UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

SIDNEY OLIVIERI ROSIM

Geração de energia elétrica – Um enfoque histórico e institucional das questões comerciais no Brasil

São Paulo

2008

SIDNEY OLIVIERI ROSIM

Geração de energia elétrica – Um enfoque histórico e institucional das questões comerciais no Brasil

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia/Escola Politécnica/ Instituto de Física/Faculdade de Economia e Administração) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Célio Bermann

São Paulo

2008

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES
TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.**

FICHA CATALOGRÁFICA

Rosim, Sidney Olivieri.

Geração de energia elétrica – Um enfoque histórico e institucional das questões comerciais no Brasil / Sidney Oliveri Rosim; orientador Célio Bermann – São Paulo, 2008.

153 p.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Geração de Energia Elétrica 2. Setor Elétrico - Brasil
3. Energia Elétrica – aspectos econômicos 4. Operação de
Sistemas Eletroenergéticos 5. Mercado Atacadista de
Energia Elétrica I. Título.

DEDICATÓRIA

À minha família, que me apoiou
durante a elaboração desse trabalho.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Prof. Dr. Célio Bermann, pela atenção e orientação dada desde o início da minha estada no IEE.

Aos Srs. Lindolfo Ernesto Paixão, Demóstenes Barbosa Silva, Antonio Bolognesi e Ângelo Luiz de Franceschi, que ao longo de entrevistas concedidas forneceram preciosas informações que auxiliaram a construção do arcabouço histórico desse trabalho.

Aos meus colegas e amigos, Erik Eduardo Rego, Radamés Mainardi, Roberto Callari e Roberto Yukio Saito pelas sugestões, pelo incentivo e apoio no decorrer desta jornada.

Aos Srs. Matheus Papaléo Netto e Renato Papaléo pelo tempo roubado de suas tarefas e dedicado à leitura desta dissertação.

Aos colaboradores do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP pelo apoio e gentileza no atendimento e resposta às minhas indagações.

Em especial à minha família pela paciência, dedicação e apoio incondicionais.

RESUMO

ROSIM, S.O. Geração de energia elétrica – Um enfoque histórico e institucional das questões comerciais no Brasil. 2008. 153p. Dissertação de mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em energia, Universidade de São Paulo.

As características estruturais do setor elétrico brasileiro são semelhantes às de outros setores produtivos clássicos. O segmento geração de energia elétrica ocupa um papel de destaque não só no aspecto estrutural, mas também na sua participação dentro da tarifa de fornecimento de energia elétrica, com participação da ordem de 30%. As questões comerciais que deveriam estar presentes de forma intensa durante todo o ciclo de vida do SEB, somente nas duas últimas décadas ganharam destaque e lhe foi dada a devida importância.

Este trabalho procurou identificar como se processou as relações negociais, em particular as de cunho comercial, entre as empresas, supridoras e supridas, integrantes do setor elétrico brasileiro – SEB. O estudo foi segmentado em três períodos: 1990 a 1996 – “Concepção da privatização”, 1997 a 2002 – “Execução Operacional do Programa de Privatização” e 2003 a 2006 – “Modelo da Reestruturação”. Foram analisados os conceitos referentes a energia assegurada, mecanismo de realocação de energia e contratos iniciais. O texto expõe também a evolução histórica do SEB desde o final do século XIX, durante todo o século XX, e observou as externalidades que contribuíram para o posicionamento atual, como por exemplo, crise do México, Consenso de Washington e Racionamento de Energia Elétrica – 2001.

Finalmente são apresentados os conceitos e o processo de cálculo do custo marginal de operação - CMO e do preço da liquidação das diferenças – PLD e do atual processo de comercialização de energia que compreende os ambientes de contratação regulada, com destaque para os leilões de energia, e o ambiente de contratação livre.

Palavras – chave: geração de energia elétrica, setor elétrico - Brasil, energia elétrica – aspectos econômicos, operação de sistemas eletroenergéticos, mercado atacadista de energia elétrica

ABSTRACT

ROSIM, S.O. **Power Electric Generation – A historic and institutional view of the commercial issues in Brazil**. 2008. 135 f. Work. Program of Post – Graduation in Energy, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

The characteristics of the Brazilian Electrical Sector, BES, are similar to those of other classic productive sectors. The electrical power generation segment plays an important role not only in the structural aspect, but also in the share of about 30% of the user's end tariff. The commercial issues, that should have been strongly emphasized in all BES life cycle, have only in the two last decades received the attention it deserved.

This work aimed at identifying how business relations developed, particularly the commercial issues of the companies belonging to the BES system; that is, suppliers and supplied components of the said system. This project was divided into three parts: 1990 to 1996 – “Conception of privatization”, 1997 to 2002 – “Operational execution of privatization programs” and 2003 to 2006 – “Restructuring model”. Concepts related to assured power supply, electricity reallocation mechanism and initial contracts were analyzed. The text still describes BES historical evolution from the end of the nineteenth century through the twentieth century. The prevailing external scenarios that contributed to the present situation, e.g., Mexico Crises, Washington Consensus and 2001 Electricity Supply Restriction were also taken into account.

Due consideration has also been given to: marginal operational cost calculation, settlement price for the differences (spot prices) and the existing process of power commercializing, which encompasses free and regulated contracting ambience. In the latter power auction plays the dominant role.

Key words: electric power generation, electric power commercialization, wholesale market for electric power, institutions of the Brazilian Electrical Sector, power system operation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Participação da geração no valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica no SEB.....	3
Figura 3.1 – Configuração dos sistemas elétricos e energéticos.	11
Figura 3.2 – Relacionamento das empresas concessionárias de energia elétrica integrantes do SEB.....	18
Figura 3.3 – Taxas Médias de Crescimento Anual.....	19
Figura 3.4 – Distribuição da média das tarifas de demanda e consumo relativas ao suprimento de energia, comparadas à variação do IPCA do período.	20
Figura 4.1 – Participação setorial nas privatizações 1990 – 2005.....	31
Figura 4.2 – Variação do Investimento e Capacidade Instalada para Produção de Energia Elétrica.....	32
Figura 4.3 – Quadro sinótico dos principais eventos que marcaram o setor elétrico brasileiro, no período de 1988 a 2006.	36
Figura 5.1 - Estrutura do SEB primeira metade da década de 90.....	39
Figura 5.2 – Investimento em geração no período de 1990 a 1995.....	46
Figura 5.3 – Evolução do consumo, geração agregada e PIB	47
Figura 5.4 – Tarifas médias de suprimento no período de 1992 a 1995.....	48
Figura 5.5 – Rentabilidade e lucro líquido das geradoras no período de 1993 a 1995.....	48
Figura 6.1 – Agências estaduais de fiscalização de infra-estrutura.	70
Figura 6.2 - Macro-funções do ONS	71
Figura 6.3 - Bacias do Sistema Interligado Nacional	72
Figura 6.4 - Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.....	73
Figura 6.5 - Planejamento e Programação da Operação.....	74
Figura 6.6 - Tarifa Marginal de Operação.....	83
Figura 6.7 – Consumo de energia elétrica e Capacidade Instalada.	86
Figura 7.1 - Distribuição dos submercados do SIN.....	91
Figura 7.2 – Participação dos agentes na CCEE em fevereiro de 2008.	93
Figura 7.3 - A cadeia de valor da CCEE	94
Figura 7.4 – Modelo institucional do SEB	97
Figura 7.5 - Estrutura dos Ambientes de Contratação e Comercialização de Energia – CCEE	98

Figura 7.6 - Leilões de compra para as distribuidoras - ACR	102
Figura 7.7 – Apuração e liquidação financeira do MCSD	109
Figura 7.8 – Evolução dos consumidores livres e percentual de participação no consumo na CCEE.....	112
Figura 7.9 - Decisão para Sistemas Hidrotérmicos	114
Figura 7.10 - Funções Custos Imediato e Futuro relativos à Sistemas Hidrotérmicos.....	115
Figura 7.11 – Evolução do CMO e PLD por submercado.....	118
Figura 7.12 – Diagrama representativo das instituições e agentes que participaram das operações da BM&F.....	121
Figura 7.13 – Energia comercializada (BM&F) e liquidada (CCEE) no curto prazo.	122
Figura 7.14 - Preço médio dos pregões comparado ao preço médio do PLD – Submercado Sudeste e Centroeste.....	122
Figura 7.15 - Preço médio dos pregões comparado ao preço médio do PLD – Submercado Sul	123
Figura 7.16 - Preço médio dos pregões comparado ao preço médio do PLD – Submercado Nordeste.....	123
Figura 7.17 - Preço médio dos pregões comparado ao preço médio do PLD – Submercado Norte	124

