

FELIPE NUNES BARROSO

**ANALISE DA INTRODUÇÃO DA COMPETIÇÃO NO SETOR ELÉTRICO E
SEUS IMPACTOS NOS AGENTES DO SETOR.**

Trabalho apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de
São Paulo para obtenção do
certificado de especialista em
Energia – MBA em Energia.

Orientador:

Prof. Dr. Marco A. Saidel

SÃO PAULO

2005

1639085

MBA / EN

2005

B 278 a

DEDALUS - Acervo - EPEL



31500017599

M2005 BC

FOLHA DE APROVAÇÃO

Felipe Nunes Barroso

Análise da introdução da competição no setor elétrico e dos impactos nos agentes do setor.

Trabalho apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do certificado
de especialista em Energia – MBA
em Energia.

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. Marco A. Saidel

Instituição _____ Assinatura _____

Prof. Dr. Fernando A. A. Prado Jr.

Instituição _____ Assinatura _____

Prof. Dr. Moacyr Trindade

Instituição _____ Assinatura _____

DEDICATÓRIA

À minha esposa Lucila.

AGRADECIMENTOS

Aos amigos e companheiros de trabalho Renato Volponi e Cristovam Magalhães, pelo constante incentivo para o desenvolvimento dessa monografia.

RESUMO

A introdução da competição no setor elétrico foi de fundamental importância para atrair o capital privado existente (20% do parque gerador e 80% da distribuição). As ações adotadas visavam transferir a responsabilidade da expansão do parque gerador para o mercado de maneira sustentável. A transição entre o modelo estatal e o novíssimo modelo do setor elétrico vem propondo a inserção de empresas privadas e estatais num ambiente competitivo para os segmentos de geração e consumo. Para analisar o impacto causado pela reestruturação em cada um dos agentes participantes, esse documento descreve os aspectos de maior relevância.

ABSTRACT

The competition insertion on the electrical sector had a fundamental importance to attract the private capital (20% of the hydropower and thermal plants and 80% of the distribution companies). The actions implemented search transfer the responsibility of expands the generator matrix to the market in a tenable way. The transition between the old public model and the new electrical sector model has been proposing the insertion of the private and public companies into a competitive ambient for the generator and consumer segment. To analyze the impacts, which the new outline structure has caused in each one of the market agents, this document describes the most importance aspects.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Ilustração dos volumes dos contratos iniciais.....	30
Figura 2 – Histórico do preço de liquidação das diferenças.....	39
Figura 3 – Aumentos de índices, tarifas e encargos (1998-2004).....	61
Figura 4 – Participação dos setores na arrecadação de ICMS.....	62
Figura 5 – Relação de consumo de energia per capita / PIB de cada país.....	63
Figura 6 - Arrecadação Tributária por Segmento.....	65
Figura 7 – Aumento da arrecadação do PIS/PASEP.....	66
Figura 8 – Aumento da arrecadação da COFINS.....	66
Figura 9 – Participação do ICMS na arrecadação Estadual.....	66
Figura 10 – Participação na arrecadação bruta.....	68
Figura 11 – Evolução da carga tributária.....	69
Figura 12 – Cronologia dos encargos setoriais.....	70
Figura 13 – Evolução do numero de contratos realizados na CCEE.....	81

Lista de tabelas

Tabela 1 - Evolução da participação da potencia instalada em geração (%).....	14
Tabela 2 - Brasil – Contas do setor público (%) do PIB e inflação (%).....	16
Tabela 3 - Características do antigo e novo modelo.....	19
Tabela 4 - Composição setorial do consumo de eletricidade (%).....	33
Tabela 5 - Consumo residencial de eletricidade (%).....	33
Tabela 6 - Definição dos Patamares de Carga.....	55
Tabela 7 – Representatividade desses encargos nas tarifas de energia elétrica.....	67

Glossário

CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNAE	Conselho Nacional de Águas e Energia
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BEN	Balanço Energético Nacional
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
RTE	Recomposição Tarifária Extraordinária
ECE	Encargo de Capacidade Emergencial

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	10
2. REVISÃO ESTRUTURAL DO SETOR ELÉTRICO	12
3. PROJETO RE-SEB: O NOVO MODELO	18
3.1. Novas instituições	20
3.2. Preço de Liquidação – O Mercado Spot	22
3.3 Agentes Setoriais	25
3.4. Relações Contratuais	29
4. A CRISE DO RACIONAMENTO E A REVITALIZAÇÃO SETORIAL	36
4.1. Precedentes da Crise	36
4.2. Programa Emergencial	39
4.3 A Crise	40
4.4. A Revitalização Setorial	45
5. O NOVÍSSIMO MODELO	48
6. ASPECTOS TARIFÁRIOS - ENCARGOS SETORIAIS E TRIBUTOS	56
6.1. Subsídio Cruzado e Realinhamento Tarifário	59
6.2. Encargos Setoriais e Tributos	64
7. A COMPETIÇÃO SETORIAL NOS DIAS DE HOJE.....	78
7.1. Geradores	79
7.3. Comercializador	83
7.4. Consumidores	85
8. CONSIDERAÇÕES FINAIS	89
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:.....	91

1. INTRODUÇÃO

O presente trabalho visa discutir os impactos das diversas alterações no modelo setorial, no mercado competitivo de energia elétrica, notadamente para os segmentos de geração e comercialização. Para tanto, considerando que é preciso entender a evolução histórica do modelo para melhor compreender tais impactos, o estudo analisa brevemente o segmento de distribuição e está estruturado em 8 (oito) capítulos, a saber:

1. Introdução trata da presente introdução que visa esclarecer os objetivos e estrutura do trabalho.
2. Revisão Estrutural do Setor Elétrico aborda o início do setor elétrico, como foi estruturado e o desenvolvimento, contendo a descrição cronológica das atividades que eram controladas pelo capital privado e passaram para o Poder Público visando suportar o crescimento econômico proveniente da industrialização.
3. Projeto RE-SEB, detalha a primeira grande reestruturação setorial, que resultou no chamado Novo Modelo, com a abordagem dos mecanismos estruturados para a viabilização gradativa da competição setorial.
4. Racionamento e revitalização setorial, trata dos precedentes, das medidas e conseqüências da crise do racionamento para o setor elétricos em geral, inclusive dos prejuízos sofridos por seus agentes, além de abordar o processo de revisão do Novo Modelo, tendo em vista as distorções verificadas na implementação da competição, as quais ficaram evidentes com a crise do racionamento.
5. Novíssimo Modelo detalha as bases da nova revisão do modelo inicialmente projetado, empreendida pelo Governo Federal gestão

2003/2006, com o detalhamento das novas instituições, mecanismos e mercados.

6. Aspectos Tarifários relata a estrutura tarifária praticada, com destaque para a questão dos subsídios cruzados e correspondente processo de realinhamento das tarifas de fornecimento, bem como para os encargos setoriais e tributos que hoje são incorporados nas tarifas dos consumidores finais.
7. Competição dos Dias de Hoje, aqui se busca demonstrar os impactos sofridos na competição setorial por cada segmento.
8. Considerações finais, apresenta-se um fechamento do trabalho a respeito da competição setorial, tanto sob o aspecto institucional como prático e a expectativa quanto a manutenção da competição no setor elétrico.

2. REVISÃO ESTRUTURAL DO SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico brasileiro foi inicialmente explorado por agentes da iniciativa privada, tendo sofrido um processo de estatização, na década de XX, com a assunção das atividades de geração, transmissão e distribuição por empresas sob controle da União e dos Estados. A partir da década de 90, diante do aumento de consumo de energia elétrica per capita e do esgotamento da capacidade de investimento estatal, o setor elétrico passou por um processo de reestruturação, apoiado na introdução da competição e na substituição do capital estatal pelo capital privado.

Para compreensão das etapas dessa reestruturação setorial, é preciso observar os acontecimentos históricos, divididos, basicamente, em 5 (cinco) períodos: (i) 1900/1930: ocorre o crescimento do uso da energia elétrica; (ii) 1931/1950: inicia-se a regulamentação das atividades setoriais; (iii) 1951/1980: atualização de maquinários com nova tecnologia para suportar o crescimento brasileiro; (iv) 1981/1990: ocorre a decadência setorial caracterizada pela insuficiência dos investimentos; e (v) após 1991: quando o setor elétrico passa por diversas reestruturações para atrair o capital privado (Paixão, 1999).

Observe-se que o crescimento do uso da energia ocorre a partir de 1879 com a inauguração das primeiras obras, como a estação central da estrada de ferro Central do Brasil, a primeira instalação de iluminação elétrica permanente e a entrada em operação da primeira usina hidrelétrica do país (Eletrobrás).

Entre o início do século XX e o ano de 1930, ocorre o crescimento da população de dezessete para trinta e sete milhões de habitantes, o que intensificou o uso da energia elétrica (IBGE).

Enquanto o setor elétrico em outros países passava pelo processo de regulamentação, limitando a remuneração dos investimentos, o crescimento do consumo brasileiro se apresentava como boa opção para o capital estrangeiro, que proporcionou investimentos em centrais hidrelétricas e termelétricas por todo o país. Entretanto uma das maiores secas do século, ocorrida em 1924, resultou no primeiro racionamento de energia elétrica do país. Novos investimentos foram então realizados para ampliar rapidamente a capacidade instalada nacional.

Com a depressão mundial e da guerra, no período entre 1931 e 1950, embora tenha havido um intenso crescimento da industrial nacional, os investimentos estrangeiros tornaram-se escassos (Medeiros, 1993).

Ainda nesse período, com o crescimento setorial, passou a ser necessária a regulamentação das atividades, tendo sido criados, para tanto, o Conselho Nacional do Petróleo – CNP e o Conselho Nacional de Águas e Energia – CNAE. Também foi editado o Código de Águas (Decreto nº 24.643/34) que se arrastava desde o início do século, pois a regulamentação do setor elétrico não interessava aos investidores. O Código estabeleceu regras para o desenvolvimento equilibrado do setor e limite de repasse dos custos, para as tarifas de energia elétrica dos consumidores.

Já no período entre 1951 e 1980, marcado pela corrida armamentista mundial, ocorreu o forte desenvolvimento tecnológico-militar. O pós-guerra encontrou o setor elétrico nas mãos da iniciativa privada e com a forte presença de grupos estrangeiros. A política tarifária determinada pelo Governo Federal, que propunha baixa remuneração ao capital, inibiu novos investimentos e resultou no segundo racionamento de energia nos Estados do Rio de Janeiro e São Paulo entre o período de 52-56, com duração de 4 (quatro) anos (Paixão, 1999).

Essa realidade, aliada ao baixo endividamento do Estado, iniciou o movimento de estatização. Nesse cenário, destacam-se o surgimento de agências financiadoras internacionais como o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD)¹ e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID)², entidades financiadoras internacionais que passaram a oferecer recursos com juros baixos e longos períodos de carência. O contexto mundial favorecia o intervencionismo estatal na infra-estrutura dos países não industrializados. No Brasil, para concentração dos investimentos estatais na geração e na transmissão de energia elétrica, foi criada a Eletrobrás e para fomentar os investimentos em infraestrutura foram criados o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)³ e para exploração de petróleo a Petrobrás. A Light, empresa de energia elétrica localizada no Rio de Janeiro/RJ, foi nacionalizada após 80 (oitenta) anos sob o controle estrangeiro e o Brasil e o Paraguai firmaram acordo para construção da Usina Hidrelétrica Itaipu. (Medeiros 1993).

Tabela 1 - Evolução da participação da potencia instalada em geração (%)

ANO	PRIVADO	PÚBLICO	AUTO-PRODUÇÃO	TOTAL
1940	88	4	8	100
1950	82	7	11	100

¹ O BIRD constitui o Banco Mundial, organização que tem como principal objetivo a promoção do progresso econômico e social dos países membros, mediante o financiamento de projetos com vistas à melhoria da produtividade e das condições de vida desses países. Destina-se a prover assistência concessional aos países de menor desenvolvimento relativo.

² O BID é uma instituição financeira regional e sediada em Washington D.C., objetiva contribuir para o progresso econômico e social da América Latina e do Caribe mediante a canalização de seu capital próprio, de recursos obtidos no mercado financeiro e de outros fundos sob sua administração para financiar o desenvolvimento nos países prestatários; complementar os investimentos privados; e prover assistência técnica para a preparação, financiamento e execução de projetos e programas de desenvolvimento.

³ O BNDES financia grandes empreendimentos industriais e de infra-estrutura, tendo como objetivo apoiar empreendimentos que contribuam para o desenvolvimento do país, visando a melhoria da competitividade da economia brasileira e a elevação da qualidade de vida da sua população.

1960	66	23	11	100
1965	55	33	12	100
1970	21	69	10	100
1975	12	79	9	100
1980	1	90	9	100

Fonte: ANEEL

Com a presença estatal e seus elevados investimentos, foram criadas novas instituições setoriais para suportar a crescente demanda por energia elétrica. Destacam-se o Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, criado para centralizar o planejamento do setor elétrico; o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL para desenvolver tecnologias; e o Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI que pretendia assegurar o fornecimento de energia do país.

O sistema elétrico nacional podia ser considerado um sucesso ímpar no contexto dos países em desenvolvimento, tanto pela potência instalada do parque gerador, quanto pela extensão das linhas transmissão e do sistema de distribuição.

O que o país não contava, foram às mudanças referentes às regras para correção monetária dos empréstimos realizados com o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD) e com o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). Tal alteração tornou a dívida praticamente impagável.

A década 1980 a 1990, citada como “a decadência do setor elétrico”, por Lindolfo Ernesto Paixão ^{4/}, foi precedida pela segunda crise do petróleo e a explosão dos juros no mercado internacional. A recessão econômica aliada a uma série de planos econômicos mal sucedidos contribuiu para consolidar esse período.

⁴ Op. cit. Memórias do projeto RE-SEB pg. 45

Para combater a inflação, o governo passou a segurar reajustes de tarifas, reduzindo assim os resultados das distribuidoras que possuíam garantia de remuneração anual de 10% a 12% sobre seus investimentos. Com isso, elas passaram a ter direito a compensações, lançadas na CRC ^{5/}.

Sem disponibilidade de recursos, as empresas elétricas paralisaram os investimentos no parque gerador brasileiro, devido a problemas financeiros.

Tabela 2 - Brasil – Contas do setor público (%) do PIB e inflação (%)

ANO	Receita de impostos	Despesas com pessoal	Investimentos	Poupança Pública	Déficit Público	Inflação (INPC)
1980	24,70	6,30	2,30	2,20	6,70	99,70
1982	25,00	7,00	2,40	1,80	7,30	100,30
1984	21,40	5,50	1,90	0,80	3,00	209,10
1986	25,00	7,20	2,90	1,90	3,60	58,60
1988	21,70	7,60	1,20	-1,90	4,30	999,30

Fontes: IPEA e Banco Central

Diante desse cenário, ocorreu um novo racionamento, nas Regiões Nordeste e Sul do país, entre os anos 1985 e 1986. Ocorreram também blecautes por todo o país, sinalizando limitação da capacidade operativa das instalações existentes (Paixão, 2000).

As empresas do setor entraram em um processo de recessão grave. A Eletropaulo, alegando ter direito a restituição de valores sobre as tarifas que ficaram congeladas durante a crise econômica, deixou de pagar a CESP, que sem recursos suficientes, não repassou os valores devidos para Furnas, que por sua vez, era responsável pela venda da energia elétrica da UHE Itaipu. Sem receber o

⁵ CRC é uma conta de resultados a compensar criada para contabilizar os valores devidos às distribuidoras por força de lei e não repassados para tarifa.

pagamento de Furnas, a UHE Itaipu interrompeu o pagamento de sua dívida com a Eletrobrás, que ficou sem recursos para financiar as obras demandadas pelo setor elétrico (Paixão, 2000).

Isso provocou um calote generalizado no setor elétrico, que foi resolvido com o encontro de contas de 1993, promovido pela lei 8.631/93, conhecida como "Lei Eliseu Resende".

A década de 90, portanto, foi marcada pelo esgotamento da capacidade de geração de energia elétrica das hidrelétricas existentes, aquecimento da economia e pela escassez de recursos do governo federal. Esse movimento deu início ao processo de reestruturação do setor elétrico, cujo histórico se divide em 4 (quatro) momentos: (i) Projeto RE-SEB: que definiu as bases das mudanças iniciais, projetando o Novo Modelo; (ii) Crise do Racionamento: que demonstrou as fragilidades do modelo inicialmente projetado; (iii) Revitalização: processo empreendido no período pós-acionamento para correção das distorções iniciais; e (iv) Novíssimo Modelo: decorrente das mudanças propostas pelo Governo Federal – gestão 2003/2006. Todas essas etapas são comentadas nos próximos capítulos.

3. Projeto RE-SEB: O Novo Modelo

Na década de 90, para estruturar as bases da reforma setorial, o Governo Federal contratou a empresa Coopers & Lybrand. A proposta de reestruturação deveria ser pautada nas seguintes premissas: (i) assegurar a oferta de energia e a expansão do parque gerador; (ii) estimular o investimento e a modicidade tarifária; e (iii) maximizar a competição no setor.

Esse projeto, que recebeu o nome de Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro ou Projeto RE-SEB ⁶, apoiou-se em 4 (quatro) pilares.

