concessionárias de cada *cluster*, assim como da Base de Remuneração Regulatória Líquida – BRRL ponderada pelo número de consumidores de cada empresa.

5.4.2 – Análise Comparativa

Passados mais de dez anos das assinaturas dos contratos de concessão entre as distribuidoras e a União, observa-se uma crescente disparidade entre as tarifas praticadas pelas concessionárias.

Em princípio, com o fim da equalização tarifária mediante edição da Lei nº 8.631/1993, e a partir da introdução do regime do serviço pelo preço por meio da Lei nº 9.427/1996, as tarifas das diferentes concessionárias do país deveriam obedecer a uma metodologia de reajuste e revisão em consonância à lei e ao contrato. A título de exemplo, em 31 de dezembro de 1997, as concessionárias CEB (DF), Eletropaulo (SP), Celtins (TO) e Cemar (MA) praticavam as seguintes tarifas para seus consumidores residenciais (B1), respectivamente: R$ 127,15 / MWh; R$ 132,67 / MWh; R$ 135,99 / MWh e R$ 142,72 / MWh. Ou seja, as tarifas praticadas pelas concessionárias, embora não fossem mais

equalizadas, não destoavam significativamente entre si, diferentemente do que atualmente ocorre.

No entanto, a partir da regulamentação dos processos de RTP pela ANEEL, iniciada com a edição da Resolução nº 493/2002, as necessidades de custos de prestação do serviço público em cada área de concessão passaram a pautar a metodologia de cálculo tarifária de cada empresa de distribuição, de forma bastante semelhante ao que estabelecia o Decreto nº 41.019/1957.

Ademais, como resultado da extinção das contas de compensação, e em razão da ausência de um mecanismo de equalização tarifária dentro da atual legislação setorial, a influência de características locais da área de concessão, a exemplo da densidade de mercado, da extensão da malha de distribuição, dentre outros diferenciais de custo, passou a ter impacto significativo no preço da tarifa de serviço público.

De fato, ao analisar-se a dispersão entre os valores praticados para a classe de consumidores residenciais, constata-se diferenciação bastante significativa entre as concessionárias brasileiras, conforme se procurará ilustrar pelos gráficos comparativos a seguir, dividindo a análise por grupamento de empresas de acordo com a densidade de mercado[76].

5.4.2.1 – Análise comparativa: cluster de alta e de altíssima densidade de mercado

[76] Ver Quadro 17, que apresenta os grupamentos definidos para fim deste estudo.

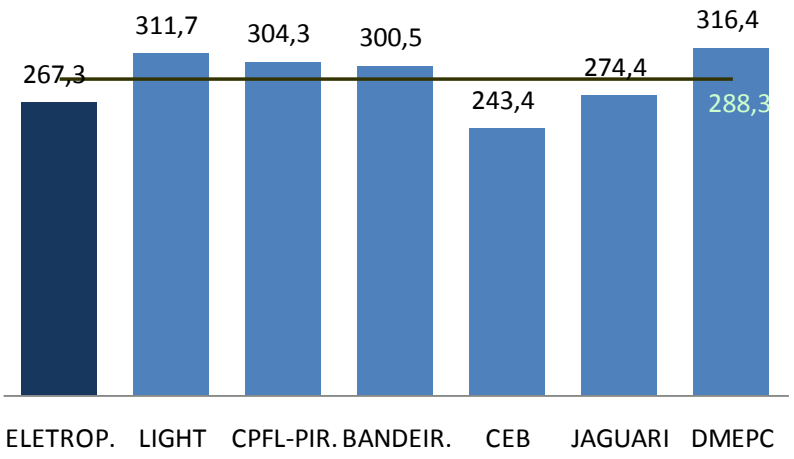


Gráfico 5. Cluster de altíssima e alta densidade: tarifa residencial (B1) em R$ por MWh
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

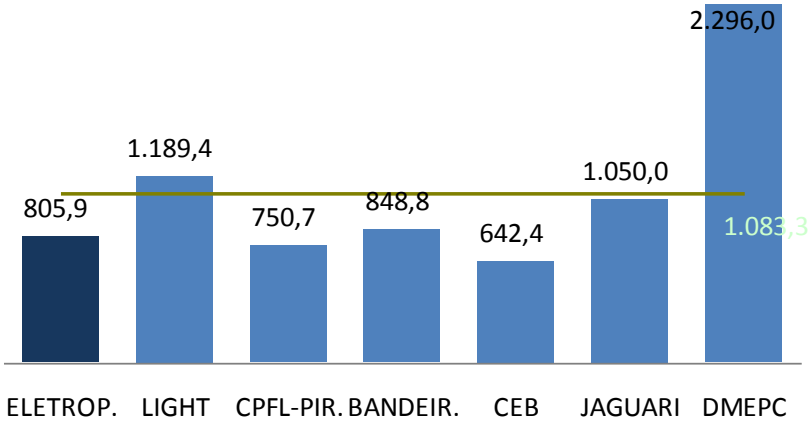


Gráfico 6. Cluster de altíssima e alta densidade: BRRL / consumidor em R$
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

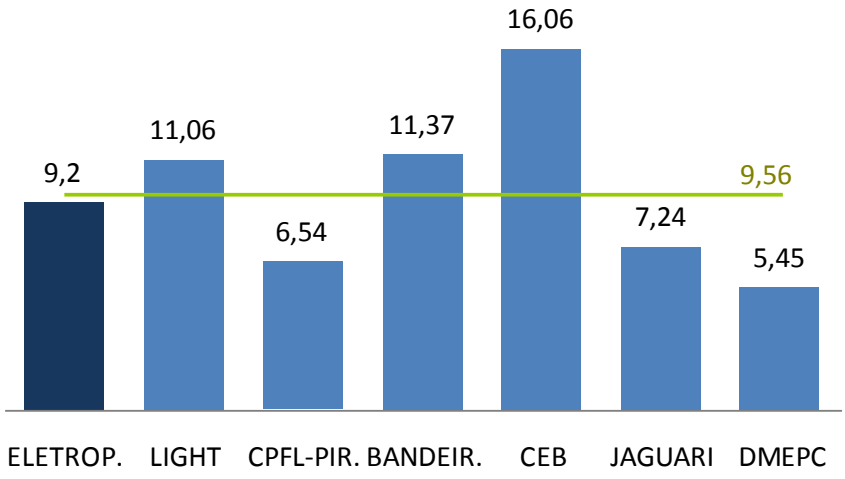


Gráfico 7. Cluster de altíssima e alta densidade: DEC
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

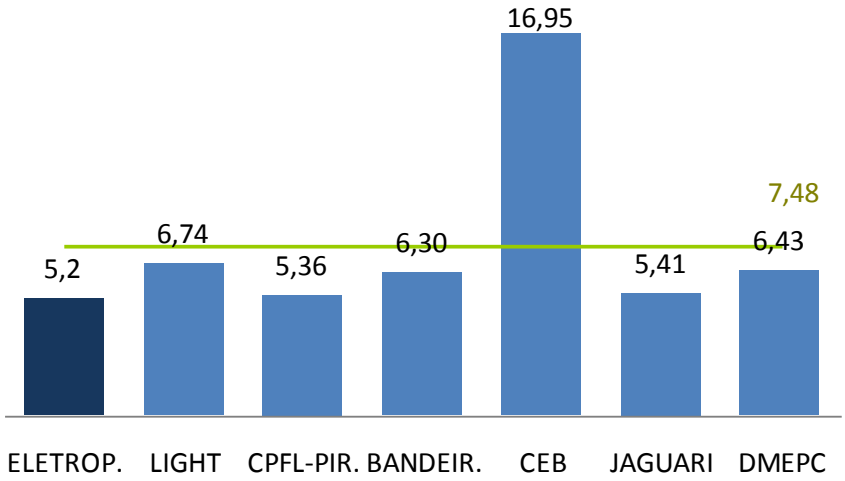


Gráfico 8. Cluster de altíssima e alta densidade: FEC
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

Mediante análise dos gráficos referentes aos grupamentos de altíssima e alta densidade de mercado, verifica-se que a média das tarifas para os consumidores finais é de R$ 288,3 por MWh, para uma Base de Remuneração Regulatória Líquida – BRRL média de R$ 1.083,3 por consumidor atendido (a média seria reduzida para R$ 755,30 por consumidor caso fosse expurgado do cálculo a distribuidora mais destoante do grupo, a DMEPC), apresentando indicadores de qualidade médios de 9,56 (DEC) e 7,48 (FEC), ressaltando-se

que, para ambos, quanto menor o indicador apresentado, maior a qualidade do serviço prestado.