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Planejamento da Operação a Longo e Médio Prazos	16
Tabela 3.2 – Planejamento da Operação à Curto Prazo (GCOI)	17
Tabela 4.1 – Evolução dos Investimentos do Setor Elétrico Brasileiro	32
Tabela 5.1 – Procedimentos administrativos para implantação de sistemas de geração de energia elétrica segundo a potência e o tipo de geração.....	50
Tabela 6.1 – Participação de fundos públicos na privatização das empresas geradoras de energia elétrica no Brasil.	59
Tabela 6.2 – Energia hidráulica do sistema inferior à energia assegurada.....	61
Tabela 6.3 – Energia hidráulica do sistema superior à energia assegurada.....	62
Tabela 6.4 – Resultados alcançados pelo PROINFA (maio/07)	88
Tabela 6.5 – Capacidade instalada de geração de energia elétrica – 1996 a 2002 (MW)	89
Tabela 7.1 – Distribuição dos agentes participantes da CCEE em fevereiro de 2008	92
Tabela 7.2 – Dados referentes aos leilões de energia elétrica para suprimento do ACR	103
Tabela 7.3 – Evolução da energia anual contratada por tipo de contrato (MW médio).....	105
Tabela 7.4 – Principais Bolsas de Energia Européias.	119
Tabela 7.5 – Capacidade instalada de geração de energia elétrica – 2003 a 2006 (MW)	126
Tabela 7.6 – Geração de energia elétrica – 2003 a 2006 (GWh).....	126
Tabela 8.1 – Principais alterações entre os modelos	130

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Motivação	2
1.2 Objetivos.....	3
1.3 Metodologia.....	4
2. PREÂMBULO HISTÓRICO	5
3. EVOLUÇÃO DA INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA E ENERGÉTICA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	9
3.1 Configurações e Planejamento do Sistema Elétrico	11
3.2 Estruturas de Tarifação Aplicada ao SEB	19
4. ANTECEDENTES DA PRIVATIZAÇÃO E PRINCIPAIS EVENTOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO APÓS 1988	27
4.1 Situação político econômica do Brasil na década de 1980 e início de 1990	27
4.2 Impactos da promulgação da Constituição Federal de 1988 sobre o Setor Elétrico Brasileiro	33
5. CONCEPÇÃO DO PROGRAMA DE PRIVATIZAÇÃO – PERÍODO DE 1990 A 1995	37
5.1 A tentativa de estruturação das contas do SEB	38
5.2 A adequação do SEB visando a abertura do mercado de energia elétrica.....	43
6. EXECUÇÃO OPERACIONAL DO PROGRAMA DE PRIVATIZAÇÃO – PERÍODO DE 1996 A 2002	53
6.1 Elaboração das Regras de Privatização – Projeto Re-SEB.....	53
6.1.1 Mecanismo de Realocação de Energia – MRE	60
6.1.2 Contratos Iniciais	62
6.1.3 Energia Assegurada	63
6.2 Principais Instituições do SEB pós-privatização	65
6.2.1 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE	65
6.2.2 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.....	66
6.2.3 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS	70
6.2.4 Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.....	74
6.2.5 Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE	80
6.3 Crise de abastecimento de energia elétrica no ano de 2001	81

6.4	A geração de energia elétrica no período de 1996 a 2002.....	88
7.	O MODELO DA REESTRUTURAÇÃO – PERÍODO DE 2003 A 2006.....	90
7.1	Principais instituições do setor elétrico	91
7.1.1	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.....	91
7.1.2	Empresa de Pesquisa Energética - EPE	95
7.1.3	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE	96
7.1.4	Relacionamento entre as instituições e ambientes de contratação no modelo vigente	97
7.2	O atual processo de comercialização de energia elétrica	99
7.2.1	Leilões de energia elétrica	101
7.2.2	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD	108
7.2.3	Comercialização no Ambiente de Contratação Livre – ACL.....	110
7.2.4	Determinação do Custo Marginal de Operação e Preço da Liquidação das Diferenças.....	113
7.3	O mercado de energia elétrica e a BM&F	118
7.4	A geração de energia elétrica no período de 2003 a 2006.....	126
8.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	127
9.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	132

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro – SEB tem uma forte participação na história da sociedade brasileira, desde o final do século XIX, quando começou a ser instalado, até hoje. A sua área de atuação e de envolvimento não se restringe ao campo tecnológico, permeando a área econômica, social e política. A participação e interação do SEB sempre estiveram intimamente associadas ao desenvolvimento industrial, ao acesso à energia para suprir as necessidades básicas e a melhoria da qualidade de vida.

Historicamente, as empresas participantes do setor elétrico brasileiro preocuparam-se com a excelência tecnológica (equipamentos, projetos etc.), em detrimento dos aspectos negociais e, mais especificamente, comerciais. Talvez essa postura possa ser explicada pelas especificidades do SEB, resultado das características hidrotérmicas do setor e por causa das distâncias entre os geradores e o centro de carga, que representaram desafios a serem vencidos.

Em função de a configuração do setor elétrico ter possivelmente levado as empresa a superestimar as questões técnicas, os aspectos comerciais sempre estiveram em segundo plano. Isso implicou uma preocupação central com a entrega física da energia sem a equivalente preocupação em estabelecer regras negociais que formalizassem o processo de compra e venda dessa energia.

Além desses aspectos é preciso salientar que até 1998 as empresas do SEB eram, na sua grande maioria, verticalizadas o que propiciava uma relativa despreocupação com a eficiência da cadeia produtiva. Estavam sob o controle do Estado, o que tornava desnecessário o estabelecimento de instrumentos contratuais formais para compra de energia elétrica.

É importante esclarecer que este trabalho enfatiza os aspectos comerciais, entendidos como a relação de compra e venda de energia elétrica. Para isso procura apresentar os cenários vivenciados pelo setor no período de 1990 a 2006, visto ser esse período representativo das mudanças que o impactaram e que, de alguma forma, continuam a influenciá-lo, e a forma como o SEB foi estruturado para atender as demandas da sociedade.

Considerando-se que o SEB é um setor altamente regulado, seu estudo obrigatoriamente tem por base a análise dos vários dispositivos legislativos que constituíram seu ordenamento jurídico nos diversos períodos.

1.1 Motivação

A energia é fundamental para o desenvolvimento de uma nação e, de forma geral, para a manutenção da vida.

A definição científica do conceito de energia foi dada no século XVIII, a partir da idéia de trabalho mecânico, sendo ampliada no século XIX às questões relativas à termodinâmica (HÉMERY; DEBEIR; DELÉAGE, 1993). Mudanças significativas ocorreram a partir de então, com a diversificação do sistema econômico originado pela introdução da indústria e aprimoramento dos sistemas de transporte. As energias fósseis, carvão e petróleo, passaram a ocupar um papel de destaque.

Em 1878, a invenção da lâmpada incandescente de filamento, por Thomas Edison, traz outra “revolução econômica”, permitindo uma série de avanços científicos nos séculos XX e XXI.

Inicialmente a energia elétrica era vista como mais um insumo do processo produtivo, ou seja, associando-a as matérias primas que resultaria na obtenção de um determinado produto.

Já na atualidade, passa a ter uma conotação mercantilista, com uma valoração comercial própria, na medida em que foram implementadas modificações estruturais no setor elétrico mundial introduzidas pelas idéias neoliberais que tiveram início na Inglaterra, em 1988, através do “1988 White Paper”, denominado “*Privatizing Electricity*” (SÁ, 1995). No Brasil a questão comercial da energia elétrica passou a ocupar um lugar de destaque com a publicação da Lei nº 9.074, em 1995. Este dispositivo estabeleceu normas para outorga e prorrogações de concessões e permissões de serviços públicos e especificamente na seção III apresenta as opções de compra de energia elétrica por parte dos consumidores.

As características estruturais do setor elétrico brasileiro são semelhantes às de outros setores produtivos clássicos. Para que haja uma melhor compreensão dos aspectos comerciais, é importante que sejam estudados e analisados outros componentes que participam da cadeia produtiva, tais como:

- planejamento;
- cadeia de suprimento (gerador, transmissor e distribuidor), e
- atendimento pós-venda.

O presente estudo pretende focar as questões relativas a cadeia de suprimento, mais especificamente a relação entre gerador e distribuidor.

Dentro da cadeia produtiva da energia elétrica, o segmento de geração ocupa um papel importante, em virtude de representar em média 30% da composição final da tarifa de fornecimento de energia elétrica, conforme pode ser observado na figura 1.1.

Figura 1.1 – Participação da geração no valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica no SEB.

Fonte: (GUIMARÃES, 2006)

Além disso, diferentemente da transmissão e distribuição, cujos preços são fixados pelo órgão regulador, os preços praticados na geração são flexibilizados. No ambiente de contratação regulada – ACR os preços são limitados ao preço teto, estabelecidos pelo poder concedente, enquanto que no ambiente de contratação livre - ACL os preços são negociados entre as partes. Desta forma as empresas de geração dependem exclusivamente da sua forma de gerir e negociar os preços, para auferir melhor lucratividade.

O estudo histórico e institucional, focando aspectos comerciais, mostra-se relevante para que se possa fazer uma análise crítica das mudanças promovidas pelos modelos propostos para o setor elétrico, em relação aos seus impactos para a sociedade e atratividade para os investidores.

1.2 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo principal apresentar as principais transformações institucionais e comerciais introduzidas no SEB, subsidiada pelo texto legal da Constituição de 1988, que afetaram o segmento geração de energia elétrica no período 1990 a 2006.

Para isso, serão estudadas as modificações introduzidas pela legislação em três períodos:

- período 1990 a 1995 – **“Concepção da Privatização”**, considerado como elaboração do plano operacional, que preparou as empresas para que operassem em um novo ambiente;
- período de 1996 a 2002 – **“Execução Operacional do Programa de Privatização”** época em que ocorreram as privatizações do ponto de vista prático nos diversos setores, em especial nas empresa de infra-estrutura e introdução do modelo Re-SEB – Reforma do Setor Elétrico Brasileiro;

- período de 2003 a 2006, regido pelo “**Modelo da Reestruturação**”, que tem como alicerce o Plano Estratégico Público Privado – PEPP¹, apresentando os leilões de energia, como a bandeira do segmento comercial da geração, modelo atualmente vigente.