O primeiro tratava da transmissão de energia elétrica. Diante das mudanças pretendidas, havia a necessidade de se estabelecer preços para suportar a ampliação da rede e a metodologia para o estabelecimento das tarifas do acesso. O segundo referia-se à possibilidade de prorrogação das concessões existentes e outorga de novas concessões mediante o estabelecimento de contratos de concessão que definissem requisitos, direitos e obrigação dos agentes. O terceiro pretendia introduzir o investidor privado no setor, com vistas a impedir a concentração de mercado e estimular o uso racional de energia. O quarto visava estruturar um órgão regulador independente para a regulação e fiscalização das atividades setoriais.

Para viabilizar tais objetivos, novos instrumentos e agentes foram introduzidos no setor elétrico, tendo sido criado um novo ordenamento jurídico-regulatório, composto, notadamente, das Leis nº 9.074/95, 9.427/96 e 9.648/98

⁶ Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, desenvolvido nos anos de 1996/1998, sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME). Documentos disponíveis no site: www.mme.gov.br.

e dos Decretos nº 1.717/95, 2.335/97 e 2.655/98. Essas normas legais previram, por exemplo, a criação de entidades setoriais independentes com funções diferenciadas, a possibilidade de consumidores de grande porte negociar energia elétrica de qualquer fornecedor, não estando mais adstritos à distribuidora local e a separação das atividades de distribuição, geração e transmissão, além da criação do comercializador.

As principais diferenças entre o modelo estatal anterior e o Novo Modelo competitivo podem ser assim resumidas:

Tabela 3 - Características do antigo e novo modelo

MODELO ANTIGO	NOVO MODELO
Financiamento através de recursos públicos e organismos multilaterais.	Financiamento através de recursos públicos (BNDES) e privados.
Empresas verticalizadas.	Empresas divididas por atividades: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização.
Empresas predominantemente estatal.	Abertura para empresas privadas.
Monopólio – Inexistência da competição.	Competição na geração e na comercialização.
Consumidores cativos.	Consumidores livres e cativos.
Tarifas reguladas.	Preços livremente negociados na geração e comercialização.

Fonte: (Paixão, 1999).

Dentre as mudanças destacadas, convém detalhar os aspectos voltados essencialmente à competição setorial, notadamente a criação das novas

instituições e dos agentes setoriais e o estabelecimento de um mercado de negociação de curto prazo (o chamado "mercado *spot*").

3.1. Novas instituições

○ Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A criação da ANEEL objetivou preencher a carência de um órgão setorial com autonomia para o exercício das atividades de regulação e fiscalização dos serviços de energia elétrica e para a solução dos conflitos setoriais. Foi atribuída à ANEEL a natureza jurídica de autarquia especial, o que permite ao órgão usufruir de relativa independência nos aspectos de autonomia decisória e financeira, visando agilidade nas suas iniciativas.

Dentre as atribuições da ANEEL, conforme previsto na lei de sua criação e no respectivo regulamento - Lei nº 9.427/96 e Decreto nº 2.335/97 - a agência, que assumiu também as funções do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), deve promover a proteção dos interesses dos consumidores e a coação de condutas anticompetitivas.

Neste contexto, as normas de regência da ANEEL destacam a necessidade da defesa da concorrência no setor elétrico, mediante regras para coibir a concentração de mercado, estabelecidas de forma articulada com a Secretaria de Direito Econômico (SDE).

○ Mercado Atacadista de Energia (MAE)

O MAE foi criado pela Lei nº 9.648/98 e regulamentado pelo Decreto nº 2.655/98 com a função de contabilizar e liquidar as transações de compra e

venda de energia elétrica no SIN ^{7/}. Para tanto, faziam parte do MAE os geradores, as distribuidoras, os comercializadores de energia e os grandes consumidores.

Na prática, a função primordial dessa entidade era realizar a contabilização da energia elétrica produzida e da contratada, de modo que a energia não contratada bilateralmente pudesse ser liquidada no mercado de curto prazo (mercado spot) ao preço determinado por um modelo matemático que representa as inter-relações do parque gerador no sistema elétrico interligado e é expresso através de um modelo computacional ^{8/}. Em face disso, os participantes do mercado passaram a realizar suas projeções de preços e eram estimulados a contratar bilateralmente por prazos mais longos, de modo que a competição intra setorial também pudesse conferir sustentabilidade a expansão do setor elétrico.

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

Criado nos termos da Lei nº 9.648/98 e regulamentado pelo Decreto nº 2.655/98, o ONS foi criado com o objetivo de **coordenar e controlar a operação** física das diversas usinas geradoras e dos sistemas de transmissão de energia elétrica componentes do SIN, assegurando, com isso, a otimização e o despacho centralizado da geração, o funcionamento cooperado do SIN e a expansão do sistema ao menor custo. Para tanto, fazem parte do ONS os

⁷ O Sistema Elétrico Interligado (SIN) consiste no sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil e é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários, conforme definição prevista nos Procedimentos de Rede do ONS (www.ons.org.br). Essa rede de transmissão é responsável pelas interligações dos sistemas elétricos em quase 98% do território nacional.

⁸ Trata-se do modelo computacional NEWAVE, modelo que precifica o risco de déficit, aprovado nos termos da Resolução ANEEL Nº. 334 de 29/08/2000 e no Procedimento de Mercado PM-PE.01 – 3.5 versão 1.

geradores, as distribuidoras, os importadores e os grandes consumidores conectados à rede básica ou cujas instalações podem nela influir.

Considerando tais atribuições, para que o ONS pudesse exercer o controle sistêmico, os proprietários dos sistemas de transporte fizeram uma cessão de direitos de controle operacional dos seus ativos para o ONS, mediante celebração de um Contrato de Prestação dos Serviços de Transmissão (CPST), que disciplina o ressarcimento dos serviços prestados por tais transmissores mediante pagamento de encargos que remunerem os custos e os investimentos realizados.

Para exercício de tais funções, a legislação aplicável, acima apontada, assegurou ao ONS independência de atuação, conferindo estabilidade ao mandato de sua diretoria.

3.2. Preço de Liquidação – O Mercado Spot

Como já comentado, o MAE foi criado para, dentre outras atividades, realizar o balanço das negociações de energia elétrica, de modo que a energia não contratada pudesse ser liquidado no mercado spot. Para tal efeito, foi estabelecida metodologia para se valorar e liquidar a energia não contratada com base no risco de não atender a demanda futura.

Esse preço, conhecido como *preço spot*, é calculado mensalmente, por meio de modelos matemáticos que definem o Custo Marginal de Operação – (CMO)⁹.

O CMO sofre forte influência da geração hidrelétrica do país, que depende fundamentalmente da ocorrência de chuvas, do nível de

⁹ O CMO é definido como o custo no qual se incorre para atender a um acréscimo unitário de demanda de energia no sistema, de acordo com as Regras de Mercado vigentes.

armazenamento dos reservatórios, da evolução prevista da demanda de energia e da disponibilidade atual e futura de usinas e também da operação das linhas de transmissão de energia elétrica.

Após apuração do CMO, o MAE divulgava o preço spot, segmentado em 3 (três) patamares de carga , leve, média e pesada, para as 4 (quatro) regiões geoeletricas do país (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste /Centro-Oeste).

O processo completo de cálculo do CMO envolve a utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP.

O NEWAVE é modelo de otimização utilizado no planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio, que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados obtidos são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de mais curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nesse modelo, faz-se a representação da carga em patamares e a consideração dos limites de interligação entre os subsistemas.

O DECOMP é modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), representando o primeiro mês em base semanal e vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio (primeira semana), dado o conjunto de informações disponível (carga, vazões,

disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE, etc).

O processo de apuração do preço spot envolve, portanto, o NEWAVE, que é processado para a realização de um estudo de avaliação energética, e, em seguida o DECOMP, que é processado com os dados de saída do NEWAVE semanalmente, considerando as realizações de energias afluentes (volume de afluições dos rios que abastecem os reservatórios das usinas hidrelétricas) até o mês anterior ao mês de interesse. Como resultados desse processamento, são obtidos os CMO para cada semana operativa (sábado a sábado), por patamar de carga e submercado.

O modelo que determina o custo marginal de expansão possui diversas qualidades, mas também sofre críticas. O maior problema apontado pelos agentes do setor elétrico é o excesso de volatilidade nos dados de saída. Para limitar a volatilidade dos preços, o Ministério de Minas e Energia determinou um preço mínimo e máximo, baseado nos custos de operação de Itaipu e no custo de geração da térmica mais cara do sistema interligado, respectivamente.

Esse fato expõe os agentes a um risco excessivo, pois o preço pode variar de uma semana para outra em mais de 27 vezes. Dessa forma, uma redução no volume de energia assegurada¹⁰ pode levar um gerador a graves problemas financeiros.

Propõe-se hoje uma revisão do modelo de determinação dos preços e até mesmo uma mudança radical, substituindo-o por um sistema que contabilizaria o preço em que os vendedores e compradores estariam

¹⁰ Energia Assegurada é a o volume determinado para cada gerador participante do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE como comercializável.

dispostos a negociar o volume disponível e não contratado do sistema. Essa metodologia já é utilizada em países do norte da Europa.

3.3 Agentes Setoriais

Para introdução da competição nas relações de compra e venda de energia elétrica era necessária a introdução de novos agentes setoriais que serviriam de contraponto à exclusividade de fornecimento das distribuidoras. Assim, por meio de alterações legais e regulatórias, notadamente com as Leis nº 9.074/95 e nº 9.648/98 e Decreto nº 2.003/96, foram criadas as figuras do consumidor livre e do produtor independente de energia elétrica.

A figura do produtor independente foi prevista inicialmente no Decreto nº 2.003/96, que, ao defini-lo, permitiu que esse concessionário comercializasse energia elétrica e também consumisse parte dela. Essa flexibilidade visou propiciar o investimento dos industriais brasileiros no setor elétrico, de modo que, além da venda de energia a outros agentes, essas empresas pudessem alocar parte da energia produzida nas próprias unidades consumidoras. É um conceito similar ao do autoprodutor, previsto no mesmo decreto, contudo, neste caso, a energia elétrica é utilizada prioritariamente para consumo próprio e o excedente comercializado.

A Lei nº 9.648/98 consolidou a livre comercialização e a figura do produtor independente. Nos termos de seu art. 15, estabeleceu que a licitação para a construção de novas plantas de geração poderia ocorrer pelo critério da menor tarifa do serviço a ser prestado, pelo maior valor ofertado pela outorga ou pela combinação desses 2 (dois) critérios. Nas licitações ocorridas na década de 90, seja no caso das privatizações ou de novas outorgas, o critério

de licitação pelo maior valor ofertado teve peso na composição da oferta a ser feita no leilão.

A norma legal mencionada previu ainda que, no caso de privatização de geradoras de serviço público, o regime de exploração poderia ser convertido para produção independente – também um atrativo para o setor privado, na medida em que, se mantido o regime original, a comercialização somente poderia ser realizada no mercado regulado.

Destaca-se que com a forte presença de grupos econômicos estrangeiros no controle acionário das concessões de distribuição – que também foram privatizadas nesse período - a entrada desses mesmos grupos no segmento de geração passou a ser estratégica para suprimento de suas distribuidoras. A comercialização entre empresas do mesmo grupo (o chamado *self dealing*) poderia beneficiar seus controladores. Diante dessa realidade, tornou-se importante o aperfeiçoamento da capacitação da ANEEL para monitoramento das estratégias de comercialização desses grandes grupos privados, antecipando e prevenindo eventuais participações cruzadas prejudiciais ao desenvolvimento da competição no setor.

Outra figura relevante para o mercado competitivo da comercialização foi a criação do consumidor livre, conforme arts. 15 e 16 da Lei n.º 9.074/95. Esse consumidor é aquele que, atendidos determinados requisitos de demanda e de tensão, pode adquirir energia elétrica de qualquer fornecedor do sistema interligado.

Essa possibilidade de livre negociação foi estruturada para acontecer de forma gradual, de modo que, à época da edição da lei, somente os consumidores com demanda superior a 10MW, atendidos em tensão de

fornecimento superior a 69kV, podiam adquirir energia elétrica em bases livremente negociadas e somente de produtores independentes. Já os novos consumidores, ou seja, conectados a partir da Lei n.º 9.074/95 – 08 de julho de 1995, independente da tensão de fornecimento, mas respeitado o requisito de demanda mínima de 3MW, já estavam autorizados a adquirir energia elétrica de qualquer fornecedor. Transcorridos 3 (três) anos da publicação da lei, ou seja, a partir de 08 de julho de 2000, os consumidores conectados antes da sua edição, respeitado o limite de tensão de fornecimento de 69kV e reduzida a demanda mínima para 3MW, passaram a ter o direito de adquirir energia elétrica de qualquer fornecedor. Esses limites poderiam ser reduzidos pelo Poder Concedente após 8 (oito) anos da edição da lei.

A forma utilizada para abertura do mercado, resultou em um tratamento não isonômico, pois consumidores com mesmas características, ligados em datas diferentes à rede de distribuição são tratados de forma diferente. Isto é, um consumidor com carga de 3MW ligado à rede antes de Julho de 1995 em um nível de tensão de 13,8 kV, não pode participar do mercado livre convencional. Caso ele fosse ligado à rede após essa data, seria a ele permitido participar desse mercado. Essa situação pode ser tratada como desequilíbrio econômico financeiro em determinados seguimentos comerciais.

Essa possibilidade de aquisição de energia elétrica de outro fornecedor também foi autorizada aos consumidores com demanda superior a 500kW, conectados em qualquer tensão, contudo, para esses agentes, o rol de vendedores foi restrito aos geradores a partir de fontes alternativas (biomassa, solar, eólica), pequenas centrais hidrelétricas e geradores com capacidade inferior a 1MW.

A restrição de participantes no mercado de fontes alternativas, fez com esse mercado não se desenvolvesse adequadamente. Isto é, a pouca penetração atingida até o momento não fomentou novos investimento nesse segmento.

Considerando que os empreendimentos de geração de pequeno porte, pela própria estrutura do negócio, não possuem conhecimento para gerenciar o risco do negócio e que as distribuidoras absorvem parte desse risco sem qualquer retorno financeiro, construiu-se um movimento contrário ao desenvolvimento desse mercado.

Uma vez que o consumidor precisa comprar energia de acordo com as necessidades de sua produção (sazonal) e o gerador precisa vender toda a energia disponível para rentabilizar adequadamente seu investimento, entende-se como necessário introduzir um agente nesse mercado para absorver e gerir o risco energético das partes.

Neste intuito, a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica – Abraceel vem propondo a participação dos comercializadores nesse segmento. Isto é, permiti-los a administrar carteiras de energia elétrica gerada por fontes incentivadas, com o qual os comercializadores já estão familiarizados pela atuação no mercado competitivo convencional.

Dessa forma os comercializadores poderiam fornecer contratos de compra de longo prazo aos geradores, viabilizando a construção de novos projetos, potencializando a política de incentivo a fontes alternativas gerando valor para os geradores e para os consumidores.

Os riscos do negócio seriam alocados às comercializadoras e o sistema poderia prever mecanismos de segurança para assegurar o lastro necessário

em energia incentivada para todas as operações, inclusive com a previsão de penalidades, eliminando os riscos hoje alocados no agente de distribuição.

Portanto a inclusão do agente comercializador no segmento de fontes alternativas pode agregar valor para o gerador, para o consumidor e contribuir para a redução do Custo Brasil em benefício da sociedade.

As condições dessa livre comercialização foi regulamentada pela Resolução ANEEL n.º 264/99 e do livre acesso aos sistemas elétricos – premissa fundamental para esses agentes – pela Resolução ANEEL nº 281/99.

3.4. Relações Contratuais

As relações contratuais nesse período, marcado por medidas de caráter transitório para a efetiva abertura do mercado ao setor competitivo, abrangeram contratos regulados (contratos iniciais), contratos livremente negociados (contratos bilaterais) e contratos que, embora com liberdade de negociação, possuem limites impostos pela regulação aplicável (contratos de *self-dealing*).

Essas diferentes modalidades de contratação surgiram durante a transição do antigo modelo estatal para o modelo competitivo parcialmente implantado.

Com a presença da competição no setor elétrico e a manutenção do mercado regulado, as relações comerciais passaram a ter grande importância. Dessa forma os contratos passaram a ser utilizados pelos agentes como instrumentos que visavam proteger as relações comerciais, da incompleta legislação, então existente no setor elétrico.

Para tanto surgiram contratos para suportar a relação comercial entre os agentes que atuam no ambiente competitivo, onde há oportunidade de negociar livremente as condições da contratação, e contratos para regular as relações comerciais entre os participantes do ambiente regulado, que devem seguir as normas estipuladas, visando basicamente, a modicidade tarifária e o tratamento isonômico dos consumidores não participantes do mercado livre.

- **Contratos Iniciais**

A introdução imediata da livre negociação no setor elétrico poderia provocar um choque nos preços da eletricidade, pois o custo médio de suprimento, repassado pelo gerador à distribuidora e dela para os consumidores finais, iria refletir os crescentes custos marginais de expansão do sistema.

Em face disso, com o objetivo de mitigar os efeitos de um possível choque tarifário no início da implantação do novo modelo, o Governo Federal estabeleceu um período de transição entre o mercado regulado e o competitivo por meio da celebração, entre geradores e distribuidores, de contratos regulados, os chamados *contratos iniciais*.