5.4.2.2 – Análise comparativa: cluster de média densidade de mercado

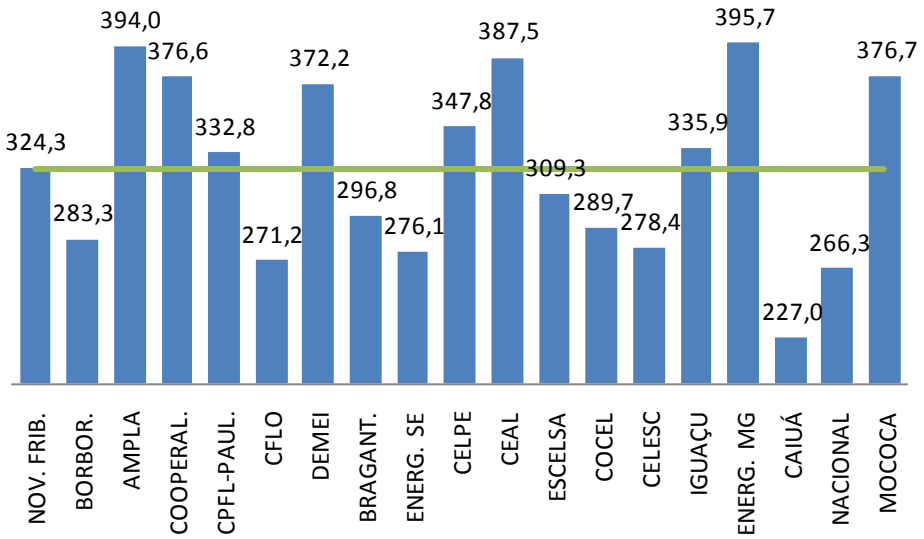


Gráfico 9. Cluster de média densidade: tarifa residencial (B1) em R$ por MWh
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

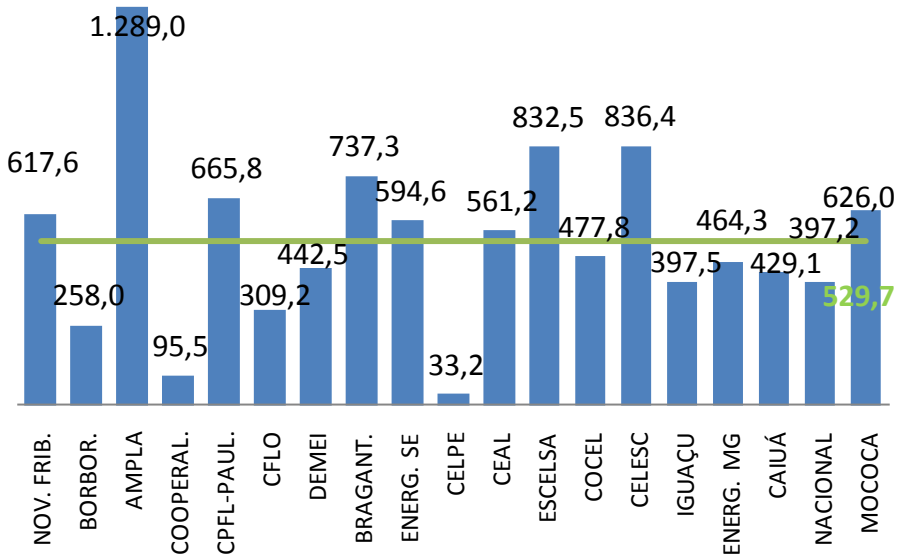


Gráfico 10. Cluster de média densidade: BRRL / consumidor - em R$
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

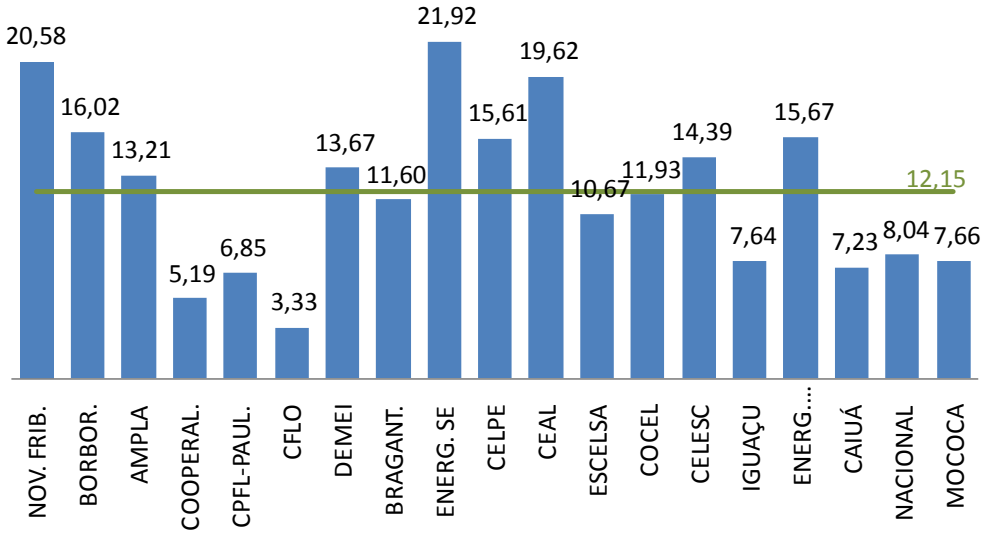


Gráfico 11. Cluster de média densidade: DEC
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

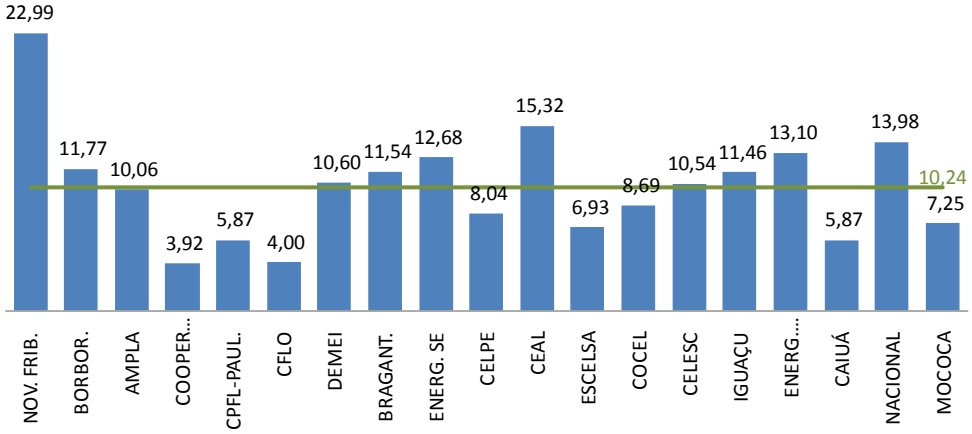


Gráfico 12. Cluster de média densidade: FEC
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

No grupamento de empresas com média densidade de mercado, verifica-se que a média das tarifas para os consumidores finais situa-se em R$ 323,20 por MWh, para uma Base de Remuneração Regulatória Líquida – BRRL média de R$ 529,70 por consumidor atendido, apresentando indicadores de qualidade médios de 12,15 (DEC) e 10,25 (FEC), novamente ressaltando que, quanto menor o indicador apresentado, maior a qualidade do serviço prestado.