Tem, também, como objetivos específicos:

- apresentar os instrumentos reguladores do relacionamento entre as empresas geradoras, distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica, nos períodos que serão estudados;
- apresentar as instituições integrantes do SEB, nos períodos que serão estudados; e
- analisar, de forma complementar, como os mecanismos introduzidos pelos modelos impactaram no agente gerador.

1.3 Metodologia

O estudo foi desenvolvido por meio de levantamento bibliográfico, visitas técnicas a entidades do setor, entrevistas não estruturadas e pesquisa e análise de dados secundários.

O levantamento bibliográfico, responsável por subsidiar a maior parte desse trabalho, consistiu essencialmente de pesquisas na literatura, na legislação, em jornais e revistas especializados, pesquisas na web e em materiais didáticos.

Foi realizada uma visita técnica ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Regional Sul, com o objetivo de conhecer o planejamento da operação elétrica e a operação em tempo real.

Foram realizadas quatro entrevistas com profissionais que atuam no setor elétrico, com o objetivo de propiciar um direcionamento para o trabalho na medida em que explicitaram as políticas e ações realizadas nos diversos períodos em estudo.

Dados quantitativos diversos foram obtidos por meio de pesquisas nos sítios de organizações como a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, Centro da Memória da Eletricidade no Brasil – Eletrobrás, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA, ou ainda, em consultas diretas a essas instituições.

As informações obtidas estão apresentadas nos gráficos e tabelas ao longo do trabalho, com o objetivo de ilustrar, ainda que de forma indireta, o impacto dos modelos propostos.

¹ Conforme exposição feita pelo Prof. Nivalde J. de Castro no Seminário do PIPGE-IEE-USP, em 14/07/2006, sob o tema “O papel dos leilões na reestruturação do setor elétrico brasileiro”.

2. PREÂMBULO HISTÓRICO

Durante a Primeira República, a regência de todo o arcabouço jurídico, realizada através da Constituição de 1891, consagrava o direito de ascensão, que estabelecia propriedade aos donos da terra das riquezas do subsolo e, particularmente, aos recursos hídricos, lá existentes, não importando a finalidade desse aproveitamento (TOLMASQUIM; OLIVEIRA; CAMPOS, 2002).

No final do século XIX e início do século XX os controladores do setor de eletricidade se dividiam em dois grandes blocos, de um lado as empresas municipais e de outro lado os grandes investidores estrangeiros como a *holding* Brazilian Traction, Light and Power Co. Ltd., constituída pela São Paulo Railway Light and Power Co. Ltd e Rio de Janeiro Tramway Light and Power Co. Ltd, e American & Foreign Power –Amforp (DIAS LEITE, 1997). A título de ilustração é oportuno citar que a denominação da empresa na cidade de São Paulo sofreu uma alteração para São Paulo Tramway, designação essa mais adequada para o transporte urbano (História da Light, 1982).

Com relação às questões político - econômicas merece destaque a violenta polêmica travada na década de 30, na região sul/sudeste, entre aqueles que defendiam a nacionalização da indústria e os adeptos do capital estrangeiro, representados pela Light e sua subsidiária de capital canadense, e a American Foreign Power – Amforp (GOMES, 1986).

A crise de 1929 evidenciou que o modelo agroexportador estava esgotado tornando-se necessário redefinir a política econômica e o papel do Estado, em virtude do surgimento do grupo ligado as atividades urbano-industriais.

Considerando que o mercado de energia elétrica estava extremamente concentrado nas mãos dos grupos Light e Amforp, o governo brasileiro sentiu-se obrigado em implantar medidas pioneiras de ordenação institucional das atividades de produção e distribuição de energia elétrica. Algumas medidas iniciais com relação à regulamentação foram tomadas pelo governo:

- interrupção dos processos de autorização de novos aproveitamentos de cursos de água;
- proibição de aquisição de empresas; e
- extinção da cláusula-ouro².

² Mecanismo que era utilizado desde o primeiro contrato com a São Paulo Light, que garantia à empresa o reajuste sistemático das tarifas pela cotação ouro.

Em 1934, com a publicação do Código de Águas, o governo brasileiro procurou disciplinar a utilização dos recursos hídricos, incluindo a produção de energia elétrica. Este Decreto determinava que a propriedade das quedas d'água e do potencial hidrelétrico deixava de ser do proprietário da terra e passava a ser patrimônio da nação, sob forma de propriedade da União. A partir de então o aproveitamento do potencial hidrelétrico passou a depender de autorização ou concessão, pelo prazo máximo de 30 a 50 anos, conforme o montante dos investimentos.

A regulamentação da legislação vigente à época somente aconteceu em 1957, com a promulgação do Decreto nº 41.019 em 26 de fevereiro de 1957.

Pode-se depreender que os motivos que levaram o transcurso de 23 anos entre os dois dispositivos legislativos, foram as dificuldades em se modificar o *statu quo* das empresas operadoras e a inércia do poder concedente motivada pela inovação proporcionada pelo tema, visto que a subordinação de tais serviços era afeta ao Ministério da Agricultura e certamente a destinação da água para a produção de energia não era seu *core business*.

A inspiração nacionalista que o Código de Águas apresentava no seu arcabouço, provocou incertezas regulatórias que desestimularam a participação das empresas estrangeiras que atuavam no país. Adicionalmente, as restrições às importações de máquinas e equipamentos durante a II Guerra Mundial reduziram o ritmo da expansão da oferta de energia elétrica contrapondo-se ao crescimento de consumo. Como consequência desse processo houve um prejuízo na qualidade de fornecimento, incluindo a segurança operativa (GOMES et al., 2002). No final de década de 40 a participação do Estado era ínfima - cerca de 2%. O governo federal iniciou a sua participação no setor elétrico em 1945, com a criação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF, cuja concepção foi baseada no modelo da Autarquia do Vale do Tennessee - TVA. Seu funcionamento operacional ocorreu em 1949, que possibilitou a duplicação da capacidade instalada na região nordeste (TOLMASQUIM; OLIVEIRA; CAMPOS, 2002).

Em 1957 foi criada Furnas, para realizar o suprimento de energia elétrica da região sudeste, mais especificamente os estados de Minas Gerais, Rio de Janeiro e São Paulo.

Outros acontecimentos que marcaram de forma inequívoca a inserção do Estado no setor elétrico foram a criação das Centrais Elétricas de Minas Gerais - CEMIG, em 1951, a primeira holding estatal (GOMES, 1986) e das Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobrás, em 1961, através da Lei nº 3890-A de 25 de abril de 1961, cujo objetivo principal, estabelecido no Art. 2º era o de realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Os anos 60 do século XX foram marcados pelo início da implantação da indústria brasileira, o que aumentou o compromisso da indústria de energia elétrica, assim como o de outros segmentos da cadeia produtiva. Nesse ano foi criado o Ministério de Minas e Energia, adicionalmente como resposta a essa demanda, a Eletrobrás deixou de ser uma empresa singular passando para a categoria de holding do setor elétrico brasileiro, que contou inicialmente com a CHESF e Furnas como suas subsidiárias.

Devido a sua importância no cenário econômico nacional, além de possuir responsabilidades eminentemente técnicas, como citadas anteriormente, adicionalmente lhe foi atribuída a incumbência de gerir o financiamento do setor elétrico brasileiro e o Fundo Federal de Eletrificação, funções essas que pertenciam ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico – BNDE (DIAS LEITE, 1997).

Em resposta as necessidades do mercado de suprimento de energia elétrica houve a necessidade de redimensionar as empresas subordinadas à Eletrobrás, a fim de que pudessem cumprir o papel que o estado havia lhe destinado. Em 1968, foi criada a Eletrosul, através da incorporação das usinas térmicas sob controle federal no Rio Grande do Sul e em Santa Catarina, a hidrelétrica de Passo Fundo e as ações que a Eletrobrás possuía da empresa privada Termelétrica de Charqueadas (TOLMASQUIM; OLIVEIRA; CAMPOS, 2002), e a Eletronorte, em 1973.

Em razão das dimensões e complexidade do sistema elétrico brasileiro notou-se a necessidade da estruturação de um organismo dedicado a fiscalizar as empresas concessionárias. Adicionalmente, foram estabelecidos procedimentos e regras, com o intuito de disciplinar a administração e operação das empresas em atuação. Para atender a essa necessidade foi criado o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE.

Paralelamente, no âmbito estadual, diversas empresas foram criadas, como a Centrais Elétricas de São Paulo – CESP, em 1966. Com relação às empresas estaduais é importante enfatizar que o regime de concessão não se restringia somente à geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, pois frequentemente as três atividades estavam presentes (BERMANN, 1991).

Um dos grandes marcos do setor elétrico brasileiro foi a assinatura do Tratado de Itaipu, em 1973, que permitiu a construção do empreendimento binacional, Brasil – Paraguai, a Usina de Itaipu, cujo início de operação ocorreu em 05 de maio de 1984, contribuindo de forma significativa para a expansão da demanda.