Para que as tarifas de energia fossem equivalentes ao custo de geração, foi necessária uma análise dos custos de transmissão para separação das tarifas, que até o momento eram consolidadas como um custo único.

O instrumento dos contratos iniciais teria a vantagem adicional de aumentar a rentabilidade dos ativos de geração a serem privatizados, pois os novos agentes privados teriam um fluxo garantido de receitas durante a sua vigência. Por outro lado, poderiam provocar o adiamento da possibilidade de

maior concorrência no segmento de suprimento de energia, uma vez que sua duração seria de 9 (nove) anos.

O volume de energia e potencia dos contratos iniciais foram determinados conforme Resolução nº 244 de 30 de julho de 1998:

“Art. 2º A energia assegurada das usinas hidrelétricas com motorização de base completa, para os anos de 1999 a 2002, deve ser considerada como igual a 95% (noventa e cinco por cento) da energia garantida calculada pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI e pelo Comitê Coordenador de Operações Norte Nordeste - CCON, exceto da Usina de ITAIPÚ.

Parágrafo único. A energia vinculada à potência contratada da Usina de ITAIPU pelas empresas distribuidoras deverá ser igual à energia garantida calculada pelo GCOI.

Art. 3º Na ocorrência de déficit no balanço de energia para o mercado total de qualquer dos sistemas interligados, serão analisadas as condições de atendimento energético do sistema. Havendo indicação de riscos de déficit inferiores a 5% (cinco por cento), o montante de energia a ser contratado poderá ser igualado às necessidades previstas no respectivo mercado.”

Neste sentido, vale esclarecer que a transitoriedade dessas contratações foi assim estabelecida: nos primeiros 5 (cinco) anos, isto é, até

2003, a competição no segmento de geração ficou restrita apenas à energia que fosse acrescida ao sistema pelos novos investimentos. Após essa data, a quantidade de energia dos contratos iniciais passaria a ser reduzida anualmente à razão de 25%, estimulando gradualmente a concorrência no segmento geração.

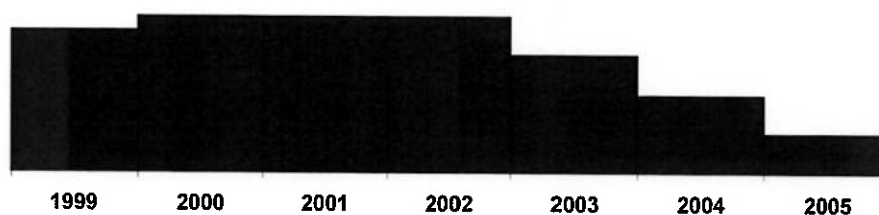


Figura 1 – Ilustração dos volumes dos contratos iniciais

Esses contratos, que têm seus preços fixados pela ANEEL conforme Resolução nº 143, de 09 de Junho de 1999 e Resolução nº 269 de 13/08/1998 entre outras, permitiram uma transição sem maiores problemas entre o regime anterior de preços administrados e o regime de preços estabelecidos livremente pelas negociações entre os agentes de mercado. O ano de 2005 é o último ano de vigência dessas contratações.

o **Contratos de Self Dealing**

A contratação entre partes relacionadas – geradoras ou comercializadoras e distribuidoras do mesmo grupo empresarial - recebeu a denominação de self dealing ou auto contratação.

Como já mencionado, o Governo Federal preocupou-se em estabelecer limites para tais contratos (30% da carga das distribuidoras), pois, como os geradores estabeleceram contratos a preços elevados, alavancando suas taxas de rentabilidade, o repasse do custo da energia elétrica para os consumidores

finais poderia resultar em uma elevação tarifária. A ANEEL, percebendo que essa atividade poderia afetar o princípio da modicidade tarifária, estabeleceu procedimentos e normas de contratação para limitar o repasse dos preços de venda da energia, provenientes de contratos de self dealing, para a tarifa do consumidor.

Apesar de esses contratos possuírem liberdade de condições comerciais, a ANEEL tinha o dever de homologar todas as transações.

- **Contratos Bilaterais**

Os contratos bilaterais foram criados para as transações de energia elétrica no ambiente competitivo. A contratação da geração de maneira competitiva seria efetivada com total liberdade de negociação, de modo que tanto os distribuidores quanto os consumidores pudessem gerenciar seus riscos de exposição conforme estratégia adotada por cada um. Os aspectos comerciais negociados bilateralmente vão desde a estruturação de preços até a arbitragem de volumes entre submercados, passando por negociações dos prazos de pagamentos e diversas modalidades de garantias contratuais.

Após a implementação do Novíssimo Modelo, diversos consumidores migraram para o mercado livre, atraídos pelos baixos preços da energia e da redução do risco regulatório promovido pelo detalhamento da regulação existente. Essa movimentação de consumidores aumentou a liquidez do mercado de energia elétrica que criou diversas estruturas de operações.

Para formalizar as operações estruturadas, de forma eficiente, os contratos bilaterais foram se adaptando e sendo desmembrados em diversas formas prevendo inclusive a comercialização de derivativos e futuros. Dessa

forma os contratos mais elaborados prevêm a inclusão de novas operações através da formalização de um anexo que possui a descrição das condições técnico - comerciais, pois as questões jurídicas já foram previstas no contrato.

Dentre os tipos de contratos bilaterais, descrevemos abaixo algumas modalidades praticadas pelo mercado:

Usualmente utilizado os contratos a termo referem-se a operações futuras de compra e venda em que uma parte se compromete a comprar e a outra a vender a energia a um determinado preço num período especificado. Seus termos não são padronizados, cabendo, portanto, às partes um acordo no ato da contratação, inclusive no que se refere às garantias. A liquidação financeira é feita na data futura do registro da energia. Normalmente, o mercado adota a terminologia "PPA – Purchase Power Agreement" para contratos de Longo Prazo e "Bilateral" para Curto Prazo.

As de curto prazo são formalizadas através de contratos de compra e venda de energia elétrica para períodos curtos, como a semana ou o mês em curso.

Já os contratos de opções servem para o consumidor como ferramenta de proteção contra os riscos de preço de mercado, já que conferem ao comprador um direito futuro, mas não uma obrigação, enquanto impõem ao vendedor a obrigação de concluir a negociação no futuro, caso o comprador resolva efetuar a sua opção. A opção de compra é o contrato que dá o direito ao detentor de comprar o ativo a um preço preestabelecido; Já a opção de venda: são contratos que dão o direito ao detentor de vender o ativo a um preço preestabelecido.

Os contratos de SWAP são contratos que permitem a troca de posições em energia elétrica entre duas empresas. Os Swaps podem ser temporais - trocando posições entre datas distintas - ou entre submercados. Nestes casos, pode existir até liquidação exclusivamente financeira entre as partes.

4. A Crise do Racionamento e a Revitalização Setorial

4.1. Precedentes da Crise

No ano de 2001 ocorreu uma grave crise de racionamento no setor elétrico, que resultou na adoção de medidas de restrição ao consumo. Muito se discutiu – e ainda se discute – quanto aos fatos geradores desse evento, sendo apontada como causa mais provável a incapacidade institucional e financeira do setor elétrico em realizar vultosos investimentos em geração na velocidade que o mercado demandou. Neste sentido, para melhor compreensão das origens do racionamento, faz-se necessário analisar como ocorreu a evolução da crise.

As reformas do setor elétrico descritas na tabela 3 não foram marcadas por passos coerentes e articuladas. Algumas medidas, tais como a privatização das empresas de distribuição, a expansão da transmissão de energia elétrica, a licitação de novas outorgas de geração, não foram implementadas por completo.

Por outro lado, o consumo de energia elétrica do país, tem se comportado diferente para cada segmento. A alteração da participação de cada setor no consumo de eletricidade, apresentado na tabela 4, contribuiu para alterar o comportamento horário da carga no sistema interligado. Esse comportamento passou a exigir novos investimentos na área de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, pois cada seguimento possui uma característica diferenciada de consumo.

Tabela 4 - Composição setorial do consumo de eletricidade (%)

IDENTIFICAÇÃO	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
CONSUMO FINAL (mil rep)	17529	18257	18711	19374	19813	20732	21474	22764	23871	25333	26394	27144	28589	26626	27884	29389
SETOR ENERGÉTICO	3,2	3,1	3,1	3,5	3,4	3,3	3,1	3,1	3,2	3,1	3,1	3,3	3,2	3,6	3,6	3,5
RESIDENCIAL	19,9	20,6	22,4	22,6	22,5	22,2	22,4	24,0	24,9	25,1	25,9	25,7	25,2	23,8	22,4	22,3
COMERCIAL	10,5	10,6	10,9	10,8	11,3	11,4	11,6	12,2	12,5	13,0	13,5	13,8	14,3	14,4	14,0	14,2
PÚBLICO	8,1	8,1	8,3	8,3	8,5	8,5	8,6	8,7	8,7	8,8	8,9	8,9	8,8	8,8	8,7	8,7
AGROPECUARIO	3,1	3,0	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,5	3,7	3,8	4,0	3,9	4,0	4,0	4,2
TRANSPORTES	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
INDUSTRIAL	54,7	53,9	51,6	51,0	50,6	50,8	50,5	48,0	46,7	46,0	44,4	43,9	44,2	45,0	47,1	46,9
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: MME (*Balanço Energético Nacional 2004*)

No período entre 1990 e 2000 a participação do consumo residencial passou de 22,4% para 25,2% enquanto o consumo industrial passou de 51,6% para 44,2%. Já o comportamento do segmento comercial passou de 10,9% para 14,3%.

A participação de cada segmento consumidor no setor elétrico foi motivada pela alteração de usos e costumes da população nesse período. Nota-se que o poder aquisitivo das classes de menor renda, o restabelecimento dos mecanismos de crédito na primeira fase do Plano Real, a expansão do número de shopping centers e à ampliação do horário de funcionamento dos estabelecimentos em geral, também contribuiu para que o consumidor residencial e comercial passasse a consumir mais energia em seu dia a dia.

Tabela 5 - Consumo residencial de eletricidade (%)

REGIÃO	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
NORTE	3,3	3,9	4,3	4,2	4,1	3,9	3,3	4,1	4,2	4,3	4,4	4,4	4,7	5,1	5,2	5,2
NORDESTE	12,3	13,6	14,4	13,8	13,3	12,8	13,3	14,1	14,3	14,2	14,7	14,7	14,3	14,8	15,8	16,6
SUDESTE	63,2	60,6	59,3	59,8	61,3	59,9	59,5	59,1	58,3	58,7	58,5	58,1	57,6	56,7	54,9	54,8
SUL	15,7	15,6	15,3	15,6	15,5	15,8	15,3	15,7	15,3	15,6	15,3	15,6	15,4	17,3	17,5	17,0
CENTRO-OESTE	6,3	6,2	6,4	6,5	6,4	6,6	6,8	7,0	7,3	7,1	7,3	7,2	7,3	7,2	7,4	7,4

Fonte: MME (*Balanço Energético Nacional 2004*)

A Tabela 5 demonstra uma maior participação do consumo residencial nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, que deve ter ocorrido pelo desenvolvimento sócio-econômico dessas regiões.

Entre os anos de 1995 e 2000, o consumo de energia elétrica nacional cresceu a taxa média de 4,5% a.a. e o crescimento médio do PIB foi de 2,6%, e o crescimento da capacidade instalada foi de 3,8% a.a., uma taxa inferior, portanto, ao aumento do consumo (Eletrobrás).

Note-se que, enquanto o crescimento da capacidade instalada do sistema sofria uma redução de 4,8% a.a. para 3,3% a.a. entre os anos 80 e 90, a taxa de crescimento do consumo passava de 5,9% a.a. para 4,1% a.a.. Pode-se afirmar que o sistema conviveu com uma situação de esgotamento da capacidade ociosa existente, ocasionada por projetos realizados nos períodos anteriores e que anteciparam as necessidades de crescimento da demanda.(MME)

O Plano Decenal de Expansão 2000-2009, já alertava para o risco de déficit no horizonte dos anos 2001-2002, principalmente nas regiões Sudeste/Centro Oeste e Nordeste. Tendo em vista que o sistema operava, em 1999, com uma capacidade nominal instalada de 63,9 GW e a projeção era de um crescimento médio do consumo de 5,5% a.a., no período 1999-2004, seriam necessários aproximadamente 85 GW instalados para manter a situação até o final de 2003 (Eletrobrás).

Entretanto, já nesse período, existiam atrasos no programa de expansão das bases hidrelétrica e térmica. Do programa indicativo de licitação de usinas de geração hidrelétrica para 2000-2001, previsto em 9,587 GW de capacidade instalada, só 2,183 GW foram licitadas, sendo que boa parte dessas licitações

ocorreram somente em 30 de novembro de 2000. No que se refere ao programa de expansão de usinas térmicas, as complicações decorreram da incerteza com relação ao fornecimento do gás, resultando em uma relativa paralisia nas decisões de investimento.

4.2. Programa Emergencial

Diante da iminência de problemas no fornecimento de energia elétrica para os anos de 2001 a 2003, em especial na Região Sudeste, o Governo Federal criou um plano emergencial de estímulo à construção de usinas termelétricas identificáveis como prioritárias pelo MME

Assim, por meio da ação articulada entre o MME, a ANEEL, a Petrobrás e o BNDES, foram estabelecido um conjunto de ações que viabilizaria a construção emergencial de 49 (quarenta e nove) usinas térmicas, que acresceriam aproximadamente 17 GW ao sistema - isso significava a ampliação de quase 25% da capacidade nacional instalada de geração de energia elétrica.

Esse programa emergencial, que foi chamado Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT e instituído pelo Decreto no 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, compreendeu, dentre outras, as seguintes medidas: (i) redução do preço médio do gás natural destinado à geração termelétrica em níveis inferiores aos cobrados dos demais consumidores; (ii) definição de contratos bilaterais de 20 (vinte) anos entre a Gaspetro e as térmicas com *take or pay*¹¹ e

¹¹ *Take or Pay* é a expressão utilizada quando há condições estabelecidas em contratos de compra de um produto, em que o comprador é obrigado a pagar um volume mínimo do produto mesmo que o mesmo não tenha sido utilizado.

*ship or pay*¹² mais flexíveis; (iii) financiamento do BNDES para as térmicas prioritárias de até 80% do valor do empreendimento com juros subsidiados para a aquisição dos equipamentos; (iv) definição de valor normativo para venda da energia gerada com correção baseada no IGPM no custo do combustível e no câmbio; e (v) compensação financeira para incentivar a antecipação de operação das usinas.

Apesar dos incentivos propostos, a resposta da iniciativa privada não correspondeu às expectativas do Governo Federal. As medidas adotadas não estimularam os empresários a participarem do PPT, pois, na visão destes, seriam necessárias, adicionalmente, as seguintes garantias: (i) indexação do valor normativo à variação do dólar; (ii) venda da energia gerada na proporção definida nos contratos com a Gaspetro para *take or pay* ou *ship or pay*; e (iii) redução dos prazos contratuais de fornecimento de gás. Essas reivindicações visavam proteger possíveis descasamentos financeiros durante o período de contratação.

Em paralelo foi adotado um programa de estímulo à geração de pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Apesar dos projetos poderem contar com o suporte financeiro do BNDES, o programa encontrou diversos obstáculos legais para viabilizar tal financiamento, apesar de ser um programa de pequena dimensão.

4.3 A Crise

A despeito das medidas adotadas, os reservatórios das principais hidrelétricas que abastecem a Região Sudeste atingiram 31% de sua

¹² *Ship or Pay* é a expressão utilizada quando há condições estabelecidas em contratos de transporte de qualquer produto, que o contratante é obrigado a pagar pelo serviço mesmo que o mesmo não tenha sido utilizado.

capacidade no mês de janeiro de 2000, criando uma dependência de fatores aleatórios (como o aumento das chuvas) para evitar efeitos indesejáveis de um racionamento no centro econômico do país.

Diante disso, evidenciou-se a necessidade da busca de novas soluções emergenciais de curto prazo, o que iria requerer a adoção articulada de um conjunto de políticas nos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo, que propiciassem soluções permanentes pelo lado da oferta e da demanda de energia elétrica e também que fossem capazes de estimular a iniciativa privada para a realização dos investimentos de geração e de transmissão de energia elétrica.

Ocorre que, além da expansão da base de geração, seria necessário eliminar as restrições de transmissão de energia elétrica, o que permitiria um melhor intercâmbio de energia elétrica no país, bem como o aumento da importação da energia dos países vizinhos. Essas obras, no entanto, demandariam tempo.

Diante do cenário inevitável de racionamento, haja vista que, a partir de maio de 2001, iniciou-se o período seco e os reservatórios das usinas estavam bastante deplecionados, o Governo Federal adotou medidas emergenciais para a retração do consumo. Para tanto, nos termos da Medida Provisória nº 2.198/03, de 29 de maio de 2001, foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE) com o objetivo de propor e implementar as medidas e assim, evitar interrupções intempestivas no suprimento.