5.4.2.3 – Análise comparativa: cluster de baixa densidade de mercado

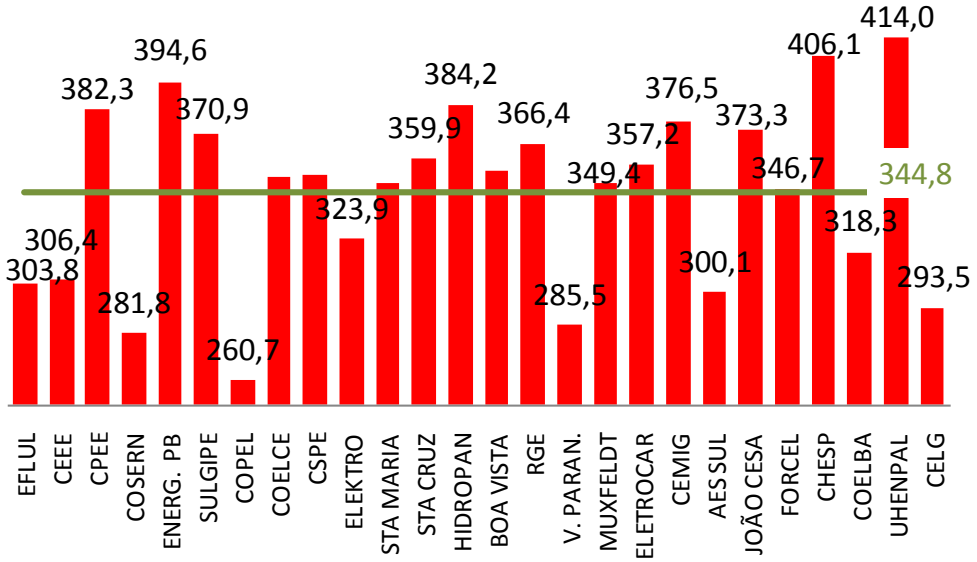


Gráfico 13. Cluster de baixa densidade: tarifa residencial (B1) - R$ por MWh
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

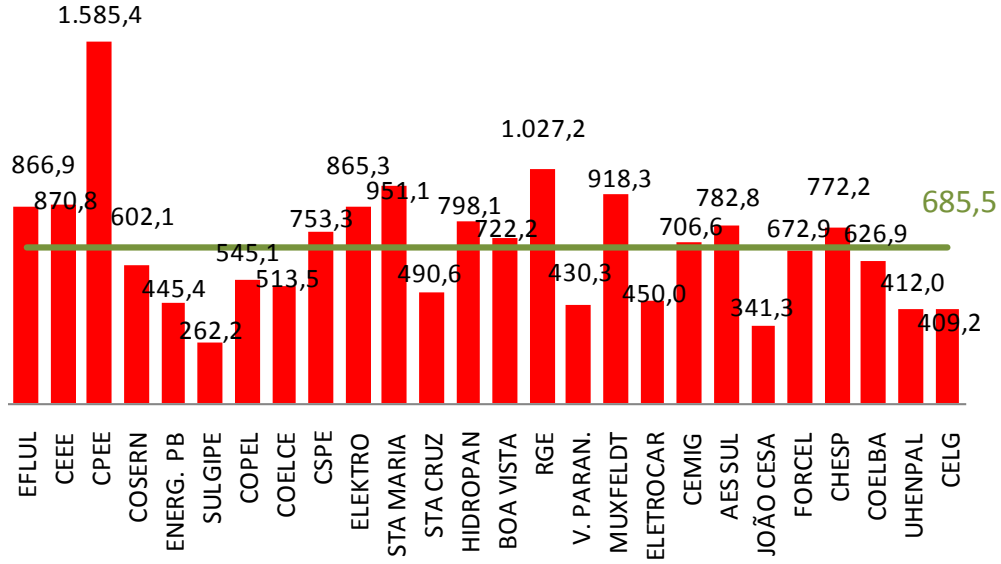


Gráfico 14. Cluster de baixa densidade: BRRL / consumidor - em R$
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

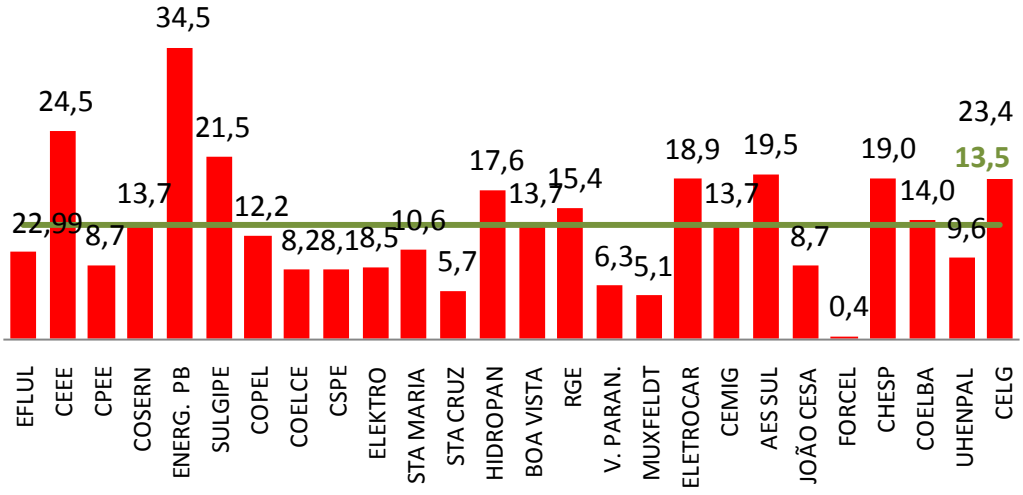


Gráfico 15. Cluster de baixa densidade: DEC
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

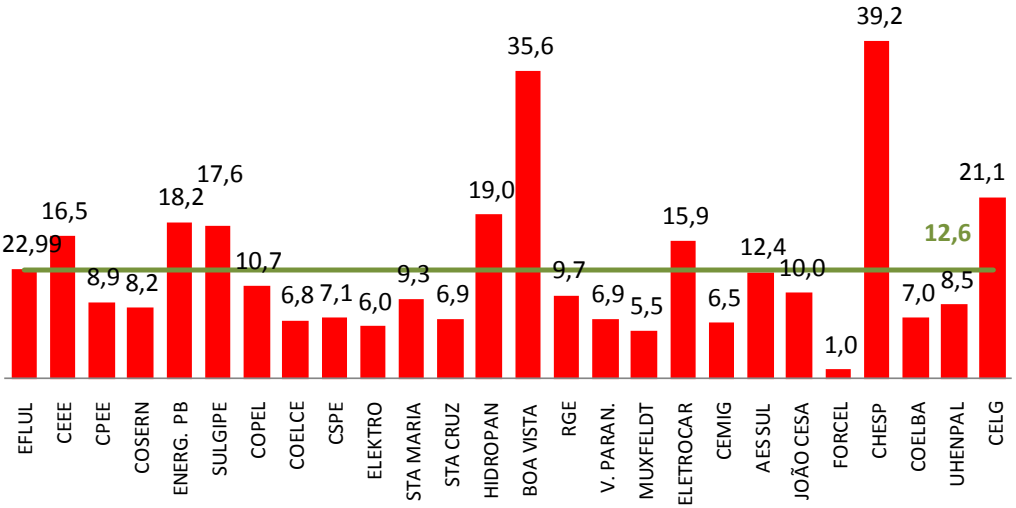


Gráfico 16. Cluster de baixa densidade: FEC
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