Em 1979, com a aquisição das ações da Light pelo governo federal, todas as concessionárias do setor elétrico brasileiro eram constituídas por 100% de capital nacional e predominantemente estatal, diferentemente do observado na década de 1940.

O período de 1974 a 1979 foi extremamente danoso a estrutura financeira nacional, haja vista que nesse período a dívida externa bruta brasileira se elevou em aproximadamente US\$ 20 bilhões (FERREIRA; MALLIAGROS, 2003). O argumento apresentado pelo governo brasileiro era a necessidade de investimentos em infra-estrutura para viabilizar o desenvolvimento do país. Sem o devido planejamento financeiro, a década de 1980 foi marcada por uma profunda crise de Estado, acarretada na sua essência pela desestruturação da economia.

A fim de permitir a continuidade dos projetos iniciados da década de 1970, o governo brasileiro buscou os recursos necessários no mercado internacional. Considerando-se que os empréstimos eram escassos, o custo do dinheiro era superior ao praticado nos anos anteriores, dessa forma a dívida externa atingiu US\$80 bilhões. Esta situação trouxe a estagnação das obras que pudessem proporcionar um aumento da oferta de energia elétrica (SAES, 2005).

Não obstante as questões de ordem econômica, a década de 1980 foi muito importante para o Brasil, em função das transformações políticas importantes que ocorreram naquele período, que culminaram com a reconquista da liberdade democrática, formalizada pela Constituição de 1988.

Dentre outros assuntos, o texto constitucional trouxe novidades quanto à conceituação de questões referentes à energia elétrica, que propiciaram as reformas que se seguiram nos anos subseqüentes. A grande novidade foi permitir que o Estado delegasse às empresas de capital privado a responsabilidade pela gestão dos ativos do setor elétrico brasileiro.

A partir desses dispositivos constitucionais, aliado a questões de ordem econômica mundial, o SEB sofreu uma série de rearranjos a fim de permitir a manutenção e expansão do sistema.

3. EVOLUÇÃO DA INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA E ENERGÉTICA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No modelo que vigorou até metade dos anos 90 do século XX, a cadeia produtiva da energia elétrica, sob o aspecto técnico, era constituída por três segmentos:

- produção - tinha como função gerar o insumo energia elétrica;
- transmissão – responsável pelo escoamento da energia elétrica desde o gerador até o centro de carga regional,
- distribuição – responsável pela entrega da energia elétrica desde o centro de carga regional até o consumidor final.

Por outro lado, com relação ao aspecto tarifário o entendimento era um pouco diferente. As tarifas incidentes desde a produção até a entrega da energia elétrica ao consumidor final eram as seguintes:

- tarifa de suprimento – relacionada as atividades de produção/geração e transmissão, bem como ao intercâmbio entre as empresas; e
- tarifa de fornecimento – relacionada as atividades de distribuição, estando embutida a parcela referente ao suprimento.

A maioria das empresas do setor elétrico brasileiro era verticalizada, com as atividades de geração, transmissão e distribuição em sua estrutura. Como a regra vigente à época não restringia a coexistência dos segmentos, o fato de tê-los numa mesma empresa dependia única e exclusivamente da organização possuir a concessão para a prestação de tais serviços.

Essas empresas eram, quase que na sua totalidade, de capital pertencente ao Estado. Essa característica permitia que as questões referentes ao cumprimento de obrigações pactuadas comercialmente ficassem em segundo plano em relação às questões técnicas. O foco era a disponibilidade de suprimento de energia elétrica, significando que os acordos operativos se sobrepunham às questões comerciais. Em outros termos, dava-se total importância à entrega da energia elétrica, e o pagamento era uma questão acessória. Nesse cenário a área de comercialização era um apêndice do segmento distribuição.

Nas empresas verticalizadas as transações entre os segmentos aconteciam apenas nos registros contábeis e administrativos da organização e que serviam de subsídios para a fiscalização do poder concedente. Caso contrário, deveria haver um protocolo de compra e venda da energia, firmado entre as empresas. Se na eventualidade de uma empresa “A” tivesse disponibilidade de intercambiar um determinado fluxo de potência para a empresa “B” a tarifa incidente seria

a correspondente a suprimento, mesmo não tendo na sua cadeia produtiva o segmento geração.

Os sistemas elétricos da época, assim como os da atualidade, apresentavam um alto grau de complexidade em virtude das suas configurações havendo um grande número de geradores, transmissores, distribuidores e consumidores conectados à mesma malha. Assim sendo, para que pudesse haver fluidez da produção de forma satisfatória, atendendo a todos os agentes integrantes do sistema, era necessário que houvesse uma adequada coordenação e planejamento do despacho da energia elétrica, que visasse obter o máximo entrosamento das questões elétricas e energéticas.

Entendam-se como questões elétricas os aspectos ligados a topologia da rede, ao percurso da corrente elétrica e questões energéticas aqueles relativos ao suprimento dos blocos de energia demandados pelos diferentes usuários.

O diagrama da figura 3.1 mostra de forma simplificada o sistema de geração típico do SEB, com predominância hídrica e como complemento as usinas termelétricas. De forma esquemática, sob o aspecto energético, reduzindo-se o sistema a quatro unidades geradoras, os fluxos de potência representados pelas correntes elétricas produzidas pelas usinas em operação (i_{h1} , i_{h2} , i_{t1} , i_{t2}) são injetados na malha elétrica, composta pela rede básica³ (tensão $\geq$ a 230 kV) e pela rede de distribuição⁴ (tensão $\leq$ 138 kV). Ainda dentro da malha elétrica encontram-se as subestações de transmissão, que tem a finalidade de reduzir a tensão da rede básica para a rede de distribuição, e as subestações de distribuição que tem como função reduzir a alta tensão de distribuição para tensões menores a fim de permitir um melhor manejo das redes elétricas nas áreas urbanas. À jusante da malha elétrica estão localizadas as cargas elétricas, aonde serão injetadas as correntes demandadas pelo sistema consumidor (i_{D1} , i_{D2} , i_{Dn} , i_{C1} , i_{Cn}). É importante citar que não existe uma correspondência biunívoca entre as correntes elétricas dos geradores e dos consumidores. Uma das funções da malha elétrica é misturar as correntes provenientes dos geradores e entregá-las aos consumidores à medida que necessitam, atendendo às necessidades dos blocos de carga, constituídos pelos distribuidores e consumidores.

Como já citado as questões elétricas são inerentes a topologia da rede, nesse caso a malha elétrica representa o caminho a ser seguido pelas correntes injetadas pelo sistema de geração e

³ Sistema elétrico interligado constituído pelas linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV ou instalações em tensão inferior, quando especificamente definidas pela ANEEL.

⁴ Conjunto de instalações de distribuição de energia elétrica, com tensão inferior a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior, quando especificamente definidas pela ANEEL.

pelas correntes demandadas pelo sistema consumidor e distribuidor. Um sistema elétrico adequado deve ser, suficientemente, flexível a fim de atender situações de contingência.

Um dos fatores determinantes do estabelecimento dessa flexibilidade é a imperiosidade de se atender uma determinada carga elétrica. Como consequência pode-se dizer que quanto mais flexível for o sistema mais oneroso ele será. Pode-se afirmar, também, que as tarifas aplicáveis serão diretamente proporcionais a densidade de consumidores conectados àquela determinada rede.

Figura 3.1 – Configuração dos sistemas elétricos e energéticos.

Elaboração própria.

3.1 Configurações e Planejamento do Sistema Elétrico

O sistema elétrico brasileiro é o produto da integração de diversos sistemas elétricos regionais. Com o passar dos anos, devido ao crescimento da oferta e da demanda, a operação integrada tornou-se obrigatória, a fim de permitir o atendimento adequado ao aumento da demanda e a inserção de novas fontes. Agindo dessa forma a segurança operativa e a qualidade dos serviços poderiam ser atingidas.

Nas décadas de 50, 60 e início de 70 do século XX observa-se que os sistemas elétricos existentes, no Brasil, possuíam singularidades e fragilidades e, pelo fato de operarem de

forma independente, não possuíam interligação elétrica o que impossibilitava o remanejamento energético entre blocos de carga elétrica.

Uma das primeiras interligações do sistema elétrico brasileiro que ocorreu na região sudeste, era entre os sistemas Light São Paulo e Light Rio. A energia elétrica no sistema Light Rio era produzida na frequência de 50 Hz, enquanto a frequência da energia gerada no sistema Light São Paulo era de 60 Hz. Para que o intercâmbio energético pudesse ser realizado, existia na cidade de Aparecida, Vale do Paraíba, uma subestação conversora de frequência.

Em 1965, com a entrada em operação da Usina de Furnas foi possível melhorar o fornecimento de energia elétrica entre os Estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro. Posteriormente, a área de abrangência foi ampliada aos Estados de Goiás, Espírito Santo e ao Distrito Federal – Brasília.

A estrutura básica do setor elétrico era regida pelos seguintes organismos: Ministério de Minas e Energia, que traçava a política energética, a Eletrobrás que executava essas políticas e o Departamento Nacional de Energia Elétrica - DNAEE que atuava como órgão normativo e fiscalizador.