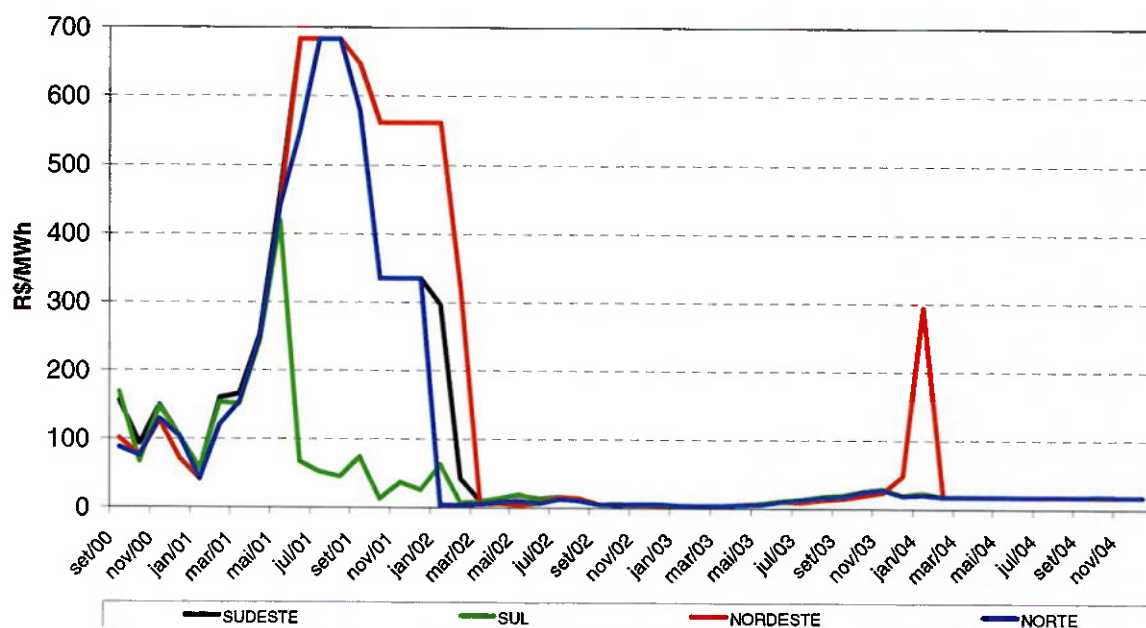
As medidas propostas para se evitar o racionamento – notadamente a redução de consumo – produziram resultados positivos. A sociedade brasileira, ciente dos riscos da ausência de energia elétrica, respondeu bem a tais

medidas, tendo havido, inclusive, uma conscientização quanto o uso adequado da energia.

Neste contexto, cabe destacar 2 (duas) questões relevantes, que surgiram no período do racionamento e que afetaram as finanças das distribuidoras e dos geradores. Primeiramente, em face da conscientização da população, quanto ao desperdício da energia elétrica durante o racionamento, que não houve a retomada do consumo nas bases anteriores no período pós-acionamento, vale dizer, a população e as próprias indústrias deram continuidade às medidas eficientes de consumo da energia elétrica. Isso resultou em perda de receita financeira das distribuidoras (Jabur, 2001). Esse desequilíbrio financeiro foi posteriormente compensado com a revisão tarifária extraordinária comentada a seguir.

Por outro lado, as distribuidoras, em face dos contratos de suprimento celebrados, tinham a possibilidade de se tornar grandes credoras das geradoras no âmbito do MAE (atual CCEE). Como os geradores não possuíam água nos reservatórios para produzir o volume de energia vendido às distribuidoras, seria necessário que esse déficit de energia fosse liquidado no mercado de curto prazo. Este desequilíbrio produziu efeitos imediatos no âmbito do MAE com a elevação do preço spot. Os distribuidores, por sua vez, estariam em posições superavitárias.

PREÇOS DE LIQUIDAÇÃO - 2000 A 2004



Fonte: CCEE

Figura 2: Histórico do preço de liquidação das diferenças

Essa situação fez com que os geradores perdessem a capacidade de honrar seus pagamentos, enquanto as distribuidoras poderiam sofrer uma redução significativa em sua receita mensal, com conseqüentes problemas para administração de seu fluxo de caixa, isto é, o pagamento dos contratos de fornecimento de energia com os geradores.

Para se evitar um colapso nas relações de suprimento, o Governo Federal interveio na questão e iniciou tratativas com geradoras e distribuidoras, o que resultou no chamado *Acordo Geral do Setor Elétrico*. Tal intervenção federal foi devidamente justificada no Relatório de Revitalização nº 04 ¹³:

¹³ Documento institucional, elaborado no âmbito do chamado Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, criado conforme Resolução GCE nº 18/01.

“Com o evento do racionamento surgiram controvérsias entre os agentes quanto à forma de aplicação de determinadas cláusulas contratuais entre geradoras e distribuidoras e do princípio de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, Além disto, as empresas passaram a viver uma grave crise de liquidez e prejuízos operacionais. O encaminhamento do assunto à Justiça traria o risco concreto de batalhas judiciais prolongadas, cuja consequência poderia ser uma crise de inadimplência e a paralisia geral do setor, podendo envolver cerca de 80 empresas de geração e distribuição. A motivação principal para a promoção de um acordo foi, portanto a de evitar consequências danosas para a economia do País que resultariam de um “travamento” do setor”.

As bases desse acordo, a seguir abordadas, constou na Medida Provisória n.º 14/2001, posteriormente convertida na Lei n.º 10.438/02. De acordo com o art. 4º da norma legal mencionada, as distribuidoras, como nada receberam no âmbito dos contratos celebrados com as geradoras, teriam direito à Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), mecanismo criado para recompor o desequilíbrio econômico-financeiro dessas concessionárias. Referido mecanismo foi implementado por meio de *tarifa de fornecimento* tendo sido estabelecidos os percentuais de até 2,9% para consumidores das classes rural, residencial e iluminação pública e de até 7,9% para os demais consumidores (cf. §1º do art. 4º da Lei nº 10.438/04). Esses percentuais, incorporados nas tarifas mencionadas, são pagos pelos consumidores cativos e incidem sobre os montantes consumidos.

Além disso, o art. 2º da mesma norma legal limitou em R\$ 49,26/MWh o custo da energia livre para as empresas geradoras e distribuidoras, devendo a diferença em relação ao preço spot, então vigente, (que chegou a R\$ 680,00), ser transferida ao consumidor, cobrado pelas empresas distribuidoras até aproximadamente final de 2007 através da RTE.

Como a RTE não foi prevista nas tarifas dos consumidores livres, a migração desses consumidores para o mercado competitivo resultou em um passivo nas contas das distribuidoras que tiveram que pagar os respectivos valores para o BNDES.

Entretanto a alocação desses valores nas tarifas dos consumidores cativos não seria justo. Como as distribuidoras possuem remuneração garantia, pelo contrato de concessão, esses valores devem ser repassados para os consumidores. Já os consumidores livres, entendem que não podem ser cobrados desses valores de forma retroativa, pois causaria um desequilíbrio econômico em suas atividades.

Dessa forma, o assunto ainda está sendo discutido entre o órgão regulador e os agentes de mercado.

4.4. A Revitalização Setorial

Além das questões financeiras, o racionamento produziu efeitos sobre as bases institucionais do setor elétrico brasileiro, pois passaram a ser questionadas as regras e condições dessa competição setorial. Nesse período, para corrigir os aspectos entendidos como imperfeitos no modelo então vigente, foi criado o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico. Esse Comitê, instituído nos termos da Resolução nº 18/01, tinha por finalidade buscar

soluções que preservassem os pilares básicos de funcionamento do modelo setorial então vigente: a competição setorial e a expansão dos investimentos privados.

Contudo, pode-se dizer que a revitalização setorial resultou em uma segunda revisão do modelo institucional do setor elétrico brasileiro, tendo produzido modificações relevantes nas bases legais então vigentes, notadamente com as Leis nº 10.438/02 e nº 10.607/02. Das medidas propostas por esse Comitê de Revitalização, apresentadas em 4 (quatro) relatórios institucionais ¹⁴/, cumpre destacar:

- (a) o estabelecimento de restrições para a atividade de compra da distribuidora: para a compra de energia elétrica passou a ser necessário realizar processo licitatório e, no caso de aquisição de empresa geradora ou comercializadora pertencente ao mesmo grupo empresarial, essa compra ficou limitada a 30% (trinta por cento).
- (b) o estabelecimento de restrições para a atividade de venda das geradoras estatais: as geradoras sob controle estatal também passaram a ser obrigadas a observar processos licitatórios na venda de sua energia a consumidores finais;
- (c) o estabelecimento de programas de universalização: a nova legislação introduziu a premissa de atendimento a consumidores com baixo poder aquisitivo sem qualquer ônus;
- (d) o estabelecimento da separação dos custos relativos ao fio e à energia na tarifa: previu-se a necessidade de segmentação desses custos para maior transparência setorial; dentre outros.

¹⁴ Disponibilizados no site do MME (www.mme.gov.br).

De acordo com o Relatório de Progresso nº 04, a revitalização setorial conclui com o aperfeiçoamento institucional do setor elétrico:

“Os Relatórios de Progresso recomendaram o fortalecimento das equipes técnicas e da estrutura organizacional do MME, para que o mesmo possa exercer também seu papel de formulação de política energética, em sintonia com o CNPE, e de elaboração dos Planos Decenais de Expansão da geração e transmissão, através do CCPE.”

Tais medidas, implementadas no último ano da gestão presidencial de 1998/2002, já indicaram a necessidade de tratamento diferenciado entre a energia elétrica negociada no mercado livre e aquele que serve para atendimento do mercado regulado. Com a eleição presidencial de 2003, as discussões quanto aos rumos da política do setor elétrico para os próximos anos, notadamente com relação aos mercados regulado e livre, tiveram continuidade. Essas discussões resultaram na edição de nova legislação que deu suporte para o chamado *novíssimo modelo* a seguir abordado.

5. O Novíssimo Modelo

Após o Projeto RE-SEB e a revitalização setorial, mais uma proposta de modificação das bases do modelo até então vigente foi apresentada com o novo Governo Federal (gestão 2003/2006). Em julho e dezembro de 2003 foram publicados, respectivamente, os seguintes documentos: *Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico* e *Relatório do Modelo Institucional do Setor Elétrico*. Os pilares da reestruturação proposta nesses documentos são os seguintes: garantia da segurança de suprimento de energia elétrica, incremento a modicidade tarifária e inserção social no setor elétrico por meio da universalização do atendimento..

Diversas medidas, a seguir destacadas, foram estabelecidas para a implantação do modelo pretendido, tendo resultado na edição de um novo arcabouço jurídico-regulatório, a saber: Leis nº 10.847/04 e nº 10.848/04 e Decretos nº 5.163/04, 5.175/04, 5.177/04 e 5.184/04.

Tais normas estabeleceram a criação de 2 (dois) ambientes de contratação, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACR compreende a contratação de energia para atendimento aos consumidores cativos por meio de contratos regulados com as distribuidoras, visando assegurar a modicidade tarifária. Já no ACL ocorrem as contratações de energia para atendimento a consumidores livres por intermédio de contratos livremente negociados.

Foram criados também novos agentes/comitês institucionais. A Empresa de Pesquisa Energética – EPE foi instituída com o objetivo de desenvolver

estudos de planejamento energético. Já o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE foi criado com a função de avaliar permanentemente a segurança de suprimento, monitorando o não-cumprimento do cronograma de construção de empreendimentos, condições hidrológicas excepcionalmente adversas e aumentos imprevistos do consumo. Essas entidades, portanto, passaram a ser responsáveis por ações de planejamento de longo (20 anos) e médio (10 anos) prazos.

Conforme previsto na Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico, nas instituições já existentes, houve a sucessão do MAE pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Na realidade, verifica-se que não houve grandes mudança institucionais, com a supressão ou o acréscimo de competências. A nova entidade somente assumiu as funções já exercidas pelo antigo MAE e agregou a responsabilidade de contabilização do Mecanismo de Sobras e Déficits - MCSD¹⁵.

Quanto à expansão do parque gerador brasileiro, o Poder Concedente (União) retomou a responsabilidade pela licitação de novos projetos, hidrelétricos e/ou termelétricos, definidos a partir de estudos da Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Para maior segurança dos investidores participantes dessas licitações, definiu-se que os projetos hidrelétricos oferecidos já devem ter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica. A nova legislação criou ainda a possibilidade de

¹⁵ O MCSD é aplicado para compensar excedente ou déficit entre distribuidoras em caso de migração de consumidores potencialmente livres para o segmento de consumidores livres; variação do mercado consumidor de energia das empresas; e existência de contratos anteriores ao modelo atual para o repasse dessa energia entre as concessionárias. Existe um regulamento da ANEEL que estabelece os critérios para que as distribuidoras com eventuais sobras ou déficits no volume de energia contratada possam repassar o excedente ou receber de outras distribuidoras parte da energia necessária ao cumprimento das exigências de contratação.

licitação dos novos projetos juntamente com a contratação da energia elétrica, de modo que o licitante vencedor já teria garantido seu fluxo de caixa futuro.

Desse modo, no que se refere à contratação de energia nova, a expansão da carga deve ser atendida por geração nova, a qual deve ser implementada por licitações com 5 (cinco) e 3 (três) anos de antecedência em relação ao ano de realização do mercado. Frise-se que o objetivo dessas medidas é permitir que os distribuidores gerenciem de forma eficiente as incertezas relacionadas à evolução da demanda.

No âmbito da distribuição, as regras de comercialização tornaram-se mais restritas, uma vez que foi eliminada a possibilidade de negociação com consumidores livres. Foram previstos instrumentos de gestão de riscos e incertezas associadas à previsão da demanda desses distribuidores para seu consumo regulado, tais como a contratação de ajustes no ACL, a recontração de energia existente nos leilões anuais e o recebimento ou a transferência, sem custos excedentes de contratos de energia de outros distribuidores.

Também para mitigação do risco das distribuidoras, que somente pode adquirir sua energia em leilões públicos e somente para fornecimento ao mercado regulado, passou a ser exigido de seus consumidores declarações de previsão de carga e, no caso de retorno de consumidor livre, aviso prévio com 5 (cinco) anos de antecedência.

As licitações para a contratação de energia pelas distribuidoras, que ocorrem no ACR, são conduzidas pela ANEEL e tem seu preço teto definido pelo MME com base em estudos da EPE.

No caso da contratação com 5 (cinco) anos de antecedência, os contratos regulados têm duração de 15 (quinze) a 35 (trinta e cinco) anos e o repasse de preço às tarifas é integral para todo o prazo contratual.

Já na contratação com 3 (três) anos de antecedência, o preço teto é fixado levando em conta os projetos com prazo de maturação de até 3 (três) anos e o volume de energia permitida de contratação está limitado a 3% (três) da carga de cada distribuidora. Para o atendimento das necessidades superiores a esse limite, devem ser celebrados contratos bilaterais de ajuste, por meio de leilão público e com antecedência de até 2 (dois) anos e duração máxima também de 2 (dois) anos. O repasse dos preços desses contratos às tarifas de fornecimento será pelo valor mínimo entre o preço contratado e o valor de referência ¹⁶/ calculado no ano corrente pela ANEEL.

As regras acima aplicam-se sobretudo para a aquisição da energia nova. Já para a contratação da energia existente, os contratos devem ter duração de 3 (três) a 15 (quinze) anos e os preços obtidos nos leilões são integralmente repassados à tarifa. O início de suprimento, nesse caso, é imediato.

As garantias dos contratos negociados no ACR são bilaterais e constituídas, fundamentalmente, por recebíveis da distribuidora, formalizados através do Contrato de Constituição de Garantias.

A despeito de tais regras, mesmo no ACR, há certa flexibilidade para a contratação da chamada *geração distribuída*. De acordo com as regras da Lei nº 10.848/04 e do Decreto nº 5.163/04, essa contratação pode ocorrer através de uma chamada pública promovida pela própria distribuidora e os custos dessa aquisição também podem ser repassados integralmente às tarifas.

¹⁶ O valor de referência é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia em leilão, criado como um mecanismo de limite de repasse de custos às tarifas.

Como se vê, inúmeras regras de contratação foram estabelecidas para as distribuidoras, devendo os ganhos, as perdas e as penalidades decorrentes dos desvios contratuais dos distribuidores serem conciliados anualmente, absorvendo os efeitos da sazonalidade do consumo que possam se compensar.

Mas não só as distribuidoras passaram a sujeitar-se a regras mais restritivas. Também no ACL foram introduzidas regras para maior confiabilidade da comercialização, uma vez que a legislação – Lei nº 10.848/04 e Decreto nº 5.163/04 – passou a exigir mais precisão no lastro¹⁷ da energia elétrica comercializada. Neste sentido, foram introduzidas penalidades por falta de lastro para comercializadores e consumidores livres nos caso de subcontratação. Nessa hipótese, a sanção aplicável é baseada no valor máximo entre PLD (preço de liquidação de diferenças ¹⁸/) e a tarifa VR vigente no ACR. Nos casos de sobrecontratação, a diferença será valorada pelo PLD e liquidada financeiramente. Os valores arrecadados com a aplicação de penalidades devem ser revertidos para a modicidade tarifária.