Entre o grupo de empresas classificadas como baixa densidade de mercado, a média das tarifas praticadas junto aos consumidores finais situa-se em R$ 344,80 por MWh, para uma Base de Remuneração Regulatória Líquida – BRRL média de R$ 685,50 por consumidor atendido, apresentando indicadores de qualidade médios de 13,5 (DEC) e 12,6 (FEC).

5.4.2.4 – Análise comparativa: cluster de baixíssima densidade de mercado

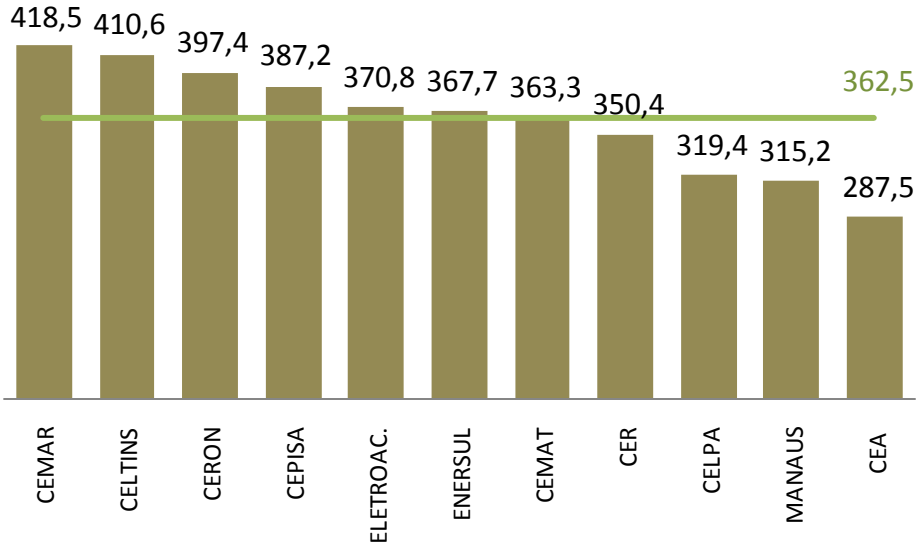


Gráfico 17. Cluster de baixíssima densidade: tarifa B1 em R$ por MWh
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

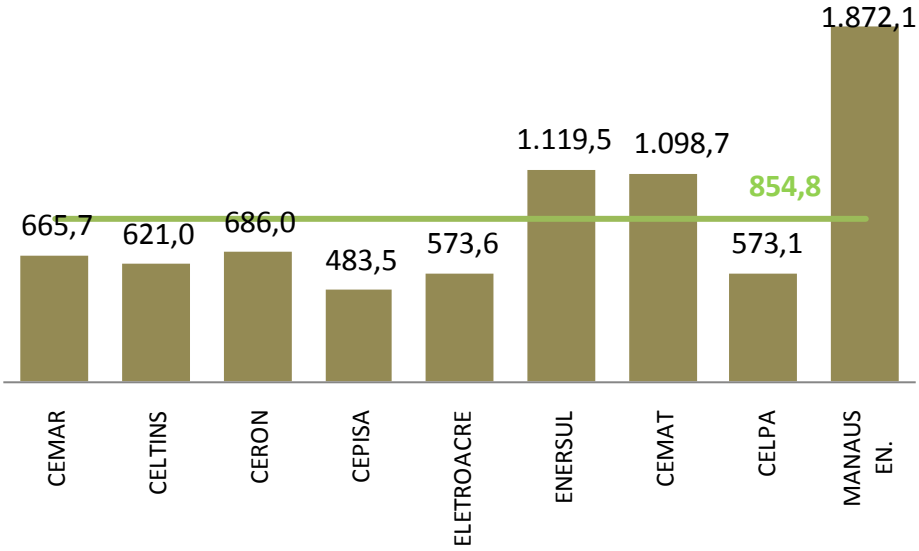


Gráfico 18. Cluster de baixíssima densidade: BRRL / consumidor - em R$
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

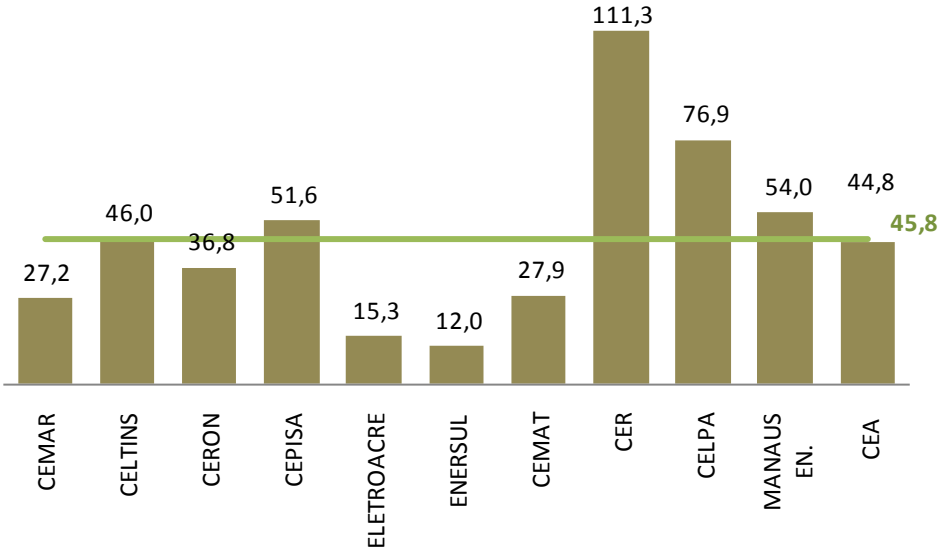


Gráfico 19. Cluster de baixíssima densidade: DEC
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

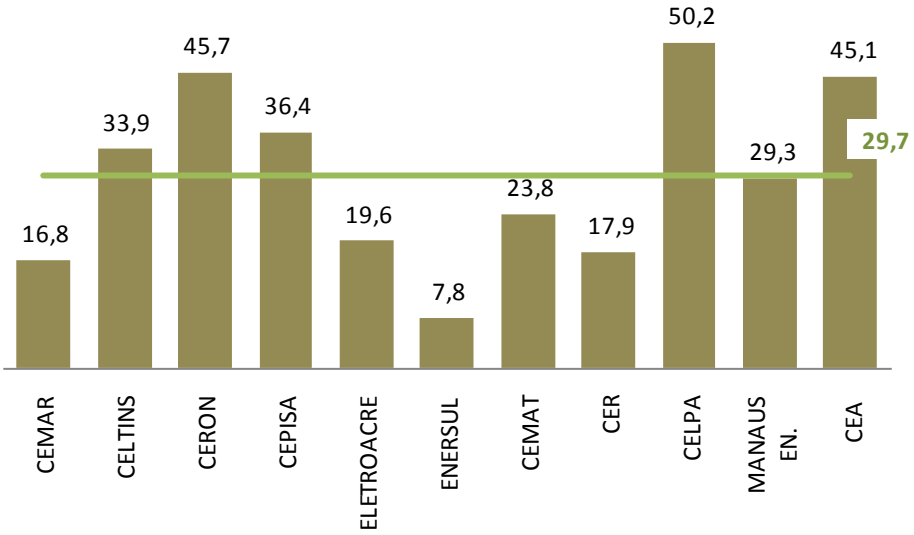


Gráfico 20. Cluster de baixíssima densidade: FEC
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