O DNAEE foi criado através da Lei nº 4.904 de 17 de dezembro de 1965 e tinha como principais atribuições:

- realizar estudos hidrológicos, avaliações e cadastros de recursos hídricos;
- instruir os processos de concessão ou autorização para o aproveitamento das águas, supervisionando e fiscalizando a utilização dos aproveitamentos que alteram o regime hidrológico;
- instruir os processos de concessão ou autorização referente aos serviços de energia elétrica;
- fiscalizar a evolução econômica e financeira dos serviços de energia elétrica, instruindo processos relativos às condições gerais de fornecimento e de tarifas;
- controlar a aplicação dos recursos provenientes do Imposto Único Sobre Utilização de Energia Elétrica- IUEE⁵, e do orçamento Geral da União, na expansão dos serviços de energia elétrica.

Segundo relato contido no documento “Notas da palestra do Curso Especial do RI/DP para Engenheiros do MN e PD”, da CEMIG de 1975, não havia um entrosamento operativo entre as diversas concessionárias, principalmente as geradoras, como por exemplo, a falta de

⁵ IUEE – Imposto Único Sobre Utilização de Energia Elétrica, foi criado através da lei nº.2308 de 31/08/1954, que institucionalizou o Fundo Federal de Eletrificação.

coordenação, enquanto uma empresa utilizava geração térmica, no mesmo sistema interligado, outra empresa vertia água do reservatório.

Devido à simbiose existente entre a geração e transmissão de energia elétrica, fica evidenciado que para uma adequada operação e conseqüente comercialização da energia elétrica era necessário que houvesse uma coordenação operativa, a fim de otimizar os recursos e garantir o suprimento de energia aos diversos blocos de carga que faziam parte do sistema elétrico.

Observou-se falta de coordenação e entendimento operativo, o que fez com que as concessionárias de serviço público de eletricidade que atuavam no âmbito dos sistemas interligados da região sudeste, buscassem um entendimento no sentido de corrigir tais distorções. Voluntariamente, sem a participação direta do poder concedente, as empresas: Companhia Brasileira de Energia Elétrica - CBEE, Centrais Elétricas de Minas Gerais - CEMIG, Furnas Centrais Elétricas - Furnas, Centrais Elétricas de São Paulo – CESP, Light São Paulo e Light Rio - LIGHT e Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL passaram a se reunir de forma sistêmica no sentido de organizar a operação do sistema elétrico e energético da região.

O reconhecimento pelo poder concedente de tais procedimentos foi feito através da Portaria nº 56 de 16 de janeiro de 1969, do Ministério de Minas e Energia. Ficou estabelecido que a supervisão geral ficaria sob a responsabilidade do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, e a Eletrobrás ficaria com a orientação técnica.

Em decorrência da Portaria nº56, num primeiro momento, foram incluídas no grupo de trabalho as empresas Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL, Centrais Elétricas Fluminense - CELF e Centrais Elétricas de Goiás - CELG que assinaram o Primeiro Acordo de Operação Interligada, constituindo o Comitê Coordenador de Operação Interligada – CCOI. Para completar o grupo foram incluídas as empresas Companhia de Eletricidade de Brasília - CEB, Companhia de Força e Luz de Minas Gerais - CFLMG e Centrais Elétricas Matogrossenses - CEMAT. O CCOI esteve ativo no período de 1969 a 1974.

Em 26 de abril de 1973, foi estabelecido o “Tratado Entre Brasil e Paraguai”, instrumento legal, para o aproveitamento do potencial hidrelétrico do Rio Paraná. No § 1.º do Art. III do referido Tratado consta que a Itaipu Empresa Binacional seria constituída pela Eletrobrás e pela *Administración Nacional de Eletricidad – ANDE* com igual participação no capital, e seria regida pelas normas estabelecidas no citado instrumento, no Estatuto que constitui seu Anexo A e nos demais Anexos (GOMES, 1986).

Como consequência do referido Tratado foi promulgada pelo Congresso Nacional a Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, regulamentada pelo Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1973.

Tais instrumentos legislativos definiram os parâmetros básicos de atuação das empresas federais e estaduais, com relação à expansão dos seus sistemas e fixou a obrigatoriedade das concessionárias que faziam parte do sistema sul e sudeste em adquirir a energia gerada de Itaipu. Eletrosul e Furnas, subsidiárias da Eletrobrás, ficaram com a responsabilidade de gerir a cota parte, correspondente a 50% da energia produzida pela Itaipu Binacional.

O Decreto nº 73.102, através do Art.1º determinava a instituição dos Grupos Coordenadores para a Operação Interligada, responsáveis pela coordenação operacional dos sistemas elétricos da região sudeste e da região sul. Vale destacar o contido no Art. 28 que destacava a criação pela Eletrobrás de contas especiais para atender o rateio dos ônus e vantagens do consumo de combustíveis fósseis, das regiões sudeste e sul, denominadas Conta de Consumo de Combustíveis CCC⁶ – Sudeste e CCC – Sul.

Além do GCOI os demais integrantes do comitê técnico nacional eram os seguintes:

- Comitê Coordenador de Operações Norte/ Nordeste – CCON, criado pela Portaria nº 1008, de 20 de setembro de 1974, do Ministério de Minas e Energia, com a coordenação da Eletrobrás e com a participação das concessionárias regionais;
- Grupo Técnico Operacional de Região Norte – GTON, criado pela Portaria nº 895, de 29 de novembro de 1990, do Ministério da Infra-estrutura, para atuar no âmbito dos sistemas elétricos isolados da Região Norte e de regiões vizinhas, com a coordenação da Eletrobrás e com a participação das concessionárias regionais, com a finalidade de apoiar as atividades relativas à operação e manutenção dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, bem como a comercialização de energia elétrica, visando melhorar as condições de suprimento e reduzir os custos de geração; e

⁶ Extraído do documento acessado através do site www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/ccc.pdf. A Conta de Consumo de Combustíveis – CCC é uma conta cuja arrecadação é usada para cobrir os custos do uso de combustíveis fósseis para geração termelétrica nos sistemas interligados e isolado. A conta é rateada entre todos os consumidores de energia elétrica do país. O valor da cota é proporcional ao mercado atendido por cada empresa. A partir de 2006, ficou restrita a cobertura de custos de geração termoelétrica dos sistemas isolados, conforme disposto na Resolução Normativa nº 208 da ANEEL, de 31 de janeiro de 2006.

O desembolso que as distribuidoras fazem para bancar a Conta é repassado aos consumidores por meio das tarifas. Isso acontece por ocasião do reajuste tarifário anual ou da revisão periódica das empresas. A CCC é gerida pela Eletrobrás. A necessidade do uso de combustíveis sólidos para geração termelétrica é determinada com base num planejamento feito pelo Operador nacional do Sistema Elétrico – ONS, e pelo Grupo Técnico Operacional da região Norte – GTON.

- Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, formalizado pela Portaria nº 1.617, de 23 de novembro de 1982, do Ministério de Minas e Energia. O GCPS realizava um planejamento determinativo, fazendo previsões decenais de mercado e propunha um programa de obras de geração e transmissão para supri-lo em cada ciclo anual de planejamento. Atuou até o final de 1990, com a coordenação da Eletrobrás e com a participação das concessionárias do setor elétrico brasileiro.

O GCOI era subordinado ao Ministério de Minas e Energia, através da Secretaria de Energia do Ministério. A sua estrutura era composta de um Conselho Deliberativo, de um Comitê Executivo e de uma Secretaria Executiva. No mesmo nível da Secretaria executiva estava o Centro Nacional de Operação do Sistema Elétrico – CNOS. Ao Comitê Executivo reportavam-se os grupos que produziam relatórios, estudos, normas etc., no sentido de proporcionar uma operação segura, integrada e coordenada do sistema interligado. Esses grupos, denominados subcomitês, abrangiam seis áreas de atuação:

- Subcomitê de operação – SCO;
- Subcomitê de estudos elétricos;
- Subcomitê de estudos energéticos;
- Subcomitê de manutenção;
- Subcomitê de comunicação, responsável pela formatação dos procedimentos de telecomunicações das empresas integrantes do GCOI; e
- Comissão de estudos de combustíveis – CEC, responsável pelo plano anual de combustíveis, aonde são estabelecidos os montante da CCC.

O planejamento da operação, sistemas elétrico e energético, era realizado pelo GCOI e GCPS no longo, médio e curto prazo conforme descrito nas tabelas 3.1 e 3.2, respectivamente.

Cabe ressaltar que a Eletrobrás tinha um papel preponderante, visto que a coordenação de todos os grupos era de responsabilidade daquela empresa. Pode-se depreender que o governo tinha uma atuação gerencial direta sobre todas as concessionárias de serviço público de energia elétrica, não obstante o papel exercido como poder concedente.

Os estudos de planejamento da operação de longo e médio prazo tinham por finalidade determinar as estratégias da operação do sistema propriamente dita bem como a oferta de energia elétrica para o ano seguinte, verificando a quantidade de geração térmica e hidráulica a ser disponibilizada, objetivando a minimização dos custos de operação. No tocante aos aspectos elétricos eram verificadas as questões relativas ao desempenho dos circuitos de

transmissão e as obras a serem realizadas a fim de adequá-los à malha principal dos sistemas interligados, sul/sudeste/centro-oeste e norte/nordeste.

As atividades de planejamento plurianual da operação eram consubstanciadas através dos Planos de Operação Elétrico e Energético, elaborados anualmente, contemplando um horizonte de planejamento máximo de cinco anos.