A desverticalização das atividades setoriais também faz parte da espinha dorsal desse modelo, com vistas a evitar a contaminação na formação dos custos e da base de remuneração de cada atividade. Essa preocupação decorre da necessidade de se identificar a base de remuneração e recursos aplicados nas concessões de serviço público, que não devem se confundir com recursos aplicados nas atividades competitivas para que não seja

¹⁷ Lastro de energia é o termo utilizado pelo mercado para determinar o nível de exposição entre o volume dos contratos de venda de energia adicionado ao volume consumido, quando houver, subtraído dos contratos de compra de energia.

¹⁸ Nova terminologia para o antigo preço spot do período do MAE.

comprometida a expansão e a melhoria dos serviços concedidos. Com isso, a distribuidora não pode mais atuar nos segmentos da geração e da transmissão.

Lembre-se que a proibição do exercício das atividades de comercialização no ACL também decorreu desse entendimento, pois a tarifa do consumidor cativo não poderia ser contaminada por custos decorrentes da livre negociação. A atividade do distribuidor ficou restrita ao fornecimento de energia elétrica aos consumidores cativos e prestação do serviço do fio a todos eles – sejam consumidores livres ou cativos ou ainda geradores. Para tanto, neste caso, a distribuidora é remunerada pelos Encargos de Uso e de Conexão dos Sistemas de Distribuição.

Aliás, a questão tarifária também é muito relevante no contexto do novíssimo modelo setorial, tema que será abordado no capítulo 5 adiante.

Finalmente, especificamente com relação ao consumidor livre, verifica-se que a proposta do Governo Federal era permitir que todos aqueles atendidos em qualquer tensão, mesmo que conectados antes de 08 de julho de 1995, mas desde que com carga mínima de 3 MW, pudessem migrar para o mercado livre. Essa medida, conforme Proposta do Novo Modelo Setorial ¹⁹/ objetivava aumentar ainda mais a competição no setor e foi expressamente positivada pelo Decreto n.º 5.163/04, nos seguintes termos:

“Art. 1º (...)

X – consumidor livre é aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995;

¹⁹ Conformem item 3.3 do Capítulo 3 desse relatório.

XI – consumidor potencialmente livre é aquele que, atendido em qualquer tensão, não tenha exercido a opção de compra, a despeito de as condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995;”

Denota-se claramente que, a par de outras medidas governamentais que, ao buscar equilibrar as relações tarifárias afetaram negativamente a possibilidade de competição no setor elétrico brasileiro, a possibilidade introduzida pelo Decreto n.º 5.163/04 buscou ampliar o mercado de consumidores livres aptos a adquirir energia elétrica de qualquer fornecedor e, com isso, propiciar o aumento da competitividade intra-setorial.

Contudo, a redução do limite de tensão mínima, mesmo tendo sido realizada dentro dos limites da Lei n.º 9074/95, que permite ao Poder Concedente implementar tal redução, e amplamente divulgada pelo Ministério de Minas e de Energia – MME, por meio do Relatório do Novo Modelo, foi subitamente revogada pelo Decreto n.º 5.249/04, que eliminou a possibilidade dos consumidores A4, ligados a rede antes de julho de 1995, ingressarem no mercado da livre negociação de energia elétrica. Novamente, a atividade competitiva no setor elétrico brasileiro foi afetada.

Essa revogação súbita ocorreu, sobretudo, pela pressão dos agentes setoriais afetados pela redução da competição (distribuidores), os quais defenderam que tal liberação poderia ocorrer somente após o realinhamento tarifário proposto após o período do racionamento, de maneira a se manter o equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras. Sem prejuízo das alegações

formuladas, é certo que a introdução de tal medida e posterior revogação provocou momentânea insegurança no mercado.

6. Aspectos Tarifários - Encargos Setoriais e Tributos

A evolução da questão tarifária, compreendendo os encargos setoriais e tributos nela contemplados, é relevante para a identificação dos impactos na competitividade de cada segmento setorial. Ao longo do tempo, a legislação setorial estabeleceu a metodologia das tarifas de fornecimento e, com o livre acesso e a criação dos contratos de uso e de conexão, determinou as diretrizes para o cálculo das tarifas de uso dos sistemas elétricos.

Historicamente, com relação às tarifas de fornecimento, observa-se que a metodologia utilizada conferia descontos tarifários especiais para determinadas classes de consumidores, como os consumidores rurais e os consumidores classificados como baixa renda por exemplo. No entanto, uma avaliação mais detida dessa metodologia indica a existência de outro tipo de 'desconto tarifário', que se dá de forma implícita, concedido a determinadas classes consumidoras em detrimento de outras.

Esse 'desconto' decorre na verdade do mecanismo tarifário concebido na década de 80, que agrupava os consumidores em 2 (dois) grandes segmentos: (i) Grupo A, que atende consumidores ligados em tensão igual ou superior a 2.300 volts com 3 (três) tipos de tarifas de fornecimento - azul, verde e convencional; e (ii) Grupo B, que atende os consumidores ligados em tensão inferior a 2.300 volts com um tipo de tarifa apenas.

As tarifas azul e verde são ditas horosazonais, pois dependem da utilização da energia elétrica e da demanda de potência ao longo do dia e dos períodos do ano. A tarifa azul tem 2 (dois) postos tarifários para a tarifa de demanda (horário de ponta e fora da ponta) e 4 (quatro) postos tarifários para a

tarifa de energia, que são divididos em consumo no horário de ponta para período seco e úmido e consumo no horário fora de ponta para os mesmos períodos hidrológicos. A tarifa verde tem 1 (um) posto tarifário para a demanda de potência e os mesmos 4 (quatro) postos tarifários para o consumo. Já a tarifa convencional é definida para aplicação de uma tarifa única de energia elétrica e outra de demanda de potência, independentes das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A estrutura de tarifa horosazonal, estimula o uso racional das redes de distribuição por parte dos consumidores, uma vez que sinalizam o período de horas do dia e em que período do ano o custo de fornecimento de energia elétrica é mais elevado.

Para o Grupo B (baixa tensão), as tarifas são agrupadas em 4 (quatro) subgrupos, a saber: B1 – residencial, B2 – rural, B3 – outras classes e B4 – iluminação pública. Estas tarifas, denominadas monômias, são definidas para aplicação de 1 (um) valor sob o consumo de energia elétrica, assim não possuem qualquer tipo de sinalização de uso racional de energia, deixando com que os consumidores façam uso do sistema elétrico nos momentos mais críticos de operação do sistema, podendo ocasionar a necessidade de investimentos adicionais em capacidade que são refletidos, por sua vez, nas tarifas de fornecimento, suprimento e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

A principal parcela da tarifa de fornecimento das unidades consumidoras conectadas em alta tensão está associada ao custo da energia e no caso das unidades consumidores conectados em níveis de tensão mais baixos, predomina o custo da rede de distribuição. Isso se deve basicamente a dois fatores: maior extensão física do sistema elétrico para atender a consumidores

conectados na baixa tensão e maior responsabilidade desse tipo de unidade consumidora na expansão da capacidade de transporte da rede de distribuição, uma vez que esses consumidores formam a ponta do sistema²⁰.

O consumo residencial é fortemente influenciado pela carga de eletrodomésticos, iluminação e chuveiros elétricos que são ligados com maior frequência, próximo ao anoitecer. Caso não houvesse diferenças tarifárias para o horário de ponta, o sistema estaria sobrecarregado, pois os consumidores industriais reduzem o consumo fortemente nesse período, forçado pelas altas tarifas de transporte.

Os consumidores livres não pagam tarifas de fornecimento, mas a denominada TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, no caso de acesso à rede de distribuição, e TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, quando o consumidor está ligado à rede básica. Essas tarifas têm 2 (dois) postos tarifários, o horário de ponta e o fora da ponta, que são relacionados à potência e um posto tarifário relacionado ao consumo. Esse posto tarifário visa exclusivamente recolher os encargos referentes ao consumo através das distribuidoras, que servem de repassadores de valores para as entidades pertinentes. Tais encargos, chamados *encargos setoriais*, juntamente com os tributos incidentes, representam parcela significativa dessas tarifas, sobretudo no caso da TUSD. No que se refere à energia, os consumidores livres podem negociá-la livremente no ACL, onde os períodos horários se dividem em 3 (três) patamares de carga nomeados pesado, leve e médio e divididos conforme segue na figura abaixo:

²⁰ O horário de ponta do sistema, que também é conhecido como "horário de pico", é o período em que mais se consome energia. Este alto consumo não chega normalmente a sobrecarregar o sistema de fornecimento, mas pode, em momentos extremos, causar problemas.

Tabela 6 - Definição dos Patamares de Carga

Dia útil			Domingos e Feriados		
Hora Início	Hora Fim	Patamares	Hora Início	Hora Fim	Patamares
00:00	01:00	Leve	00:00	01:00	Leve
01:00	02:00	Leve	01:00	02:00	Leve
02:00	03:00	Leve	02:00	03:00	Leve
03:00	04:00	Leve	03:00	04:00	Leve
04:00	05:00	Leve	04:00	05:00	Leve
05:00	06:00	Leve	05:00	06:00	Leve
06:00	07:00	Leve	06:00	07:00	Leve
07:00	08:00	Médio	07:00	08:00	Leve
08:00	09:00	Médio	08:00	09:00	Leve
09:00	10:00	Médio	09:00	10:00	Leve
10:00	11:00	Médio	10:00	11:00	Leve
11:00	12:00	Médio	11:00	12:00	Leve
12:00	13:00	Médio	12:00	13:00	Leve
13:00	14:00	Médio	13:00	14:00	Leve
14:00	15:00	Médio	14:00	15:00	Leve
15:00	16:00	Médio	15:00	16:00	Leve
16:00	17:00	Médio	16:00	17:00	Leve
17:00	18:00	Médio	17:00	18:00	Leve
18:00	19:00	Médio	18:00	19:00	Médio
19:00	20:00	Pesado	19:00	20:00	Médio
20:00	21:00	Pesado	20:00	21:00	Médio
21:00	22:00	Pesado	21:00	22:00	Médio
22:00	23:00	Médio	22:00	23:00	Médio
23:00	00:00	Médio	23:00	00:00	Leve

Fonte: ONS

6.1. Subsídio Cruzado e Realinhamento Tarifário

No contexto tarifário, muito se discute quando aos subsídios cruzados decorrentes da aplicação da metodologia acima comentada. Desde os anos 70, houve uma despreocupação no aspecto de ajustar as tarifas para cada nível de tensão de acordo com o custo do serviço. Essa desproporção causada pela alteração da participação de cada seguimento na carga ao longo do tempo foi percebida em meados dos anos 80.

Dessa forma consumidores industriais conectados na baixa e média tensão, passaram a contribuir para formar a ponta do sistema e aumentar as perdas do sistema, pois elas aumentam com a redução da tensão de

fornecimento. Essa situação passou a exigir grandes investimentos para aumentar a capacidade de transporte da rede de distribuição. Por outro lado, a distorção das tarifas comentada acima já fomentava que consumidores industriais se conectassem em níveis de tensão maiores.

A aplicação da estrutura tarifária horosazonal para os consumidores do grupo B, como fator de racionalização do uso da energia, demonstrou-se inviável, pois para suportar tal alteração, seria necessário alterar a estrutura das distribuidoras e o sistema de medição de todos os consumidores.

Aliada a essa situação, houve um incentivo para que os consumidores industriais migrassem para níveis de tensão superiores, que se encontravam ociosos. Sendo assim, com vistas a diminuir a necessidade de investimentos na rede de baixa tensão, as tarifas de fornecimento para os consumidores de maior tensão passaram a ser reajustadas por índices inferiores às tarifas de baixa tensão.

Ocorre que, para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, esse déficit de receita da distribuidora passou a ser compensado através de aumentos tarifários para os consumidores de baixa tensão. Tal medida resultou em tarifas de fornecimento de alta tensão inferiores ao custo do serviço e tarifas de fornecimento de baixa tensão superiores ao mesmo. Este fenômeno passou a ser denominado "*subsídio cruzado*" entre as classes de consumo.

Passado alguns anos, o Poder Público, ao constatar o efeito tarifário provocado, passou a estudar medidas para a eliminação desse subsídio. Essas medidas foram chamadas de realinhamento tarifário. Tais estudos indicaram que a eliminação desse subsídio de forma instantânea poderia causar grande

impacto na competitividade do setor industrial, pois a elevação das tarifas da alta tensão seria certa ²¹/. Em razão disso, o Governo Federal, no âmbito do processo de revitalização, propôs o realimento da tarifas de forma gradativa até sua eliminação, conforme a seguir abordado.

A proposta de realinhamento tarifário, contida no Relatório de Progresso nº. 3 do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico; buscava estabelecer tarifas de fornecimento de energia elétrica mais isonômicas, transparentes e que induzissem a utilização mais eficiente do recurso energia elétrica.

Os atos normativos que disciplinaram tal proposta foram os seguintes: Resolução nº. 18/01, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE; Medida Provisória nº. 64/02; Resolução CNPE nº. 12/02; Decreto nº. 4.413/02; Resoluções ANEEL nº. 665/02, 666/02 e 667/02; Lei nº. 10.604/02; Decreto nº. 4.562/0202; e Decreto nº. 4.667/03.

Em termos práticos, a eliminação do subsídio cruzado ocorre mediante a aplicação dos mesmos custos – leia-se encargos setoriais - às tarifas de fornecimento de energia e de tarifa de uso do sistema de distribuição. Assim, tanto consumidores cativos quanto consumidores livres estarão sujeitos aos mesmos encargos aplicáveis ao sistema de distribuição.

Essa metodologia também permite aos consumidores potencialmente livres compararem a tarifa de fornecimento cativa e o preço da energia no mercado livre, uma vez que a TUSD passou a refletir efetivamente o custo do transporte do sistema.

²¹ Neste sentido, o Relatório de Progresso nº 2 indica que “A ANEEL deverá propor um cronograma gradual de redução dos subsídios cruzados, com o objetivo de eliminá-los num prazo de cinco anos.” A metodologia aplicada no realinhamento tarifário está descrita na nota técnica 83, disponível no Site da ANEEL.

Essa premissa de segmentação tarifária, com a aplicação isonômica de encargos a consumidores cativos e livres, foi consagrada pela legislação setorial, notadamente no Decreto nº 4.562/02:

“Art. 1º. (...)

§1º. Na definição do valor das tarifas para os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição a que se refere este artigo, serão consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento consumo.”

Para consolidar a proposta do realinhamento tarifário foi necessária, inicialmente, a explicitação de cada componente da tarifa de fornecimento - essa ação ficou conhecida como a abertura das tarifas e permitiu ao consumidor conhecer o valor de cada parcela que compõe sua tarifa de fornecimento. Neste contexto, uma das medidas adotadas foi a segmentação dos contratos de fornecimento em contrato de energia, de uso e de conexão ao sistema de distribuição, na forma prevista na Lei nº 10.604/02 e no mesmo Decreto nº 4.562/02 supra citado:

“Art. 3º Os consumidores de energia elétrica das concessionárias ou permissionárias de serviço público que não exercem a opção dos arts 15 e 16 da Lei nº. 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão substituir os atuais contratos de fornecimento de energia por contratos equivalentes

de conexão e uso dos sistemas de distribuição e transmissão e contratos de compra de energia elétrica, conforme regulamentação a ser estabelecida.”

Decreto nº 4.562/02

“Art. 1º Os consumidores do Grupo A das concessionárias ou permissionárias de serviço público de geração ou de distribuição de energia elétrica deverão celebrar contratos distintos para a conexão, uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e compra de energia elétrica, nos termos de regulamentação a ser expedida pelo Poder Executivo.”

As tarifas também foram segmentadas em Tarifa de Energia, que engloba os custos com a aquisição de energia elétrica e em Tarifa Fio, que engloba os custos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD + TUST).

A legislação indicada determinava ainda que as tarifas de energia fossem estabelecidas na forma monômia ou binômia, de acordo com a modalidade de fornecimento. A Parcela I da tarifa de energia seria calculada com base na tarifa de fornecimento atual, descontados os correspondentes custos de conexão e de uso do sistema de transmissão ou distribuição e com pesos de 90%, 75%, 50%, 25% e 0% em 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007, respectivamente. A Parcela II da tarifa de energia seria calculada com base no custo da energia referente aos contratos de compra da distribuidora, acrescido do custo de comercialização, de encargos setoriais e tributos, com pesos de

10%, 25%, 50%, 75% e 100% em 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007, respectivamente.

Estudo feito pela ANEEL indica que, ao longo do processo de realinhamento tarifário, o preço da energia cobrada do consumidor residencial teria uma redução média de 12,38% e um aumento de até 41,12% para a indústria.

Isso significa que, se não houvesse nenhuma outra variável envolvida na correção das tarifas (como reajustes pelo IGP-M e repasses de outros custos do setor) e o processo de realinhamento fosse aplicado de uma só vez, haveria uma queda de 12,38% na tarifa do consumidor residencial e alta de 41,12% para a indústria.

Na prática, como as tarifas são corrigidas anualmente, não há essa diminuição. O aumento é menor para os clientes residenciais e maiores para os industriais.

Em abril, por exemplo, as tarifas da CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz) aumentaram 3,42% para consumidores residenciais e 17,93% para a indústria. Essa situação é similar quando analisado o aumento tarifário de outras distribuidoras.