Neste último grupamento de empresas, com densidade de mercado inferior a 6 consumidores por km2, verifica-se a maior média de tarifas praticadas junto aos consumidores finais, de R$ 362,50 por MWh, para uma Base de Remuneração Regulatória Líquida – BRRL média de R$ 854,80 por

consumidor atendido, além de apresentar os piores indicadores de qualidade médios de 45,8 (DEC) e 29,7 (FEC).

5.4.2.5 – Análise comparativa: síntese dos grupamentos de empresas

A partir da elaboração dos gráficos apresentados, os quais, de forma geral, bem ilustram a realidade de cada grupamento de concessionárias de distribuição, torna-se possível obter uma média das características de cada grupo de empresas, conforme o Quadro 20.

Quadro 20. Clusters: síntese dos gráficos 4 a 19

Cluster	Tarifa Residencial (B1) em R$/MWh	BRRL sobre nº de consumidores (R$)	DEC (horas)	FEC (horas)
Altíssima e Alta densidade	288,30	1083,30	9,56	7,48
Média densidade	323,20	529,70	12,15	10,20
Baixa densidade	344,80	685,50	13,50	12,60
Baixíssima densidade	362,50	854,80	45,80	29,70

Fonte: Elaboração própria (2009)

Feita a análise dos dados obtidos, é possível inferir que as tarifas refletem as características do mercado em que atuam, constituindo-se fator determinante a necessidade de custos e a estrutura da empresa para prestação do serviço, representado nesta análise pela Base de Remuneração Regulatória Líquida – BRRL. O Gráfico 20 relaciona, de forma decrescente, as tarifas praticadas no mercado residencial (B1) por cada concessionária de distribuição.

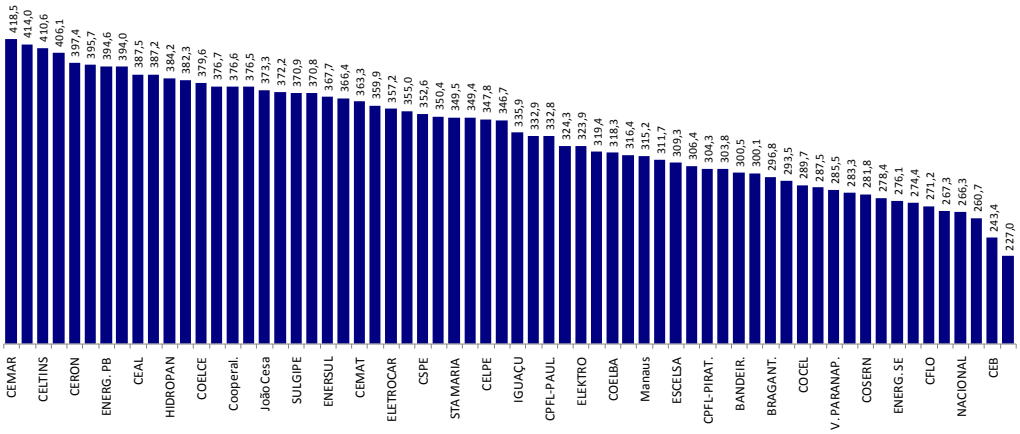


Gráfico 21. Tarifas residenciais (B1) em R$ por MWh
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2009).

Pelos dados apresentados, pode-se claramente observar que as concessionárias de distribuição CEB (DF), AES Eletropaulo (SP), Celtins (TO) e Cemar (MA), as quais praticavam tarifas semelhantes a seus consumidores residenciais (B1) em 1997, passaram a pólos distintos depois da conclusão do segundo processo de RTP.

Esse fato, por si só, já apontaria a existência de uma distorção a ser mitigada. No entanto, o que torna a questão preocupante advém da constatação que se observa a partir do cruzamento das tarifas praticadas, com os indicadores de renda das regiões, podendo-se aferir, de forma geral, que as regiões mais pobres do país têm arcado com as maiores tarifas de fornecimento de energia elétrica, numa espécie de distribuição de renda ao contrário, ou seja, das mais pobres para as mais ricas, sendo oneradas com tarifas de fornecimento inferiores.

O agravamento da assimetria tarifária é uma questão que deverá ser mitigada pelo regulador para os próximos ciclos de RTP, haja vista que a aceleração dessa distorção ocorreu a partir da realização dos processos de revisão tarifária periódica conduzidos pela ANEEL a partir da edição da Resolução n°

493/2002. O Quadro 21 ilustra de forma clara a preocupação discutida neste estudo:

Quadro 21. Tarifas praticadas (1997 e 2009) e PIB per capita (R$)

Concessionária	UF	PIB per capita R$ 2006	Tarifa B1 R$ / MWh 1997	Tarifa B1 R$ / MWh 2009	Variação
CEMAR	Maranhão	2747,40	142,72	418,52	293%
CELTINS	Tocantins	4208,02	135,99	410,57	302%
Eletropaulo	São Paulo	11604,08	132,67	267,29	201%
CEB	Distrito Federal	22321,60	127,15	243,41	191%

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL e IPEA (2009).

5.5 – Considerações finais do capítulo 5

No presente capítulo procurou-se ilustrar que, nos últimos 10 anos, o que se observou após a assinatura de novos contratos de concessão e a implantação de um modelo tarifário supostamente pautado no serviço pelo preço, foi a elevação das tarifas de fornecimento para todas as classes de consumidores e o agravamento de distorções nas diferentes regiões brasileiras.

Essencialmente a partir de 2003, momento em que a maior parte das empresas de distribuição passou pelo primeiro ciclo de revisão tarifária – RTP, restou evidenciado que a metodologia tarifária está completamente dissociada da realidade econômica e social das regiões. As vantagens observadas nas áreas de concessão com mercado amplo e concentrado não são divididas com os consumidores das áreas de concessão onde o mercado é menor e mais disperso, dentre outras diferenças, o que tem gerado sérias conseqüências aos consumidores das regiões mais pobres.

Em síntese, buscou-se concluir que metodologia adotada a partir da edição das Resoluções nº 493/2002 e 234/2006, que definiram os processos de revisão

tarifária periódica das tarifas de fornecimento de energia elétrica para o primeiro e segundo ciclo, tem provocado distorções no segmento de distribuição, sendo a assimetria tarifária o mais perverso para a população brasileira.

6. Conclusão

O objetivo da publicação da Lei de Concessões e do processo de privatização dos setores de infra-estrutura no Brasil foi, principalmente, atrair o capital privado, expandir a capacidade de produção e eficiência e, não menos importante, reduzir a dívida pública através da receita das privatizações, que atingiu quase US$ 80 bilhões entre os anos de 1995 e 2002.