Tabela 3.1 – Planejamento da Operação a Longo e Médio Prazos

PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (GERAÇÃO)	Atuação do GCOI e GCPS	Atuação do GCOI	
	Input: Previsões de mercado; cronograma de novas unidades de geração; histórico das vazões; limitações de transferência entre áreas. Output: Riscos no atendimento energético.		Input: Previsões de mercado; cronograma de novas unidades de geração; custos de geração térmica e histórico das vazões. Output: Previsão de geração térmica por razões energéticas; determinação dos custos de geração; determinação dos intercâmbios de energia e demanda; definição dos montantes dos contratos de suprimento.
PLANEJAMENTO ELÉTRICO (TRANSMISSÃO)	Atuação do GCOI e GCPS	Atuação do GCOI	
	Input: Projeção de demandas; cronograma de geração. Output: Cronograma dos acréscimos à rede de transmissão; limite de transferência entre áreas.	Input: Projeção das demandas, cronograma da geração e transmissão, cronograma de manutenção de geração. Output: Limites de transferência entre áreas e locais; definição de necessidades de geração térmica; detecção de pontos críticos de atendimento.	Input: Projeção de demandas; cronograma de geração e transmissão; cronograma de manutenções; contratos; previsões de geração térmica por razões energéticas. Output: Fixação de limites de transmissão; determinação de geração térmica por razões de transmissão; definição de alternativas para atender pontos críticos de atendimento.
<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;"> HORIZONTE de 5 ANOS </div> <div style="text-align: center;"> HORIZONTE de 3 ANOS </div> <div style="text-align: center;"> HORIZONTE de 1 ANO </div> </div>			

Fonte: Eletrobrás – GCOI, 1998.

O planejamento de curto prazo da operação eletroenergética tinha como objetivo produzir um programa de geração para o mês, a fim de atender ao mercado previsto, considerando as eventuais restrições operativas e as informações constantes dos Planos de Operação: Elétrico e Energético.

No planejamento de curto prazo os instrumentos utilizados para subsidiá-lo eram os Programas Mensais de Operação: Elétrico e Energético – PMO, que poderiam sofrer revisões

ao longo do mês, em função da evolução da situação eletroenergética do sistema elétrico brasileiro.

Tabela 3.2 – Planejamento da Operação à Curto Prazo (GCOI)

PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (GERAÇÃO)		<p>Previsões de vazões, contratos de intercâmbio/recebimentos de energia; previsões de carga; limitações de transmissão; reserva de potência; níveis de armazenamento.</p> <p>Input:</p> <p>Cálculo do valor da água; avaliação e redefinição de contratos; custo marginal da energia; definição da geração térmica.</p> <p>Output:</p>	<p>O planejamento da operação energética era realizado com periodicidade mensal, mas discretizado em metas semanais.</p> <p>Obs.: Quando houvessem variações previsionais significativas, em uma semana, haveria revisão do planejamento em relação às seguintes.</p>
	<p>Previsões de mercado; cronograma de geração/transmissão;</p> <p>Input: cronograma de manutenções de usinas; previsões de geração térmica.</p> <p>Avaliação das necessidades de geração térmica devido às questões de transmissão; determinação de restrições/folgas de transferência entre áreas e locais.</p> <p>Output:</p>	<p>Previsões atualizadas de: geração, mercado, manutenções, geração térmica por razões energéticas, geração térmica por novas instalações de transmissão.</p> <p>Input:</p> <p>Geração térmica devido a razões de transmissão; procedimentos operativos.</p> <p>Output:</p>	<p>Previsões atualizadas de: mercado, geração hidráulica, manutenções, geração térmica devido a razões energéticas, cronograma de obras.</p> <p>Input:</p> <p>Atualização dos procedimentos operativos.</p> <p>Output:</p>
PLANEJAMENTO ELÉTRICO (TRANSMISSÃO)			
	HORIZONTE DE 3 MESES	HORIZONTE DE 1 MÊS	HORIZONTE DE 15 DIAS

Fonte: Eletrobrás – GCOI, 1998.

Até 1999 o sistema elétrico brasileiro operou de forma não integrada, ou seja, a operação eletroenergética era realizada em dois grandes blocos, os subsistemas sul/sudeste/centro-oeste e norte /nordeste. Além do planejamento operativo de longo, médio e curto prazo, a operação possuía mais dois estágios: programação da geração, visando os eventos com 24 horas de antecedência à operação em tempo real e a operação em tempo real, conforme pode ser visualizado na figura 3.2.

Figura 3.2 – Relacionamento das empresas concessionárias de energia elétrica integrantes do SEB

Fonte: (ELETROBRÁS – GCOI, 1998)

O intercâmbio entre as empresas supridoras integrantes do sistema sul/sudeste/centro-oeste é realizado de forma ampla, utilizando-se a malha elétrica (rede básica + rede de distribuição); assim sendo, é perfeitamente possível o intercâmbio de energia entre empresas mais distantes, como pode exemplo, entre CESP e CEEE, não se restringindo às adjacentes, como por exemplo, CESP e COPEL.

Na figura 3.3, observa-se que existe uma componente inercial na dinâmica do mercado de energia elétrica que induz o seu crescimento mesmo com a economia em crise (GCPS, 1993). É importante lembrar que o consumo de energia elétrica no Brasil sofreu impactos devido a alta dos preços internacionais do petróleo. Em particular o primeiro choque, em 1973, impactou de forma significativa, ou seja, mesmo o PIB sofrendo uma redução próxima a 50% não acarretou de forma elástica o mesmo impacto no consumo. Uma das explicações para o aumento do consumo na referida época é o incentivo proporcionado pelas políticas governamentais quanto aos usos finais da energia, como por exemplo, a energia térmica de substituição temporária.

Figura 3.3 – Taxas Médias de Crescimento Anual

Fonte: (ELETROBRÁS – GCPS, 1993)

Ainda na figura 3.3, é possível observar que a relação entre a variação de consumo de energia e a variação do PIB, denominada de intensidade energética, segundo Bermann (2001, p.28) mostrou-se desfavorável. A economia não teve um crescimento no mesmo sentido que o crescimento de consumo de energia, notadamente no período de 1979 a 1983 devido a crise dos países em desenvolvimento, como será visto no capítulo 4.

3.2 Estruturas de Tarificação Aplicada ao SEB

O princípio básico do sistema econômico é a realização da troca entre seus agentes. O agente que produz um determinado bem ou que executa um determinado serviço ao entregá-lo ao agente distribuidor ou diretamente ao consumidor final deve ser remunerado por tal operação. Para que a operação de troca possa ser feita dentro dos preceitos estabelecidos pelo princípio econômico é necessário que seja feita a quantificação justa dos itens envolvidos na operação e, para tanto, é necessário estabelecer o preço que melhor retrata a operação.

Na comercialização da energia elétrica a situação não é diferente, é necessário estabelecer o preço da energia que será colocada a disposição dos distribuidores e dos consumidores finais. Inicialmente o preço da energia elétrica estava relacionado ao custo do serviço prestado, constituído das seguintes parcelas (BITU; BORN, 1993):

- custos de exploração, composto pelos custos de operação e manutenção dos bens e instalações em serviço;
- custos de conservação dos ativos, relativos a depreciação dos bens e instalações em serviço; e

- rentabilidade do capital, estabelecido através de dispositivos legais, que corresponde a um percentual sobre o custo de investimento nos bens e instalações em serviço.

Especificamente, para a tarifa de suprimento, a tarifa publicada pelo DNAEE, através de Portarias, era composta de duas parcelas:

- Tarifa de demanda de potência - unidade monetária/ kW; e
- Tarifa de consumo de energia - unidade monetária/ MWh.

Para uma visualização do comportamento da tarifa de suprimento com relação ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA foi tomada uma amostra dos anos correspondente ao período de janeiro de 1983 a dezembro de 1984, conforme apresentado na figura 3.4. Em virtude da dificuldade em se obter a tarifa média de suprimento, no referido período, foram plotadas a média das tarifas de demanda e a média das tarifas de consumo, que são componentes da tarifa de suprimento.

Figura 3.4 – Distribuição da média das tarifas de demanda e consumo relativas ao suprimento de energia, comparadas à variação do IPCA do período.

Fonte: (ANEEL, IBGE 2007)

Observa-se que as variações das médias das tarifas de demanda e de consumo apresentam comportamentos semelhantes. Comparando-se esses valores com a variação do IPCA no mesmo período, nota-se que o repasse da inflação às tarifas não ocorre de forma direta, porém é possível afirmar que o IPCA médio do período, janeiro de 1983 a dezembro de 1984, foi repassado na sua totalidade. Uma das possíveis explicações para o ocorrido é o fato de o governo ter utilizado a tarifa de energia elétrica como controle inflacionário. Como o parque gerador que constituía o SEB era integralmente estatal, o fato das tarifas de suprimento não

contemplarem sequer o repasse da inflação, em alguns momentos, o que poderia se dizer da remuneração pelos serviços prestados. Como consequência do desequilíbrio econômico - financeiro houve uma degradação dos serviços e dificuldades no incremento das necessidades futuras, acarretando prejuízos às concessionárias e a economia do país.