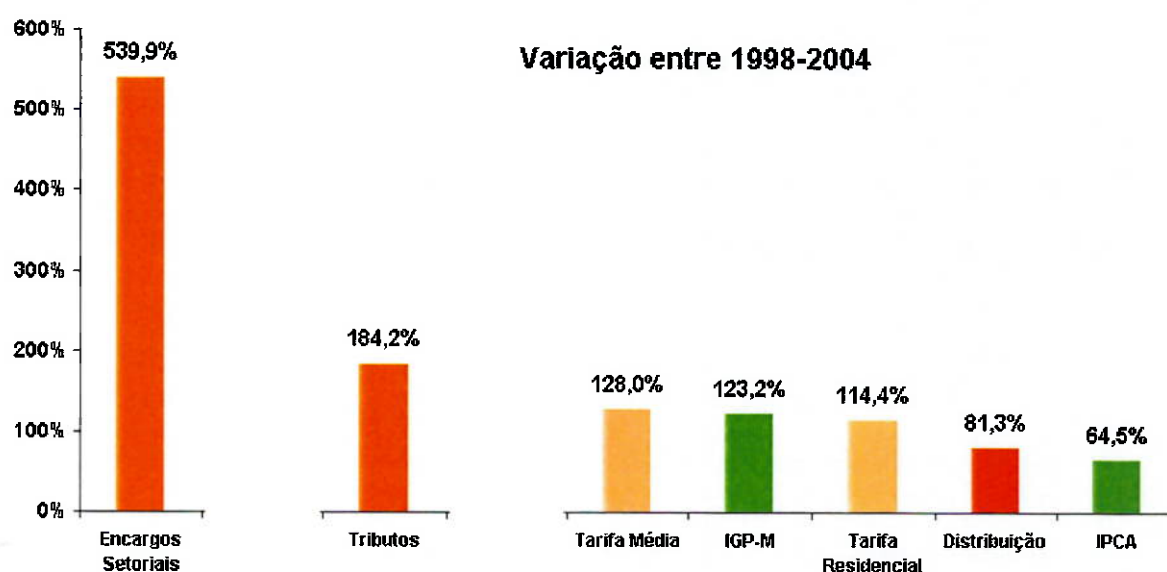
6.2. Encargos Setoriais e Tributos

O Brasil, embora tenha um dos menores custos energéticos do mundo, haja vista a larga utilização de seus recursos naturais a baixos custos (fonte hídrica), a incidência de inúmeros encargos setoriais e tributos sobre as tarifas cobradas do consumidor final. Tanto a União quanto os Estados e os

Municípios utilizam a energia elétrica como meio de arrecadação para os cofres públicos.

Em termos tributários, observa-se que as distorções tarifárias, resultante da altíssima carga tributária, é crescente no período de 1998/2004 e se estende com mesmo perfil para os anos de 2005 e 2006.

A variação da parcela da tarifa que remunera os ativos de distribuição (81,3% entre 1998 e 2004) tem se realizado abaixo do índice geral de preços - IGP-M e o ganho de eficiência adquirido pela distribuição, têm sido apropriados por custos não gerenciáveis, como encargos setoriais e tributos. A figura abaixo aponta para um aumento de 539,9% dos encargos setoriais enquanto o reajuste da tarifa média foi de 128% e o IGPM de 123,2% no período entre 1998 e 2004²².

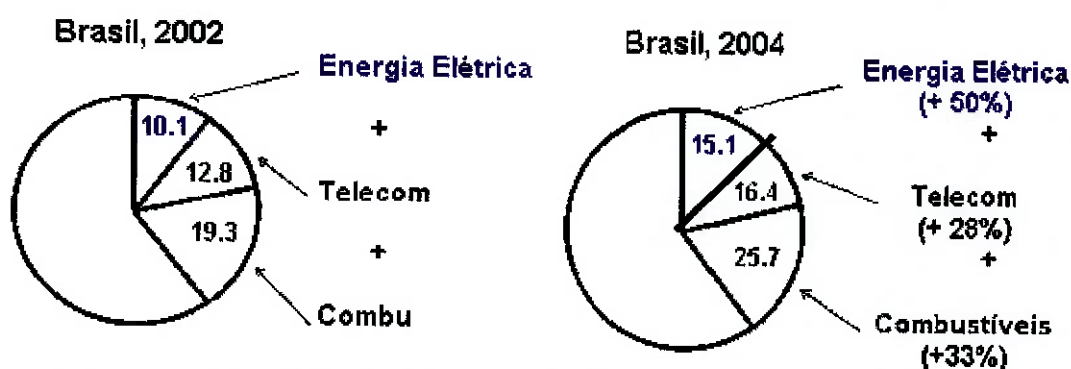


Fonte: ABRADDEE.

Figura 3 – Aumentos de índices, tarifas e encargos (1998-2004)

²² Estudo disponível no Site da ABRADDEE – www.abradee.com.br.

A arrecadação de tributos via tarifas, tanto no setor de energia elétrica quanto de telecomunicações e de combustíveis, são consideradas eficientes, pois dificultam a sonegação do contribuinte. Esse movimento de cobrança, com o aumento da receita tributária adquirida pelo governo estadual em reais, através da arrecadação proveniente do ICMS entre os anos de 2002 e 2004, é demonstrado graficamente a seguir:



Fontes: BNDES, Secretarias das Fazendas Estaduais.

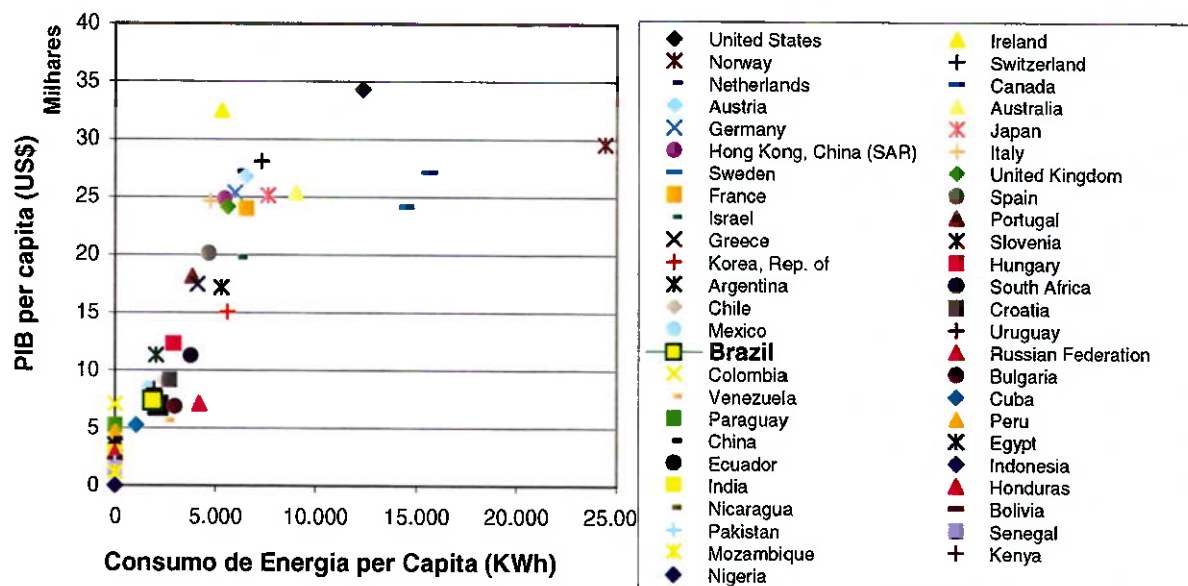
Figura 4 – Participação dos setores na arrecadação de ICMS

A arrecadação tributária resultou em aumento de receita do ano de 2002 que foi de R\$42,2 bilhões para R\$57,2 bilhões no ano de 2004. Enquanto o setor de telecomunicação contribuiu com 28% e o de combustíveis com 33% para esse aumento, a arrecadação no setor elétrico representou 50% do aumento na participação da arrecadação tributária estadual.

O consumo de energia elétrica per capita em países desenvolvidos é muito superior ao consumo de países em desenvolvimento. Esse aumento se deve principalmente ao estágio de desenvolvimento em que o país se encontra, isto é, ao maior uso da energia pela população em seus usos e costumes. O Brasil tem uma tendência de crescimento no segmento residencial bastante agressivo. Esse potencial reflete basicamente o baixo número de

equipamentos dependentes de energia elétrica da família brasileira. Esse aumento é bastante sensível ao aumento da renda per capita.

PIB e Consumo de Energia



Fonte: UNCTAD, 2002

Figura 5 – Relação de consumo de energia per capita / PIB de cada país

Para análise da carga tributária incidente no setor, deve ser separada a tributação referente a cada segmento da cadeia produtiva do setor elétrico brasileiro, divida em geração, transmissão e distribuição.

Com base em um estudo desenvolvido pela *PriceWaterhouseCoopers*^{23/}, foram analisados os tributos e encargos descritos abaixo, tomando uma amostra de 49 (quarenta e nove) empresas que representam 66% da capacidade instalada de geração, 81% da receita do segmento de transmissão e 87% do faturamento de energia vendida. Essa amostra representa 75,29% do faturamento do setor elétrico nacional e aponta um acréscimo de 160% dos tributos e encargos arrecadados pelo setor elétrico em cinco anos, passando de R\$ 13 bilhões em 1999 para R\$ 33,8 bilhões em 2004.

²³ Estudo disponibilizado no Site da ABRACEEL – www.abraceel.com.br

Os encargos setoriais considerados em tal estudo foram os seguintes:

CCC – Conta de Consumo de Combustível; RGR – Reserva Global de Reversão; TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica; ECE – Encargo de Capacidade Emergencial; CDE – Conta de Desenvolvimento Energético; ONS – Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico; COFURH – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos;

No tocante aos tributos , foram considerados os seguintes: IRPJ – Imposto de Renda da Pessoa Jurídica; CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido; ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços; ISS – Imposto sobre Serviços; PIS/PASEP – Plano de Integração Social e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público; COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social; CPMF – Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira; ITR – Imposto Territorial Rural; IPVA – Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores; IPTU – Imposto sobre a Propriedade Territorial Urbana; INSS – Contribuição ao INSS devida pelo Empregador; FGTS – Fundo de Garantia por Tempo de Serviço; Outros Encargos – SAT, Salário Educação, Sistema “S”.

O resultado das análises feitas aponta uma arrecadação de R\$ 33,8 bilhões em 2004, sendo R\$ 3,4 bilhões arrecadados através da geração, R\$ 1,3 bilhões através da transmissão e R\$ 29,0 bilhões da distribuição. Esses valores são referentes à carga tributária total embutida nas tarifas pagas pelos consumidores.

Arrecadação Tributária por Segmento

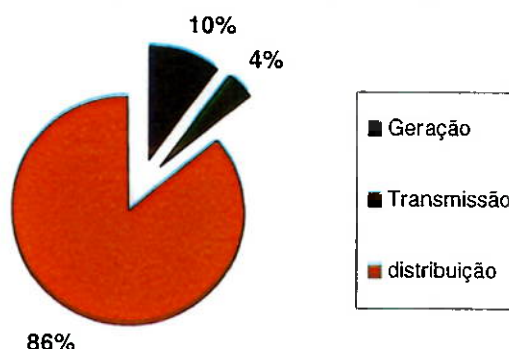
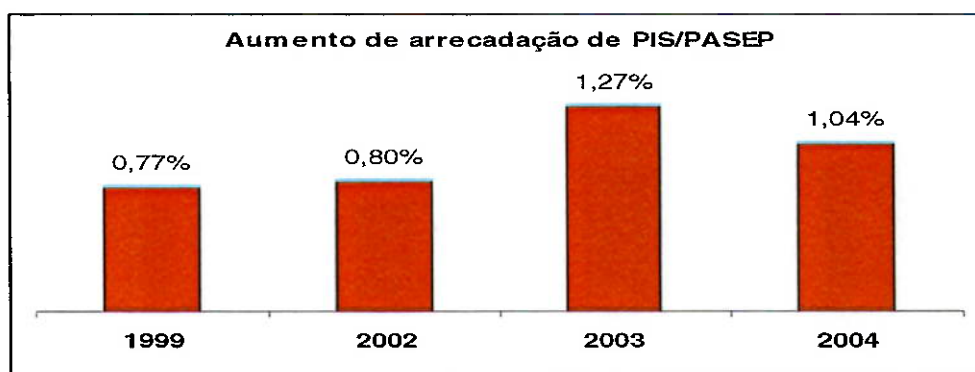


Figura 6 - Arrecadação Tributária por Segmento

O parágrafo anterior, ao ilustrar a contribuição de cada segmento, demonstra claramente como o setor elétrico está sobrecarregado pela carga tributária. A despeito de ser considerado eficiente na arrecadação tributária, esse aspecto compromete a modicidade tarifária e aumenta a inadimplência dos consumidores finais. Por possuírem limites de repasse para tarifa dos valores inadimplidos, as concessões de distribuição localizadas em regiões com maiores problemas sócios econômicos acabam por assumir a perda de receita.

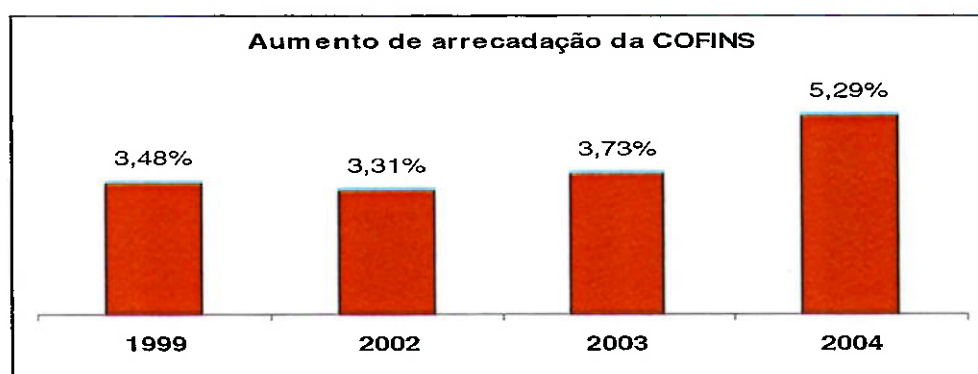
Neste ponto, observa-se que o PIS e a COFINS passaram a ter impacto significativo no custo final da energia para o consumidor após os anos de 2003 e 2004 como consequência da alteração da legislação pertinente que muda a base de cálculo desses tributos.

A incidência do PIS e da COFINS sobre o ICMS causa um ciclo vicioso, pois a União deverá sempre ser beneficiada quando a os valores arrecadados pelos estados através do ICMS aumentarem. Esse comportamento está demonstrado nas figuras 5 e 6 que expressa a participação de cada tributo na receita operacional bruto da União.



Fonte: PriceWaterhouseCooper

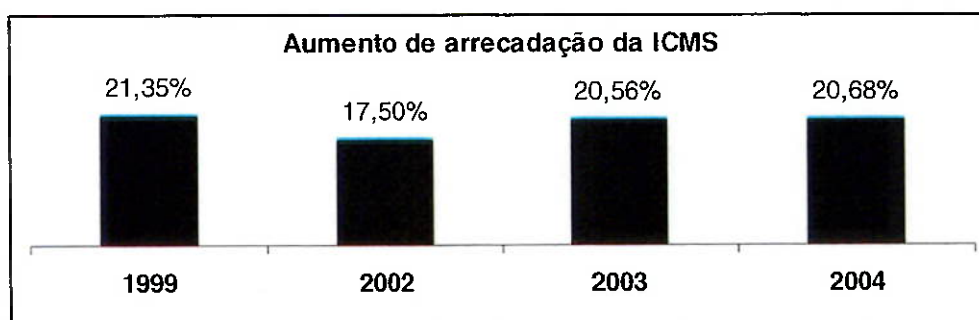
Figura 7 – Aumento da arrecadação do PIS/PASEP



Fonte: PriceWaterhouseCooper

Figura 8 – Aumento da arrecadação da COFINS

Já a participação do ICMS na receita bruta dos estados, permanecem inalteradas, com exceção do período de racionamento de energia, quando o volume de faturamento de energia elétrica foi reduzido em até 20% em diversos estados:



Fonte: PriceWaterhouseCooper

Figura 9 – Participação do ICMS na arrecadação Estadual

Embora a maior parte dos encargos setoriais – assunto detalhado adiante – tenham prazo de término, observa-se que novos encargos foram criados e alguns tiveram seu prazo de encerramento postergado. A tabela a seguir demonstra a representatividade desses encargos nas tarifas de energia elétrica e projeções para os anos de 2005 e 2006:

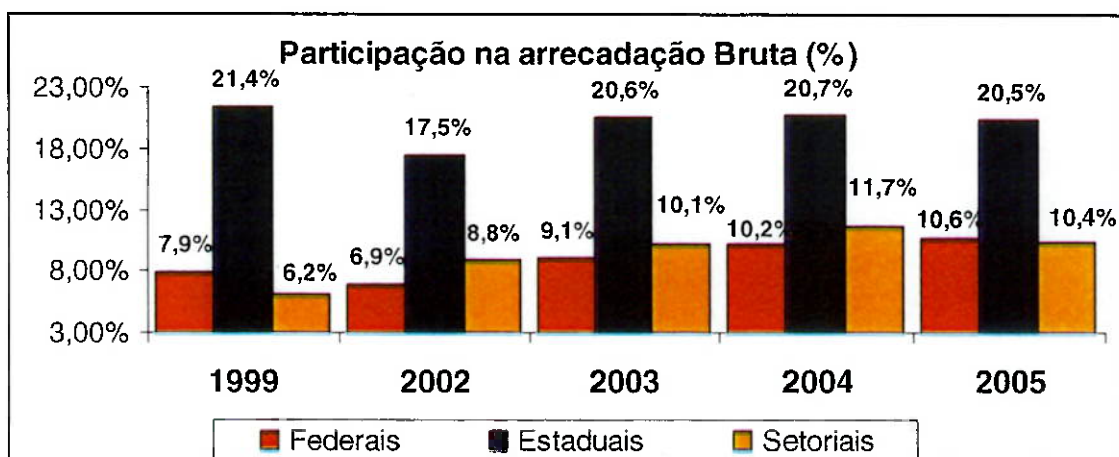
Tabela 7 – Representatividade desses encargos nas tarifas de energia elétrica

Encargos Setoriais	1999	2002	2003	2004	2005	2006
CCC	2,81%	4,54%	3,07%	4,22%	3,82%	4,31%
ECE	0,00%	1,40%	2,42%	2,68%	1,74%	0,99%
CDE	0,00%	0,00%	1,64%	1,84%	2,07%	2,54%
CFURH	0,86%	0,86%	1,02%	1,00%	1,06%	1,04%
ONS	0,03%	0,03%	0,04%	0,05%	0,05%	0,07%
TFSEE	0,29%	0,21%	0,23%	0,24%	0,21%	0,22%
RGR	2,15%	1,63%	1,52%	1,55%	1,29%	1,52%
Outros	0,03%	0,13%	0,13%	0,11%	0,13%	0,14%
Subtotal	6,17%	8,79%	10,08%	11,69%	10,36%	10,83%

Fonte: PriceWaterhouseCooper

O IRPJ, CSLL, PIS/PASEP, COFINS, CPMF e ITR representam um aumento de 33,9%, os encargos setoriais, tais como Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Reserva Global de Reversão (RGR), e Encargo de Capacidade Emergencial (ECE), tiveram uma elevação de 67,9%, conforme demonstrado na tabela 7.