A reforma do setor elétrico, ocorrida nos anos 90 a partir da publicação da Constituição de 1988 e das Leis nº 8.987, de 1995, e nº 9.427, de 1996, foi bem-sucedida em aumentar os índices de eficiência e produtividade das novas concessionárias [77], mas principalmente para dar fôlego às políticas macroeconômicas conduzidas pelo Governo, como fora brevemente ilustrado no capítulo 2 deste trabalho.

No entanto, a reforma não obteve sucesso em elevar os níveis de investimento necessários no setor, de forma que não houvesse crises como a de fornecimento de energia, ocorrida entre os anos de 2001 e 2002, tampouco favoreceu a modicidade das tarifas de fornecimento, provocando o agravamento do problema da assimetria tarifária entre as diferentes áreas de concessão, como bem ilustrou o capítulo 5.

Não se pode, entretanto, desmerecer os resultados das privatizações do setor elétrico, mas cabe salientar que órgãos importantes do setor, como a própria agência reguladora – a ANEEL, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e o Mercado Atacadista de Energia – MAE[78] foram criados no decurso da privatização, de forma que muitas regras e procedimentos foram publicados no

---

[77] Reis *et all* (2005) procuraram verificar empiricamente o comportamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica (DEC e FEC) fornecida aos consumidores das empresas brasileiras de distribuição privatizadas entre 1995 e 2000.

[78] As funções são atualmente desempenhadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme regulamentado pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.

decorrer do processo, o que só fez aumentar o risco de ampliar investimentos no setor.

Em virtude da urgência demonstrada pela União e Estados para alienar empresas sob seu controle, muitas regras essenciais foram definidas em momento posterior à assinatura do contrato de concessão com as empresas vencedoras dos leilões de privatização.

De fato, algumas normas publicadas acabaram por infringir os procedimentos criados no âmbito da reforma regulatória, e dos contratos, a exemplo da publicação da Resolução ANEEL nº 493, de 2002, que estabeleceu critérios de revisão das tarifas de fornecimento de energia elétrica diferentes daqueles definidos contratualmente e legalmente, e da publicação da Resolução ANEEL nº 055/04, que estabeleceu a forma de aplicação do Fator X.

Com a privatização de pouco mais de 60% do segmento de distribuição e 20% da geração de energia elétrica, o setor passou por um período que se fazia necessário adotar procedimentos de controle para participação de diversos agentes econômicos durante a transição do mercado de energia elétrica. Devido ao processo de reforma regulatória, das privatizações, desverticalizações e outorgas de concessões concomitantemente em curso, o setor contava com o ingresso contínuo de novos agentes, num ambiente em que passaram a coexistir agentes públicos e privados, novos agentes e novos órgãos gestores do setor elétrico.

Em meio a esse processo, foi incumbida à recém criada ANEEL a competência e obrigação principal de determinar tarifas “justas”, evitando situações de abuso da posição dominante e monopólio, e assegurando a qualidade da prestação do serviço público. A Agência deveria estimular a concorrência entre os agentes e impedir a concentração de sua participação nos segmentos de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A partir da publicação da Lei de Concessões, atribuiu-se às Agências Governamentais competência normativa e reguladora para fiscalização, incentivo e planejamento dos serviços públicos prestados sob regime de concessão ou permissão, sendo certo que sua atuação estaria subordinada aos parâmetros estabelecidos em lei, não podendo descumpri-los sob qualquer pretexto ou justificativa. Diante disso, apresenta-se como indiscutível a submissão da atividade das Agências Reguladoras para atuar na relação contratual, aos parâmetros e limites normativos.

No entanto, é razoável concluir que, não tendo a Lei e os contratos de concessão fixado critérios específicos sobre o reajuste e revisão das tarifas de energia elétrica, mas apenas linhas conceituais e regras comuns a todas as concessionárias [79] , o Regulador estaria investido da competência para estabelecer metodologia que contemplasse os dispositivos presentes no contrato de concessão, competência que de fato é definida pelo Decreto nº 2.335/1997[80], que estabelece a competência da ANEEL para atuar na forma da Lei e do contrato.

Foi no contexto da reforma regulatória que se conduziu a alienação das empresas CPFL Paulista e ENERSUL, ambas em novembro de 1997, tendo sido definido em contrato as regras para reajuste e revisão das tarifas, de forma que a redução ou elevação no valor das tarifas de distribuição estabelecidas no contrato de concessão deveria estar pautada na ocorrência de alterações nas estruturas de custos e de mercado da concessionária durante cada ciclo tarifário que justificariam a aplicação do percentual de redução ou elevação sobre o Índice de Reajuste Tarifário – IRT. A aplicação de Reposicionamento Tarifário, que tem sido adotado pela ANEEL no processo de revisão tarifária

[79] A exemplo da metodologia de cálculo do Fator X presente nos Contratos de Concessão, tendo sido necessária a publicação de ato normativo, apenas em 2004, para determinar a forma de sua aplicação.

[80] Regulamenta a Lei n° 9.427/1997, que criou a ANEEL.

de todas as distribuidoras, por sua vez, não encontra previsão no ordenamento legal e contratual, e os critérios para aplicação de Fator X estabelecidos em Resolução divergem daqueles definidos em termos gerais nos contratos de concessão.

A publicação da Resolução ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006[81], que estabelece os conceitos gerais, as metodologias e os procedimentos para realização do segundo ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – RTP das concessionárias de distribuição, representou a continuidade das práticas do primeiro ciclo de revisões tarifárias, muito embora uma série de agentes setoriais considere ter havido um avanço na forma de definição e aplicação de mecanismos não previstos no ordenamento jurídico, a exemplo do método da empresa de referência, da base de remuneração regulatória, da taxa de remuneração do capital (ou *WACC* regulatório) e do reposicionamento tarifário.

Contudo, não pode ser considerado um avanço a interferência que esses mecanismos representam na gestão das empresas, que passaram a sofrer maior interferência do Regulador na gerência de seus negócios. Ademais, o aumento da interferência caminha em sentido contrário à modernização da gestão setorial. Com a assinatura dos contratos de concessão, foram estabelecidas responsabilidades claras para ambas as partes – concessionária e concedente; as exigências do poder concedente seriam respeitadas pelas concessionárias, assim como os direitos e obrigações de cada parte estariam consignados em contrato e, respeitados os termos contratuais, as concessionárias teriam liberdade para gerir seus negócios.

No entanto, os contratos com a Administração Pública não podem ser dotados de validade apenas no momento de sua assinatura, como se já fossem idealizados para serem desrespeitados em benefício de interesses políticos e

[81] Alterado pela Resolução Normativa ANEEL nº 338, de 25 de novembro de 2008.

econômicos do poder público, que não deve se resumir exclusivamente à contenção de tarifas, pois, como vivenciado durante os anos 80, o estrangulamento tarifário causa sérios prejuízos financeiros às empresas concessionárias, podendo afetar gravemente a qualidade dos serviços prestados e sua manutenção, prejudicando usuários, causando reflexos negativos na economia e afastando investimentos nos diferentes segmentos do setor de energia elétrica.

Ademais, os dados demonstrados nesse trabalho revelaram que a metodologia para reajuste e revisão das tarifas de energia elétrica adotada pela ANEEL não alcançaram a modicidade tarifária. Ao longo dos últimos dez anos, a tarifa média de energia elétrica aumentou bem acima dos patamares inflacionários e, conseqüentemente, da renda do consumidor cativo, majoritariamente composto por clientes residenciais.

Os aumentos nas tarifas, como se pôde demonstrar no capítulo 5, foram diferenciados por empresas e por regiões, produzindo altas mais elevadas em regiões menos desenvolvidas do país. De forma que se pode concluir que as diferenças sócio-econômicas regionais não são observadas na aplicação do modelo tarifário adotado pela ANEEL, no qual prevalece a estrutura de custo de cada empresa.