A partir de um acordo de cooperação técnica entre o DNAEE e a Eletrobrás, com a participação das principais empresas concessionárias de energia elétrica, com a consultoria da *Electricité de France – EDF* e apoio do Banco Mundial, no período de 1977 a 1979, foi elaborado um estudo para que fosse examinada a viabilidade de se determinar os custos de suprimento e fornecimento da energia elétrica no Brasil, pela aplicação da Teoria Marginalista.

Segundo Bitu (1985, p.10): “O conhecimento dos custos, embora preliminar, permitiu evidenciar um substancial afastamento das tarifas de demanda e consumo, em relação aos custos incorridos explicando, em parte, o comportamento do SEB de superequipar o sistema para produção de potência, vendida a preço muito superior ao custo incorrido”.

Considerando esses comentários pode-se depreender que as empresas não faziam investimentos e custeios de operação e manutenção objetivando atender as necessidades do aumento da demanda, mas sim atender as suas conveniências no sentido de auferir ganhos de forma incondicional.

O custo marginal é o custo real de produzir uma unidade adicional de um determinado bem ou serviço, através de um sistema que opera em condições normais de produção. Sob a ótica matemática, a função custo marginal é a derivada de primeira ordem da função custo total correspondente, dessa forma varia a cada instante e em cada parte do sistema.

Particularmente, para a energia elétrica, o impacto no processo apresenta-se desde a geração, passando pela rede básica e culminando no sistema distribuidor.

Com o intuito de atender a dinâmica peculiar da cadeia produtiva da energia elétrica, e considerando que o SEB apresenta forte participação hidrelétrica na sua matriz de geração, foi criado um modelo que representasse a função custo total considerando os períodos críticos ao longo do dia, ou seja, quando a solicitação de carregamento elétrico é mais intensa e também os períodos anuais com maiores índices pluviométricos, onde houvesse maior disponibilidade de água para alimentar as turbinas das hidrelétricas.

A incorporação do conceito do custo marginal nos critérios tarifários tem resultado em dois efeitos relevantes no setor elétrico: um melhor gerenciamento da demanda e uma sinalização para os preços da energia no curto prazo (PIRES; PICCININI, 1998).

Aplicando-se o conceito de custo marginal a um sistema elétrico de potência, pode-se dizer que três situações podem ocorrer para o atendimento da carga adicional. A primeira situação seria expandir o sistema elétrico, a segunda é atender sem mudar a configuração e dessa forma o atendimento seria feito em sobrecarga, comprometendo a qualidade e segurança do sistema e por último que é a situação mais indesejável seria não atender.

No atendimento a carga adicional através da expansão do sistema, o custo resultante é denominado Custo Marginal de Longo Prazo – CMLP, formado pelo custo do investimento, o custo marginal de operação e manutenção, o custo marginal de perdas, o custo marginal de combustível e o custo marginal do déficit (BITU, 1985).

Caso o atendimento da carga adicional seja feito sem a expansão do sistema, o custo incorrido é denominado custo marginal de curto prazo – CMCP, formado por todas as componentes do CMLP exceto o custo de investimento.

A seguir é apresentada a definição de cada componente do CMLP e CMCP (BITU, 1985):

- custo de expansão – é o custo da novas instalações agregadas ao sistema existente, composto pela remuneração do capital investido e pela recuperação proveniente da depreciação do referido capital;
- custo de operação e manutenção – representa os desembolsos realizados para cobertura dos gastos com pessoal, material, serviços e outras despesas, necessários ao funcionamento dos equipamentos e instalações do sistema;
- custo de combustível – refere-se ao combustível consumido nas máquinas primárias do processo de conversão em energia elétrica;
- custo de perdas – é o custo da energia perdida na produção e no transporte, através da rede básica, da energia elétrica; e
- custo do déficit - como ocorre em todo sistema produtivo, no processo de geração de energia elétrica a situação não é diferente, pode existir a possibilidade de ocorrência de falhas, propiciando uma descontinuidade de suprimento e fornecimento dessa energia elétrica. Essa falha pode ser atribuída a diversos fatores como falha de equipamentos, falha humana e também a escassez de combustível primário para alimentar as turbinas, acarretando descontinuidade na operação dos geradores. A energia e potência não supridas, em vista das causas descritas, denomina-se custo de déficit.

Para um sistema que evolui através de uma trajetória de expansão ótima, pode-se dizer que o CMLP é igual ao CMCP, ou seja, quando a última unidade é acrescentada ao sistema, o

aumento de custo motivado pelo investimento é compensado pela redução dos custos marginais de operação e manutenção, de perdas, de combustível e de déficit (BITU, 1985).

Considerando que a tarifa calculada com base na Teoria Marginalista poderia melhor espelhar para o sistema e para os consumidores as questões referentes ao uso racional da energia elétrica, o Ministério de Minas e Energia através da Portaria nº 754 de 06 de junho de 1984, determinou ao DNAEE que priorizasse os trabalhos de elaboração e implantação da nova estrutura tarifária de suprimento.

Ficou determinado pelo Ministério de Minas e Energia, através da Portaria nº 2.054, de 24 de dezembro de 1987, que as tarifas de suprimento fossem, gradativamente, baseadas no conceito de custos marginais.

A proposta apresentada pelo grupo de estudos da Nova Tarifa de Energia Elétrica, constituído por representantes do Ministério de Minas e Energia, DNAEE, Eletrobrás e Empresas Concessionárias de Serviço Público de Energia Elétrica, propuseram a sistematização da tarifa de suprimento, que foi estabelecida pela Portaria nº 244, de 19 de dezembro de 1988, do DNAEE.

A síntese dos critérios e premissas que direcionaram o estabelecimento da tarifa de suprimento é apresentada a seguir.

Os documentos utilizados como sustentação para o estabelecimento da tarifa de suprimento baseada no custo marginal foram os seguintes (BITU, 1985):

- Planejamento da Expansão do Sistema;
- Plano Nacional de Atendimento aos requisitos de Energia Elétrica;
- Plano Decenal de Expansão do Sistema;
- Planejamento da Operação do Sistema;
- Plano de Operação; e
- Programa de Operação.

Depreende-se que a mudança tarifária atingiu também a questão de estruturação contratual entre as empresas supridoras e supridas, porém a assertiva apresentada anteriormente não fica invalidada, ou seja, o objetivo da entrega da energia elétrica estava em primeiro lugar, ficando a questão comercial como item secundário, visto a inadimplência que vigorou na época em todo o setor elétrico brasileiro.

Os critérios de contratação estabeleciam os valores de energia e demanda para a ponta e fora de ponta, que eram definidos em dois documentos preparados anualmente: Plano Decenal de Expansão do Sistema e Plano de Operação.

O Plano Decenal de Expansão do Sistema era elaborado para um horizonte de dez anos. A energia E1 e a demanda P1 eram valores contratados para os seis primeiros anos, quando da revisão anual esses valores não podiam sofrer alteração. Do sétimo ao décimo ano os valores eram previstos e esses podiam ser alterados dentro da dinâmica configurada pelo setor elétrico.

O balanço de energia no Plano Decenal devia atender aos seguintes requisitos: garantia de atendimento baseada no critério de suprimento de energia do SEB, sistema ajustado, não devendo os balanços energéticos apresentar superávits ou déficits. As energias contratadas baseavam-se nos blocos anuais. Caso algumas empresas apresentassem desajuste com relação aos balanços iniciais, o contrato de suprimento dessas empresas com a empresa supridora deveria ser ajustado.

Como ocorria com o balanço de energia, o balanço da demanda devia atender as garantias de atendimento baseada no critério de suprimento de potência do setor elétrico. As demandas eram contratadas considerando as referências máximas trimestrais.

O Plano de Operação era elaborado com base no horizonte de cinco anos, sendo que para o primeiro ano os valores contratados de energia E2 e potência P2 não podiam sofrer alteração, quando da revisão do plano, que ocorria anualmente. Do segundo ao quarto ano, a partir dos estudos e discussões no âmbito do GCPS e GCOI, eram previstos os valores para o atendimento do mercado de suprimento de energia elétrica. As regras vigentes à época permitiam que fosse feita reavaliação dos valores estimados.

Com relação aos balanços de energia e demanda os critérios são idênticos aos estabelecidos para o Plano Decenal.

De forma complementar os critérios adotados para o Programa de Operação deveriam ser atendidos. Contrariamente ao estabelecido nos Planos Decenal e de Operação, o Programa de Operação tinha como objetivo atender as condições imediatas, isto significa dizer que o horizonte era móvel, a fim de atender os resultados da operação com relação a atualização do Plano de Operação, atendimento ao mercado, otimizar a utilização do sistema.

Pela descrição dos procedimentos aplicados nos Planos Decenais, de Operação e no Programa de Operação o objetivo do órgão colegiado constituinte do GCPS e GCOI era atender ao mercado quanto ao suprimento físico de energia, fazendo com que as supridoras atendessem de forma equilibrada as empresas supridas, observando-se regras mínimas operativas a fim de manter o SEB ajustado e equilibrado.

A fim de atender aos princípios básicos empresariais e no intuito de atender as regras mercantilistas as regras de faturamento existiam, não significando que eram cumpridas como contrapartida a entrega do bem, no caso o suprimento da energia elétrica.

O faturamento de energia e da demanda à luz da Teoria Marginalista foi sintetizado pela seguinte expressão:

Faturamento de Energia

$$FE = E1 \times T1 + (E2 - E1) \times T2 + (E3 - E2) \times T3 \quad (I)$$

FE - Faturamento mensal de energia.