Já a maior contribuição fica com os Estados. Somente no ano de 2005, devem receber 20,5% do faturamento total das empresas de energia elétrica. Para 2006, a PriceWaterhouseCooper prevê um acréscimo de aproximadamente 4% dessa receita como consequência do acréscimo da carga projetada pelo ONS.



Fonte: PriceWaterhouseCooper

Figura 10 – Participação na arrecadação bruta

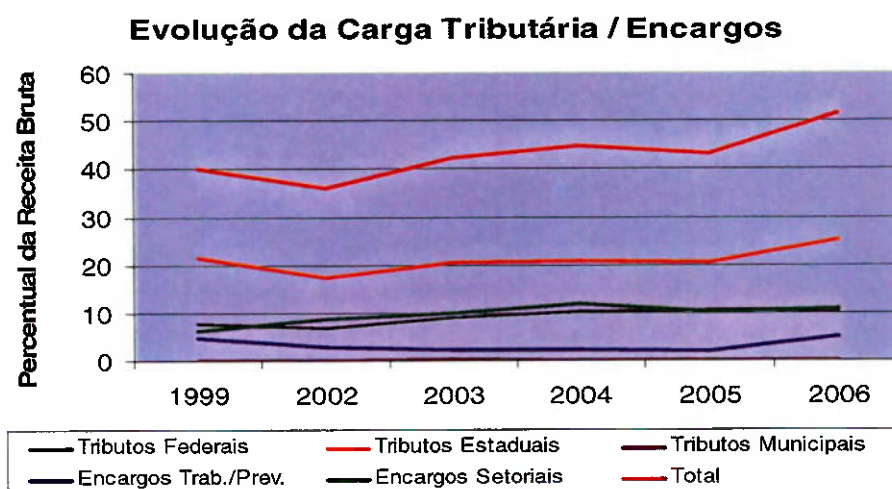
Em 2005, 41,5% da receita bruta irão para os cofres públicos por meio de tributos e encargos. A carga tributária aplicada no setor elétrico deve totalizar 43,4% de seu faturamento em 2005 se somada a arrecadação proveniente de tributos municipais e trabalhistas, o que passa dos R\$ 36 bilhões.

Os tributos federais consomem 10,6% da receita das empresas elétricas, já os encargos setoriais retiram outros 10,4% em 2005. Estes 2 (dois) itens também foram responsáveis pelo maior crescimento na carga tributária do setor.

Em resumo, constata-se que a carga de tributos e encargos setoriais tem afetado expressivamente a receita operacional bruta das distribuidoras e, conseqüentemente, a tarifa do consumidor final. Enquanto os custos de geração, distribuição e transmissão são responsáveis por 65,5% da tarifa, os tributos e encargos oneram a tarifa média em 34,5%.

Outro fator que também influencia o comportamento das tarifas foi o comportamento do dólar, já que o ganho das distribuidoras é reajustado pelo

IGP-M, índice de inflação com forte influência das variações da moeda norte-americana. Além disso, a energia elétrica da Usina de Itaipu, que representa cerca de 25% da energia vendida no País, é cotada em dólar.



Fonte: PriceWaterhouseCooper

Figura 11 – Evolução da carga tributária

O resultado que se verifica, em termos globais, é que o Brasil possui hoje uma carga tributária sobre o setor elétrico de 43,27%, que é muito superior à vigente em outros países como Canadá com 8,9%, Estados Unidos com 8,2% e Japão com 4,9%. Esse comportamento dificulta a competição em diversos setores produtivos, pois o aumento do custo da energia elétrica representa menores margens na comercialização de serviços e/ou produtos.

Especificamente com relação aos encargos setoriais, sua criação é comumente justificada em razão da necessidade de se manter o equilíbrio econômico em determinados segmentos do setor elétrico.

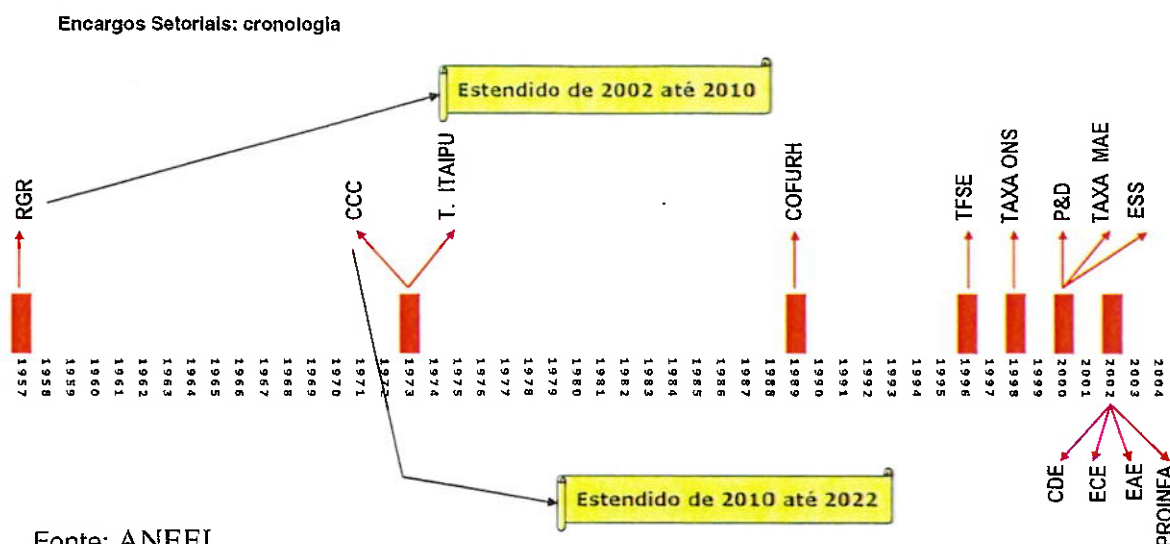


Figura 12 – Cronologia dos encargos setoriais

Para melhor compreensão desses impactos, merecem destaque os seguintes encargos:

○ Reserva Global de Reversão

A Reserva Global de Reversão, conhecida como RGR, foi instituída com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. A sua cobrança, que deveria terminar em 2002, foi prorrogada até o ano de 2010. A RGR aplica-se apenas aos concessionários, permissionários e autorizados, que exploram atividades de distribuição, transmissão e geração. No caso das distribuidoras, o valor da RGR está embutido nos valores das tarifas de uso do sistema de distribuição a serem pagas pelos consumidores.

○ Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

A compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, conhecida como COFURH, é paga por geradores hidrelétricos em razão do uso de um bem público. Esse valor é repassado aos adquirentes da energia elétrica que, no caso da distribuidora, repassa o encargo para o consumidor final. Os procedimentos para definição dos valores a serem repassados ao estão definidos no Decreto n.º 3.739/01.

- **Conta de Consumo de Combustíveis**

Esse encargo, conhecido como CCC, refere-se ao rateio dos ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis e tem a finalidade de reduzir o custo da energia produzida por usinas termelétricas a partir de óleo diesel ou óleo combustível. Trata-se de encargo destinado ao sistema isolado, como meio de subsidiar o custo energético da região. Com a reestruturação do setor elétrico, a regulamentação determinou a redução progressiva da distribuição do benefício para as usinas conectadas ao sistema elétrico interligado, de forma que fossem reduzidas a partir de 2003 e eliminadas a partir de 2006, excluídas as usinas térmicas dos sistemas isolados e por um prazo de 20 anos. Dessa forma, previa-se a redução das tarifas de energia elétrica para o consumidor final que compõe o sistema interligado nacional.

- **Conta de Desenvolvimento Energético - CDE**

A CDE financia as fontes renováveis de energia e a universalização do serviço de eletricidade, ou seja, a obrigatoriedade das concessionárias de distribuição em fornecer energia à totalidade da população de suas

respectivas áreas de atuação, conforme prazos e programas aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

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

A TFSEE é recolhida diretamente à ANEEL e destina-se a cobertura das despesas da agência. Todos os agentes participantes do mercado estão sujeitos ao pagamento dessa taxa.

- **Encargos do Serviço do Sistema - ESS**

O ESS é composto pelo custo das restrições de operação e das receitas obtidas pela aplicação de penalidades referentes à entrega dos dados de medição pelos agentes (cf. Resolução ANEEL n.º 73/02). O custo de restrição de operação corresponde ao ressarcimento realizado para as unidades geradoras cuja produção seja afetada por restrições de operação dentro do submercado de sua atuação. O ESS é composto também, pelos pagamentos de capacidade adicional, custos de serviços ancilares, custos de serviços de testes de disponibilidade e pagamento aos ofertantes de redução de carga.

- **Encargo de Capacidade**

Em decorrência do racionamento ocorrido em 2001, a cobrança de um encargo de capacidade (Encargo de Capacidade Emergencial) foi implementado para manter uma capacidade de geração à disposição do ONS como segurança para a manutenção do abastecimento em momentos de crescimento da carga. O Encargo de Capacidade Emergencial incide

sobre todos consumidores, estando apenas os consumidores residenciais de baixa renda isentos desse pagamento.

- **Contribuição à CCEE**

Os custos operacionais e os investimentos necessários ao funcionamento da CCEE são rateados entre os agentes participantes do mercado e cobrados proporcionalmente aos volumes de energia elétrica transacionados em base mensal.

7. A Competição Setorial nos Dias de Hoje

O distribuidor que foi tratado no decorrer desse trabalho apenas para entendimento do processo de transição do setor elétrico, não será abordado nesse capítulo, pois não atua mais no ambiente competitivo. A abertura legal para sua participação, ocorreu entre o projeto RE-SEB e o Novíssimo Modelo. Como o mercado de consumidores livres nesse período era pouco expressivo, a presença do distribuidor no mercado regulado apareceu basicamente nas contratações com empresa de parte relacionada, conforme descrito no capítulo 3, item 3.4.

A estruturação do ambiente livre de negociação, estruturada à época do Projeto RE-SEB, sofreu abalos com as alterações ocorridas posteriormente, notadamente após o processo de revitalização e a edição do novíssimo modelo, comentadas, respectivamente, nos Capítulos 4 e 5 deste estudo.

Inicialmente projetado para a total competição na comercialização de energia elétrica, o setor elétrico passou a conviver com 2 (dois) ambientes, um regulado e um livre. A distribuidora, por exemplo, foi obrigada a atuar somente no primeiro segmento, sendo vedada, em sua atividade, a livre negociação da energia elétrica. Essa proposta visa atingir um nível razoável de preços para os consumidores finais como consequência natural do regime de competição que ocorre no âmbito dos leilões de energia elétrica, atingindo assim a modicidade tarifária, que repassaria um melhor custo de energia para o mercado consumidor.

No mercado livre, o chamado ACL, observa-se que a implementação da competição, apesar de bem adiantada, ainda não está completa. Há necessidade de detalhamento da regulamentação em pontos específicos e aprimoramento das regras de maneira a distribuir os riscos inerentes do setor elétrico entre os agentes

participantes. O mercado potencial do ambiente competitivo possui capacidade para atingir o dobro do volume atualmente negociado, de acordo com estudos da ABRACEEL ²⁴/.

Nesse cenário, percebe-se um grande esforço dos agentes setoriais que atuam no ACL – comercializadores, consumidores livres e geradores – para consolidação desse ambiente competitivo. Esses agentes setoriais, através de suas associações ²⁵/, discutem os temas relevantes e buscam contribuir para uma regulamentação justa e sustentável em conjunto com os órgãos competentes do governo.

Em face das diversas mudanças ocorridas, que afetaram as bases do modelo competitivo inicialmente projetado, inclusive a criação e elevação de inúmeros tributos e encargos setoriais, abordamos a seguir alguns aspectos relevantes da competição setorial nos dias de hoje, para cada segmento que atua no ACL, abrangendo questões referentes à expansão do parque gerador, a manutenção do consumidor livre no ambiente competitivo e a atuação do comercializador.

7.1. Geradores

As alterações ocorridas impactaram, em especial, o gerador de energia elétrica sob controle estatal que, comumente, explora seu empreendimento sob regime de serviço público. Atualmente, esses agentes geradores somente podem comercializar sua energia elétrica mediante processos licitatórios (leilões, chamadas ou ofertas públicas), o que restringe sua liberdade na negociação. Essa condição

²⁴ Estudo desenvolvido pelo grupo técnico da ABRACEEL e disponibilizado para os associados.

²⁵ Entre as associações, destacam-se a ABRACEEL - Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica, a ABRAGE – Associação Brasileira dos geradores de Energia Elétrica e a ABRACE – Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia, entre outras.

decorreu de um entendimento jurídico de que a energia elétrica por eles comercializada é de interesse público e, por isso, todo consumidor pode ter acesso.

Além da restrição na venda de energia elétrica, observa-se que essas empresas estatais paralisaram seus investimentos na expansão do parque gerador. Já a partir da década de 90, entendeu-se que a ampliação do parque gerador nacional deveria ser realizada pelo setor privado, o que deu início a diversos processos licitatório para outorga de novos empreendimentos. Ocorre que algumas questões, como a criação de novos encargos setoriais, os riscos ambientais e os riscos regulatórios, provocaram uma paralisação nos investimentos privados.

O Brasil apresenta um mercado de energia de grande porte e tendências de elevação nas taxas de crescimento. O aumento de consumo de apenas 1 (um) ano significa a produção adicional de energia elétrica equivalente ao mercado de um país como o Chile²⁶. É preciso lembrar que a expansão da oferta até meados dos anos 90, era planejada pela Eletrobrás com base na expansão de demanda que as empresas distribuidoras informavam, sem compromissos de compra futura e estimulada pela remuneração garantida com base no custo do serviço. Dessa forma, o controle das tarifas pelo governo viabilizava a expansão, isto é, o próprio investidor determinava a taxa de retorno do investimento.

Como o modelo baseado na hidroeletricidade exige antecipação de investimentos para atender a demanda futura, o modelo setorial deve incentivar o investidor privado a sustentar a expansão do parque gerador. É dizer, deve propiciar a obtenção de recursos financeiros necessários para o aumento da produção.

²⁶ Dado disponível na CNE: Comisión Nacional de Energía - <http://www.cne.cl/>, acesso em 11/10/05

Contudo, de nada adianta buscar a expansão sustentada no longo prazo, se não há garantia ao investidor privado da manutenção da competitividade setorial, bem como de um equilíbrio dos encargos/custos incorridos.

Com um parque gerador basicamente hidráulico, composto por aproximadamente 80% de usinas hidrelétricas e 20% de usinas termelétricas, o Brasil está entre os maiores sistemas de geração de energia elétrica suprido por fontes renováveis do mundo. Têm-se ainda diversos aproveitamentos hidrelétricos em construção, em fase de licenciamento e outros para serem leiloados pelo governo. Há também, grande número de aproveitamentos hidrelétricos inventariados e estimam-se outros ainda desconhecidos

Neste contexto, os impactos ambientais não previstos, adicionaram custos não gerenciáveis aos empreendimentos, atingindo valores significativos. Atualmente, pode-se afirmar que a questão ambiental é um dos maiores problemas para a viabilidade dos potenciais hidrelétricos brasileiros, haja vista a existência de diversas obras embargadas e de discussões judiciais intermináveis que envolvem os Governos Federal e Estadual, as comunidades locais, as organizações não governamentais e os investidores.