Na prática, observa-se que quanto maiores as dificuldades de operação de uma empresa em sua área de concessão, mais a população atendida tende a pagar os custos em sua tarifa, produzindo um círculo vicioso contrário ao desenvolvimento regional e contrário ao dito maior estímulo à eficiência das empresas, de forma que não parece razoável admitir que o consumidor residencial de regiões menos desenvolvidas, localizado principalmente nas regiões Norte e Nordeste, pague uma tarifa bem superior àquela de consumidores localizados nas áreas de concessão economicamente mais desenvolvidas do país, a exemplo das concessionárias Eletropaulo, CEB e a

própria CPFL, que atuam em áreas do estado de São Paulo e do Distrito Federal.

Feita essa análise comparativa, cabe avaliar até que ponto o valor atual da tarifa de energia elétrica em algumas regiões não se contrapõe ao tão pregado objetivo governamental de universalização do acesso e de modicidade tarifária e até que ponto é possível à essa população arcar com os custos da universalização, na medida em que as dificuldades de operação nessas regiões são agregadas ao valor das suas tarifas.

De qualquer forma, o respeito às normas e ao Contrato de Concessão é de essencial importância para segurança do fornecimento de energia, de modo a viabilizar investimentos para expansão do setor e impedir que o Brasil não volte à escuridão.

7. Bibliografia Consultada

7.1 – Artigos Acadêmicos, Livro e Trabalhos

ALVARES, Walter T. *Curso de Direito da Energia*. Ed. Forense, Rio de Janeiro, 1978.

ANUATTI NETO, F.; PELIN, E. R.; PEANO, C. *O papel do fator X na regulação por incentivos e a conciliação com a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro*. FIPE-ABRADEE, São Paulo, 2004.

ARMSTRONG, Mark; COWAN, Simon; VICKERS, John. *Regulatory Reform: economic analysis and British Experience*. MIT Press, Cambridge, MA, 1994.

BERMANN, Célio. *Os limites dos aproveitamentos energéticos para fins elétricos: uma análise política da questão energética e de suas repercussões sócio-ambientais no Brasil*. Tese de Doutoramento FEM/UNICAMP, 1991.

BERNSTEIN, Jeffrey I. *et* SAPPINGTON, David E.M. *Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans*. Working Paper 6622. National Bureau of Economic Research. Cambridge, Massachussetts. June 1998.

CALDAS, Geraldo Pereira. *Concessões de serviços públicos de energia elétrica: face à Constituição Federal de 1988 e o Interesse Público*. Juruá Editora, Curitiba, 2002.

CARNEIRO, Ricardo. *Desenvolvimento em crise: A economia brasileira no último quarto do século XX*. Ed Unesp, IE – Unicamp, São Paulo, 2002.

DANNI, Luciano & MOITA, Rodrigo. *O método da Empresa de Referência nas revisões tarifárias realizadas pela ANEEL e uma proposta de retorno à prática regulatória ortodoxa*. Universidade de Brasília – UNB, 2006.

FILGUEIRAS, Luiz. *História do Plano Real – Fundamentos, Impactos e Contradições*. Biotempo Editorial, 2000.

FIORI, José Luís. "In memoriam" In *O Brasil pós-Real: a política econômica em debate.* (Organização: MERCADANTE, Aloizio), IE – Unicamp, Campinas, 1998.

FRANCO, Gustavo Henrique Barroso. *O Desafio Brasileiro: Ensaios sobre Desenvolvimento, Globalização e Moeda*. Ed 34, Rio de Janeiro, 1999.

_____. *O Plano Real e outros ensaios*. Ed Francisco Alves, 2ª edição, Rio de Janeiro, 1995.

GANIM, Antonio. *Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares, tributários e contábeis*. 2ª Edição. Editora Canalenergia, Rio de Janeiro, 2009.

GIAMBIAGI, Fábio. *Necessidade de Financiamento do Setor Público: bases para a discussão do ajuste fiscal no Brasil – 1991/96*. Texto para discussão nº 53, DEPEC/BNDES, Rio de Janeiro, 1997.

GIAMBIAGI, Fábio & ALÉM, Cláudia. *Finanças Públicas: Teoria e Prática no Brasil*. Ed Campus, Rio de Janeiro, 1999.

GROTTI, Adelaide Musetti. *O Serviço Público e a Constituição Brasileira de 1988*. Malheiros Editores, São Paulo, 2003.

JUSTEN FILHO, Marçal. *Teoria Geral das Concessões de Serviços Públicos. Dialética*, São Paulo, 2005.

KAHN, Alfred Edward. *Economics of Regulation: principles and institutions*. The MIT Press, 1988.

KESSIDES. Ioannis N. *Reforming Infrastructure: Privatization, Regulation, and Competition*. World Bank Policy Research, 2003. Mimeo.

LAFFONT, J.J. & TIROLE, J. *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. The MIT Press, 1993.

MANSFIELD, E. *Microeconomia: teoria e aplicações*. Ed Campus, Rio de Janeiro, 1978.

MEIRELLES, Hely Lopes. *Direito Administrativo Brasileiro*. Malheiros Editores, São Paulo, 2005.

MELLO, Celso Antônio Bandeira de. *Curso de Direito Administrativo*. Malheiros Editores, São Paulo, 2004.

MERCADANTE, Aloizio. "Plano Real e o neoliberalismo tardio" In *O Brasil pós-Real: a política econômica em debate.* (Organização: MERCADANTE, Aloizio), IE – Unicamp, Campinas, 1998.

MUKAI, Toshio. *Concessões, Permissões e Privatizações de Serviços Públicos: comentários à Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e à Lei n. 9.074/95, das concessões do setor elétrico (com as alterações da Lei n. 9.648/98)*. Editora Saraiva, São Paulo, 2002.

PAIXÃO, Lindolfo Ernesto. *Memórias do Projeto RE-SEB: A história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro.* Massao Ohno Editor, São Paulo, 2000.

PARENTE, Virgínia. "A teoria na prática é outra" In *O Desafio das Agências Reguladoras*. Instituto Acende Brasil, Energia #2, Maio / Junho de 2007.

PASSANEZI FILHO, Reynaldo. "Impactos Fiscais da Privatização: aspectos conceituais e análise do caso brasileiro" In *Finanças públicas: ensaios selecionados.* (Organização: MEYER, Arno), Brasília: IPEA; São Paulo: FUNDAP, 1997.

PEREIRA, Edgard Antonio. “Regulação e Mercado” In *Regulação Jurídica do Setor Elétrico*. (Organização: LANDAU, Elena), Ed Lúmen Júris, Rio de Janeiro, 2006.

PINHEIRO, Armando Castelar. *Regulatory Reform in Brazilian Infrastructure: where do we stand?* Texto para Discussão nº 964, IPEA, Rio de Janeiro, 2003.

PINHEIRO, Armando Castelar & LANDAU, Elena. *Privatização e Dívida Pública*. Texto para Discussão nº 29, DEPEC/BNDES, Rio de Janeiro, 1995.

PINHEIRO, Armando Castelar *et al*. *O Brasil na Década de 90: uma transição bem sucedida?* Texto para Discussão nº 91, DEPEC/BNDES, Rio de Janeiro, 2001.

PINHEIRO, Armando Castelar *et al*. “O Desempenho Macroeconômico do Brasil nos Anos 90” In *A Economia Brasileira nos Anos 90.* (Organizadores: GIAMBIAGI & MOREIRA), DEPEC/BNDES, Rio de Janeiro, 1999.

PIRES, Adriano P. Rodrigues & DIAS, Danilo de Souza. *Estado e Energia Elétrica: experiências internacionais de desregulamentação e o caso brasileiro*. Instituto Liberal, Rio de Janeiro, 1994.

PONTES, João Randolfo. *A indústria de Energia Elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação*. Dissertação de Mestrado, UFSC, Florianópolis, 1998.

PORTER, Michael E. *A vantagem competitiva das nações*. Ed Campus, Rio de Janeiro, 1993.

REGO, Erik Eduardo. *Aspectos regulatórios e financeiros nos leilões de energia elétrica: a lição das usinas “botox”*. Synergia, Rio de Janeiro, 2009.

REIS, Rogério Márcio de Melo; PIRES, Mirian Albert; TEIXEIRA, Arilton Carlos Campanharo. *Os Benefícios da Privatização: Evidência no Setor Elétrico Brasileiro*. 2005. Mimeo.

ROSA, Márcio Fernando Elias. *Direito Administrativo*. Saraiva, São Paulo, 2003.

SAID DE BRITO, José. *Distribuição de renda ao contrário na revisão tarifária*. Revista Custo Brasil, 2006. Mimeo.

SAUER, Ildo Luís *et al*. *A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro*. Paz e Terra, São Paulo, 2003

SAYAD, João. "O Vermelho e o Negro" In *Revista da Sociedade Brasileira de Economia Política n° 4.* Rio de Janeiro, junho de 1999.

SILVA, Lourenço Lustosa Fróes da. *Iluminação Pública no Brasil: aspetos energéticos e institucionais*. COPPE/UFRJ, Programa de Planejamento Energético, Rio de Janeiro, 2006.

STIGLITZ, Joseph. "Rumo ao pós-Consenso de Washington" In *Política Externa*, vol. 7, nº 2, set, 1998.

TAHAN, Carlos Márcio Vieira & FUGIMOTO, Sérgio Kynia. *As distorções na tarifas de fornecimento de energia elétrica e o processo de realinhamento tarifário*. V Congresso Brasileiro de Regulação – ABAR. Recife, 2007.

VALLADÃO, Alfredo. *Exposição de Motivos do Anteprojeto do Código de Águas de 1934*. DNAEE. Brasília, 1980.

VELASCO JR., Licínio. *A Economia Política das Políticas Públicas: as privatizações e a reforma do Estado*. Texto para discussão nº 55, DEPEC/BNDES, Rio de Janeiro, 1997.

VELASCO JR., Licínio. *A Economia Política das Políticas Públicas: fatores que favoreceram as privatizações no período 1985/94*. Texto para discussão nº 54, DEPEC/BNDES, Rio de Janeiro, 1997.

VICKERS, John & YARROW, G. “Las teorias de la regulación” In *Un análisis económico de la privatización*. México, Fondo de Cultura Económica, 1991.

VISCUSI, W.K.; VERNON, J.M.; HARRINGTON, J.E. *Economics of regulation and Antitrust*. The MIT Press, 2000.

4.2 – Atos Normativos

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil. Org. Cláudio Brandão de Oliveira, 4ª edição. Roma Victor. Rio de Janeiro, 2004;

_____. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;

_____. Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003;

_____. Lei nº 10.438, de 24 de abril de 2002;

_____. Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999;

_____. Lei nº 9.648, de 25 de maio de 1998;

_____. Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997;

_____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

_____. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

_____. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

_____. Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993;

_____. Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990;

_____. Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973;

_____. Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971;

_____. Lei nº 4.904, de 17 de dezembro de 1965;

_____. Lei nº 4.428, de 14 de outubro de 1964;

_____. Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962;

_____. Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961;

_____. Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960;

_____. Lei nº 1.145, de 31 de dezembro de 1903;

SÃO PAULO. Lei nº 9.631, de 5 de julho de 1996;

MATO GROSSO DO SUL. Lei nº 9.666, de 23 de maio de 1996;

BRASIL. Decreto nº 4.783, de 10 de maio de 2005;

_____. Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998;

_____. Decreto nº 2.594, de 15 de maio de 1998;

_____. Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;

_____. Decreto nº 774, de 18 de março de 1993;

_____. Decreto nº 572, de 22 de junho de 1992;

_____. Decreto nº 2.432, de 17 de maio de 1988;

_____. Decreto nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974;

_____. Decreto nº 63.951, de 31 de dezembro de 1968;

_____. Decreto nº 54.938, de 04 de novembro de 1964;

_____. Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957;

_____. Decreto nº 3.128, de 19 de março de 1941;

_____. Decreto nº 26.234, de 10 de julho de 1934;

_____. Medida Provisória 14, de 21 de dezembro de 2001;

_____. Medida Provisória 2.198-5, de 27 de agosto de 2001;

MME. Portaria nº 234, de 17 de fevereiro de 1977;

ANEEL. Resolução Homologatória nº 786, de 24 de março de 2009;

_____. Resolução Homologatória ANEEL nº 627, de 07 de abril de 2008;

ANEEL. Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006;

_____. Resolução nº 055, de 5 de abril de 2004;

_____. Resolução nº 493, de 3 de setembro de 2002;

_____. Resolução nº 351, de 11 de novembro de 1998.

4.3 – Editais, Notas Técnicas e Relatórios

Nota Técnica nº 088/2009-SRE/ANEEL, de 17 de março de 2009

ANEEL. Nota Técnica nº 021/2009-SRE/ANEEL, de 19 de janeiro de 2009

ANEEL. Nota Técnica n° 105/2005 – SRE/ANEEL. Primeira Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica: Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL. AP 008/2003. Brasília, 23 de março de 2005.

_____. Nota Técnica n° 041/2003 – SRE/ANEEL. Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica Companhia Paulista de Força e Luz CPFL. AP 008/2003. Brasília, fevereiro de 2003.

_____. Nota Técnica n° 043/2003 – SRE/ANEEL. Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica Empresa Energética do Mato Grosso do Sul ENERSUL. AP 006/2003. Brasília, fevereiro de 2003.

_____. Nota Técnica nº 148/2002/SRE/SFF/ANEEL. Metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração de ativos para fins de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. AP 005/2002. Brasília, 7 de junho de 2002.

BNDES. Edital Nº PND-A-01/96-LIGHT. Consolidado. 19 de abril de 1996.

CESP. Edital nº AS/F/833/97. Alienação de Ações Ordinárias Nominativas do Capital Social – CPFL. São Paulo, 03 de outubro de 1997.

CONSELHO Diretor do Programa Estadual de Desestatização – PED/MS. Edital n° 01/97 – ENERSUL. Alienação de ações ordinárias e preferenciais do capital social da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL.

DIEESE. As Tarifas de Energia Elétrica no Brasil: sistemática de correção e evolução dos valores. Nota Técnica n° 58, São Paulo, dezembro de 2007.

FGV. Considerações sobre o Processo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica. ABDIB, Rio de Janeiro, julho de 2006. Mimeo.

IBGE. *Estatísticas históricas do Brasil: séries econômicas, demográficas e sociais de 1550 a 1988*. 2. ed. rev. e atual. do v. 3 de Séries estatísticas retrospectivas. Rio de Janeiro, 1990.

MME. Contrato de Concessão nº 01/1997 – Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.

_____. Contrato de Concessão nº 014/1997 – CPFL Distribuição.

RELATÓRIO Conclusivo da Avaliação Econômico-Financeira da Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL/Serviço A do PED do Estado de São Paulo. Mimeo.