O risco de gastos excessivos com o licenciamento ambiental tem que ser estimado no custo do empreendimento pelos investidores durante a análise de viabilidade econômico-financeira do projeto. Quanto maior o custo do processo ambiental ou a incerteza inerente que ele agregar ao projeto, maior será a projeção do preço de venda da energia proveniente desse ativo, ocasionando a elevação do custo para o consumidor final e, possivelmente, a perda de atratividade do empreendimento.

Atualmente, diante das incertezas ambientais, há previsão legal de que os processos licitatórios de novos empreendimentos já apresentem a licença ambiental prévia, conforme Decreto nº 5.163/04:

“Art. 20. Os editais de leilões previstos no art. 19 serão elaborados pela ANEEL, observadas as normas gerais de licitações e de concessões e as diretrizes do Ministério de Minas e Energia, e conterão, no que couber, o seguinte:

(...)

IV – prazos, locais e horários em que serão fornecidos, aos interessados, os dados, estudos e projetos necessários à elaboração dos orçamentos e apresentação das propostas, entre os quais:

- a) os estudos de viabilidade técnica;*
- b) os Estudos de Impacto Ambiental – EIA e os Relatórios de Impacto Ambiental – RIMA; e*
- c) as licenças ambientais prévias.”*

Essa preocupação decorreu do fato de que, no passado, alguns empreendimentos foram leiloados sem essa licença prévia e, após realização da licitação, a construção do empreendimento mostrou-se inviável junto aos órgãos ambientais competentes.

É o caso do Aproveitamento Hidrelétrico Couto Magalhães localizado Rio Tocantins ²⁷/ . Os custos ambientais eram tão elevados que o empreendimento seria obrigado a vender a energia elétrica produzida a preços impraticáveis no mercado.

²⁷ Site da Assessoria de Comunicação Social – ASCOM - <http://clipping.planejamento.gov.br/>, acesso em 20/09/05.

Diante dessa situação, não restou outra alternativa ao investidor senão buscar a devolução da concessão para o governo – o que também tem gerado problemas ao investidor, pois, como o processo de leilão envolveu a apresentação de um volume de garantias expressivo pelo investidor, a devolução da concessão autoriza o governo a executar tais garantias.

Como a avaliação econômico-financeira de um empreendimento de geração é feita através da análise do fluxo de caixa descontado dos contratos de venda, levando em conta os custos inerentes à construção, operação e manutenção, torna-se bastante complicado definir o valor real de um ativo sem licença de instalação e operação. Justamente por isso o novíssimo modelo propõe que os empreendimentos sejam leiloados com a licença prévia e os estudos ambientais necessários, mitigando assim os riscos ambientais. Observa-se, contudo, que o próprio governo tem dificuldades de emitir essas licenças junto aos órgãos ambientais. Os problemas para adquirir as licenças ambientais variam de impasses políticos conseqüente de discussões tributárias entre estados e municípios à problemas ecológicos resultantes de desmatamento e das extensas áreas de alagamento, etc.

7.3. Comercializador

A criação da figura do comercializador no projeto RE-SEB, visava além de fomentar a competição no setor elétrico, a separação clara das atividades de distribuição (fio) e comercialização de energia.

Para segmentar as atividades, as empresas se organizaram em três áreas de negócio: Distribuição, Geração e Comercialização. Dessa forma foi criada a primeira comercializadora (Tradener Ltda.), que aparece como um apêndice da distribuidora

(COPEL), para contratação de energia como um elo entre a área de geração e distribuição da empresa.

Outros grupos econômicos com mais de uma distribuidora passaram a utilizar a estrutura de comercialização para gerir o portfólio de energia, além de servir de intermediário entre a geração e a distribuição.

A contratação da energia de empreendimentos de geração do próprio grupo através da comercializadora, em alguns casos, viabilizava o financiamento da obra por instituições financeiras, pois a existência de um contrato de longo prazo diminuía o risco do empreendimento.

Outro benefício proporcionado por essa estrutura, é a troca de contratos de energia entre distribuidoras e a comercializadora, de maneira a concentrar sobras e déficits do grupo na comercializadora, que por sua vez deve ir ao mercado visando acertar a sua posição energética e rentabilizar os acionistas. A medida que o risco energético passou a se concentrar na comercializadora, foi necessário desenvolver habilidades de gerenciamento de risco nesse segmento.

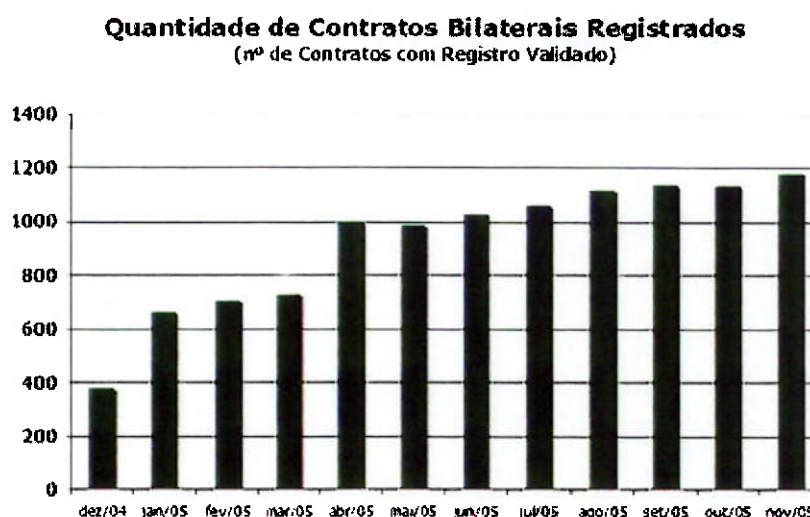
Com o advento do racionamento, empresas que reduziam o consumo, além do que o determinado pela Câmara de Gestão da Crise, passava a ter o direito de vender tal capacidade em forma de certificado ou meta²⁸. Durante esse período os consumidores, as distribuidoras e os comercializadores tiveram sua primeira experiência no aspecto da competitividade, tendo que negociar esses ativos sem a presença dos geradores. Os certificados de capacidade e metas de consumo de energia eram transferidos entre consumidores, localizados também em diferentes regiões. Dessa forma as comercializadoras atuaram nesse mercado como “trader” construindo sua carteira de consumidores industriais.

²⁸ Instrumentos criados na época do racionamento para viabilizar o cumprimento dos limites de consumo determinado e minimizar o impacto em indústrias que possuíam processos que não permitiam alteração no consumo de energia elétrica ou troca de fonte energética.

Com a proibição da auto-contratação e da presença das distribuidoras no segmento competitivo, a atividade de comercialização se definiu. Aliada a essa situação, o conhecimento de gerência de risco, uma regulamentação melhor estruturada e a atividade de comercialização de Certificados e Metas aproximou os comercializadores dos consumidores potencialmente livres que passaram a enxergar a energia elétrica como um insumo gerenciável.

7.4. Consumidores

Os consumidores que podem negociar livremente a energia elétrica foram atingidos notadamente no que se refere ao mercado de agentes vendedores, que ficou mais restrito. Como visto, as distribuidoras foram proibidas de vender a esses agentes e os geradores estatais só podem fazê-lo mediante processo licitatório. Em que pese tal restrição, os volumes negociados no ACL não foram prejudicados, sendo clara a crescente opção de migração para o mercado livre desses consumidores que são 468²⁹:



Fonte: CCEE

Figura 13 - Evolução do numero de contratos realizados na CCEE

²⁹ Site da CCEE – www.ccee.org.br, acesso em 11/11/05.

Vale observar ainda que, com a reformulação tarifária, o consumidor livre passou a partilhar encargos até então cobrados somente no fornecimento, alguns inclusive estranhos ao transporte de energia elétrica e vinculados somente à energia (ex: perdas comerciais), o que resultou no aumento de seus custos.

Além disso, também afetou negativamente a alteração do conceito de consumidor potencialmente livre, prevista inicialmente no Decreto nº 5.163/04 e posteriormente alterada pelo Decreto nº 5.249/04. A primeira definição ampliava o mercado de consumidores que poderiam atuar na livre comercialização ao eliminar o requisitos de tensão mínima de 69kV. A norma legal posterior, contudo, determinou o retorno à situação fática e jurídica anterior, representando um retrocesso no caminho para a efetiva competição setorial.

Não se pode negar o papel relevante que o consumidor livre teve na reformulação do setor elétrico brasileiro, pois, a par de outras medidas adotadas, a concorrência setorial não seria possível sem a criação deste agente. Tal retrocesso demonstra claramente que, após sua criação, não houveram novas medidas que propiciassem o desenvolvimento de suas atividades. Ao contrário, a cada nova reforma as possibilidades de atuação do consumidor livre são negativamente afetadas.

A cobrança da RTE de forma retroativa e a compra compulsória da energia proveniente do PROINFA por preços altos, são reformas que afetam os consumidores livres negativamente.

Por outro lado, a gradual abertura do mercado de energia elétrica trouxe diversas oportunidades para empresas fornecedoras e consumidoras. As vantagens para os consumidores são expressivas, tanto em preço quanto na qualidade dos

produtos e dos serviços adicionais oferecidos pelas empresas geradoras e comercializadoras.

Os preços da energia elétrica eram determinados pelo Governo, corrigidos apenas pela aplicação de índices econômicos que nem sempre representavam os custos reais de produção e a partir da implantação do novo modelo de mercado, os preços da energia elétrica deverão refletir as variações dos custos de produção e obedecer às leis da oferta e da procura. Os ganhos potenciais para os consumidores finais estão diretamente associados ao gerenciamento de seu consumo e de seus contratos de energia elétrica. Em outras palavras, os ganhos vão depender da habilidade de projetar as necessidades energéticas e administrar as variações nos preços e no volume. Para isso, fica evidente que o sucesso na redução dos custos com energia elétrica vai depender fundamentalmente da administração do risco, isto é, a energia elétrica passa a ser um insumo como qualquer outro para o consumidor industrial.

O desafio do consumidor no novo modelo é estar sempre atualizado e com boas informações, para que o custo energético não fique acima das expectativas dos custos de produção. Para se proteger, o consumidor livre deverá acompanhar as informações que influenciam na formação de preço, de maneira a monitorar o risco proveniente da flutuação dos preços, gerenciando seu consumo e contratos de forma eficiente.

O mercado está em amadurecimento, o que não permite a negociação de derivativos com a liquidez desejada, mas a estruturação de operações visando a proteção de preços e a maior rentabilidade possível é uma prática do mercado competitivo.

Uma alternativa para gerenciamento de risco, é a contratação de uma empresa especializada que assume a responsabilidade de gerenciar as variações de consumo e traçar uma estratégia de contratação visando aproveitar as oportunidades do mercado no presente e de olho no futuro. Essa modalidade de atuação no mercado competitivo tem ocorrido devido a complexidade do mercado de energia elétrica e pelo desconhecimento do recente mercado competitivo por parte dos consumidores.

Qualquer que seja a estratégia adotada, será sempre necessário contar com boas informações, quanto ao comportamento dos preços de energia, tendo sempre uma visão de longo prazo.

Os consumidores livres podem negociar livremente com seus respectivos fornecedores e agentes de mercado, a qualquer tempo, antes da realização da contabilização dos consumos efetivos, contratando suas sobras e déficits de contratos de forma a minimizar seus desvios de carga. A energia demandada por um consumidor livre acima do montante contratado é tratada como déficit de lastro, resultando em penalização conforme procedimentos de mercado. A metodologia para cálculo de lastro varia de agente para agente, sendo considerada a carga e os contratos dos últimos 12(doze) meses para o consumidor livre, conhecida como média móvel. (assunto detalhado no capítulo 5).

8. Considerações finais

De todo o exposto, é possível concluir que a competição setorial, inicialmente projetada de forma ampla e abrangente, sofreu abalos com as alterações do modelo do setor elétrico. O Projeto RE-SEB buscou a total abertura do setor de modo gradativo, contudo, diante da crise do racionamento e do conseqüente processo de revitalização, algumas medidas adotadas abalaram as premissas da competição.

Com o Novíssimo Modelo, implementado pelo Governo Federal em curso, pode-se dizer que tais premissas foram redimensionadas, tendo sido delineado dois ambientes para a comercialização de energia elétrica, um regulado (ACR) e um livre (ACL).

Embora todas essas alterações possam ser consideradas prejudiciais à competição do ponto de vista institucional, mesmo porque geram uma forte insegurança jurídica para os agentes, observa-se que, em termos comerciais, o volume transacionado não foi afetado. Houve um crescimento das negociações no ambiente livre e a maior conscientização dos consumidores em geral quanto a seus direitos neste aspecto.

Pode-se dizer, aliás, que o ponto central que afeta de fato a competição intra-setorial reside na elevada carga tributária e de encargos setoriais a que os consumidores estão sujeitos.

O impacto tributário no consumidor livre é basicamente o mesmo do consumidor cativo que é atendido pela distribuidora e não correm riscos de variação de preços, mas não tem a oportunidade de gerenciar o preço pago pelo insumo energia. Entretanto esse consumidores tem tido necessidade de

aumentar a eficiência na produção como meio de compensar os impostos e encargos que tem aumentado violentamente.

A partir de 2006, a tarifa de energia elétrica pode ficar mais cara para os consumidores, por conta de um aumento da carga tributária média. A elevação dos tributos de 2005 para 2006 deverá ser provocada principalmente pela mudança no sistema de recolhimento do Instituto Nacional do Seguro Social (INSS) e da unificação do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) dos Estados.

Dessa forma a introdução da competição trouxe o ganho de eficiência, resultante de uma gestão dos ativos de geração e distribuição características de empresas controladas pelo capital privado, mas a União, os Estados e os Municípios se apropriaram dessa receita, através da elevação das alíquotas dos impostos, que incidem sobre as tarifas do setor elétrico.

Todavia o custo de energia elétrica tende a crescer no mundo todo, seja por problemas ambientais, seja por escassez de combustível. O custo de energia elétrica no Brasil não suportará a carga tributária existente somada ao aumento do custo de geração, sem comprometer a competitividade do setor industrial.

Dessa forma espera-se que a abertura de mercado, anteriormente prevista pelo Governo Federal, seja concretizada visando dar ainda mais transparência e solidez para a competição no setor elétrico, haja visto, que a introdução da competição trouxe redução nos custos. Dessa forma, a expansão do parque gerador poderá ser realizada de maneira natural, sustentável e regulada através do equilíbrio de oferta e demanda do mercado.

Referencias Bibliográficas:

Jabur, M. A., Racionamento: do susto à consciência. São Paulo, 2001

Eletrobrás (1994). Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015. Rio de Janeiro.

Sampaio Neto, F. (1997). "A privatização do setor elétrico brasileiro", O Estado de São Paulo, 24 de janeiro de 1997.

Figueira de Mello, M. A. R. (1996). "Os impasses da privatização do setor elétrico", Departamento de Economia, PUC-Rio, outubro de 1996.

PAIXÃO, Lindolfo Ernesto - Memórias do Projeto RE-SEB, Editora Massao Omoto, São Paulo, 2000.

GANIM, Antonio - Setor Elétrico Brasileiro - Aspectos Regulamentares e Tributários, Editora Canalenergia, São Paulo, 2003

Medeiros, Reginaldo A. de – História e Energia – O Capital Privado na Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro/ COPPE, 1993.

PIRES, José Cláudio Linhares e Joana Giambiagi Gostkorszewicz - O Cenário Macroeconômico e as Condições de Oferta de Energia Elétrica no Brasil, Ed. BNDES, Rio de Janeiro, 2001.

RAMALHO, E. L.; ANDRADE, M. T. O. - O Mercado Brasileiro de Energia Elétrica: Lições e Perspectivas decorrentes do Racionamento, Anais do IX Congresso Brasileiro de Energia 9, Rio de Janeiro, 2002.

Silva, Edson Luiz da, Formação de Preços em Energia Elétrica, Porto Alegre, Sagra Luzzatto , 2001

Leite, Antonio Dias, A energia do Brasil, Rio de Janeiro, 1997.

Ministério de Minas e Energia, Plano Decenal de Expansão 2000-2009.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, **Balanço Energético Nacional**, disponível em <http://www.mme.gov.br>, acesso em 15 de setembro de 2005.

Brasil, Ministério de Relações Exteriores, <http://www.mre.gov.br>, Acesso em 29 de novembro de 2005.

BRASIL, Governo Federal – **Legislação**, disponível em <http://www.planalto.gov.br>, acesso em 30 de agosto de 2005.

Site Eletrobrás - www.eletrobras.gov.br, acesso em 06/07/2005.

Site BNDES - www.bndes.gov.br, acesso em 10/11/2005.

Site IBGE – www.ibge.gov.br, acesso em 02/08/05

Site CNE: Comisión Nacional de Energía - <http://www.cne.cl>, acesso em 11/10/05

Site Assessoria de Comunicação Social – ASCOM -
<http://clipping.planejamento.gov.br/>, acesso em 20/09/05.

Site da CCEE – www.ccee.org.br, acesso em 11/11/05.

USP. Universidade de São Paulo. Diretrizes para apresentação de dissertações e teses da USP: documento eletrônico, SIBi-USP, São Paulo, 2004, 100p. Disponível em <<http://www.teses.usp.br/>> Acesso em 20 de setembro de 2005.