$E1 \times T1$ - significa o investimento da supridora, aonde $E1$ corresponde a energia contratada em MWh e equivalente a 1/12 do bloco anual. $T1$ o valor da tarifa de energia, baseada no CMLP⁷ (unidade monetária/MWh).

$(E2 - E1) \times T2$ - esta parcela representa o ajuste do Plano de Expansão, onde $E2$ é a energia contratada em MWh e equivale a 1/12 do bloco anual. $T2$ o valor da tarifa de energia construída a partir do custo marginal médio esperado para o ano, que correspondia ao valor anual da água.

$(E3 - E2) \times T3$ - esta parcela representa o ajuste do Plano de Operação, onde $E3$ é a energia contabilizada como efetivamente suprida em MWh. $T3$ o valor da tarifa de energia baseado no custo marginal de curto prazo, que correspondia ao valor da água para o mês correspondente.

Faturamento de Demanda

$$FD = FP + FFP \quad (II)$$

A expressão (II) é constituída das seguintes parcelas:

$$FP = P1 \times T1 + (P2 - P1) \times T2 + (P3 - P2) \times T3 \quad (II.1)$$

$$FFP = (P1 \times T1)FP + [(P2 - P1) \times T2]FP + [(P3 - P2) \times T3]FP \quad (II.2)$$

FD - Faturamento mensal da demanda.

FP - Faturamento mensal das potências de ponta.

FFP - Faturamento mensal das potências fora de ponta.

$P1 \times T1$ - $P1$ a potência contratada em kWh/h, correspondente ao valor máximo trimestral. $T1$ tarifa de potência, baseada no CMLP (unidade monetária/kW x mês).

⁷ O custo marginal de longo prazo - CMLP é originário do Plano de Expansão para o período considerado, além do custo de geração (produção) engloba também a rede de interconexão em alta tensão, rede esta energizada acima de 230 kV.

$(P2-P1) \times T2$ – corresponde ao ajuste do Plano de Expansão, onde P2 é a potência contratada em kWh/h, correspondente ao valor máximo trimestral. T2 tarifa de potência de ajuste (unidade monetária/kW x mês).

$(P3-P2) \times T3$ – corresponde ao ajuste do Plano de Operação, onde P3 é a potência máxima mensal contabilizada em kW. T3 tarifa de demanda de ultrapassagem (unidade monetária/kW x mês).

O critério de tarifação pelo custo marginal trouxe uma série de dificuldades de ordem prática para sua colocação em operação, destacando-se as seguintes:

- penalização aos usuários que utilizavam a energia no horário de ponta como, por exemplo, tração elétrica, eletrointensivos, etc. ;
- desenvolvimento de medidores específicos para efetuarem os registros das grandezas elétricas nos diversos horários do dia; e
- estruturação de informações e modelagem para construção de curvas de demanda.

Adicionalmente, o método de tarifação utilizando a Teoria Marginalista poderia causar confrontos com aspectos de ordem regulatória relacionados às características de serviço público como razoabilidade e preços não discriminatórios e geograficamente uniformes. Para contornar essas restrições regulatórias, os responsáveis pela estruturação da tarifação pelo custo marginal no setor elétrico introduziram *shadow prices*, o que significa a aplicação de “benefício preço” que foge ao critério alocativo eficiente de recursos. Um exemplo típico é a tarifa social aplicada aos consumidores baixa renda (PIRES; PICCININI, 1998).

Não obstante as dificuldades, observando-se as expressões (I) e (II) do faturamento da energia e da demanda, é possível notar que a modelagem que retrata a quantificação monetária da energia elétrica utilizando a Teoria Marginalista apresenta um estágio de sincronismo e coerência superior ao praticado anteriormente, quando era considerado o sistema de custo contábil. Nota-se que os aspectos relativos a sazonalidade e temporalidade utilizados pelos planejamentos da expansão e da operação, bem como pelos critérios operativos em tempo real, puderam ser transferidos para os preços a serem praticados entre os agentes que tinham a função de gerar/transmitir e de distribuir a energia demandada pelo sistema elétrico brasileiro.

4. ANTECEDENTES DA PRIVATIZAÇÃO E PRINCIPAIS EVENTOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO APÓS 1988

4.1 Situação político econômica do Brasil na década de 1980 e início de 1990

O período de maior crescimento para a América Latina foi entre os anos de 1940 e 1980.

Particularmente, para o Brasil, no período de 1950 a 1980, o PIB *per capita* teve um crescimento da ordem de 240%, melhor índice para a região, superior ao do México – 140% e do Chile – 70%, dentre outros.

Na segunda metade de 1970 e durante toda a década de 1980, começaram a surgir os efeitos do modelo de crescimento adotado. Aumentaram os déficits orçamentários, a inflação se acelerava, explodiam os empréstimos estrangeiros e, como consequência, as dívidas se acumulavam numa velocidade superior a capacidade de pagamentos dos juros (WILLIAMSON; KUCZYNSKI, 2004).

No início do governo Geisel, em 1974, o país pagava US\$ 500 milhões de juros, chegando a valores de US\$ 2,7 bilhões, em 1978. Devido ao segundo choque do petróleo em 1979 esse valor elevou-se ainda mais, atingindo as cifras de US\$ 4,2 bilhões. Este crescimento da dívida foi resultado da política de longo prazo adotada e teve consequências negativas nas contas externas do país.

Logo após o segundo choque do petróleo, o Brasil encontrou dificuldades em obter novos empréstimos externos para cobrir o desequilíbrio no balanço de pagamentos.

Segundo Bresser Pereira (1999, p.15), os anos 80 do século passado sofreram grandes impactos e conseqüentemente transformações que atingiram os mais diversos regimes políticos e econômicos, conforme pode ser percebido no texto a seguir:

Nos anos 80 ocorre uma grande crise econômica nos países em desenvolvimento, exceto os do Leste e Sudeste da Ásia, e uma desaceleração das taxas de crescimento nos países desenvolvidos, que tem como sua principal causa a crise endógena do Estado Social - do Estado de Bem-Estar nos países desenvolvidos, do Estado Desenvolvimentista nos países em desenvolvimento, e do Estado Comunista -, crise que o processo de globalização acentuou ao aumentar a competitividade internacional e reduzir a capacidade dos Estados nacionais de proteger suas empresas e seus trabalhadores. Esta crise levou o mundo a um generalizado processo de concentração de renda e a um aumento da violência sem precedentes, mas também incentivou a inovação social na resolução dos problemas coletivos e na própria reforma do Estado.

Em 1982, o México ficou sem reservas e incapaz de obter novos empréstimos, sendo obrigado a declarar moratória do serviço da dívida. As restrições financeiras não ficaram circunscritas ao México, foram extensivas aos demais países em desenvolvimento.

No segundo trimestre de 1980, o governo brasileiro cortou drasticamente os gastos públicos e reduziu os investimentos das empresas estatais em 8%. Além disso, o setor público (governo e estatais) começou a atrasar os pagamentos a fornecedores e empreiteiros do setor privado (FERREIRA; MALLIAGROS, 2003).

Com o objetivo de controlar a inflação, sucessivos planos econômicos - Plano Cruzado, Cruzado II e Bresser - foram implementados, não logrando êxito.

Adicionalmente, a falta de perspectivas no combate a inflação assim como a existência de outros fatores, como as incertezas com relação às negociações externas, o agravamento fiscal e as indefinições com relação a política industrial, propiciaram um clima desfavorável à retomada do investimento.

No âmbito internacional, preocupado com a dificuldade que os países da América Latina estavam enfrentando em honrar seus compromissos e vislumbrando a possibilidade do não recebimento, o governo recém empossado de George H.W. Bush propôs o Plano Brady⁸, em 1989.

Uma das características do Plano Brady era verificar a situação de cada devedor de forma particularizada analisando sua capacidade de pagamento, a fim de permitir que os compromissos pudessem ser honrados segundo o contrato de ajuste acordado entre as partes. Um dos incentivos que o Plano Brady apresentava aos países em desenvolvimento era um desconto da dívida. Para que essa operação pudesse ser concretizada junto aos bancos privados, o artifício adotado foi a recompra direta dos títulos pelo país devedor (LEFORT, 2004). A dívida convertida em títulos mobiliários e títulos de crédito, processo denominado de securitização⁹, teve como garantidor o Fundo Monetário Internacional.

Tal estruturação não foi bem compreendida pela comunidade econômica americana quando da discussão do Plano Brady no Congresso dos Estados Unidos (WILLIAMSON; KUCZYNSKI, 2004). Com a finalidade de elucidar e permitir um aprofundamento do Plano Brady, o Instituto para a Economia Internacional organizou um seminário com a seguinte abordagem: “Ajuste latino-americano: até que ponto aconteceu?”

⁸ Referência a Nicholas Brady – Secretário de Tesouro dos EUA.

⁹ Securitização é uma operação financeira que faz a conversão de ativos em títulos negociáveis. Esses títulos são vendidos a investidores, que passam a ser os novos beneficiários dos fluxos gerados pelos ativos. A securitização serve como suporte para a emissão de títulos ou valores mobiliários (LIMA; LIMA; PIMENTEL, 2006, p.172 e 173).

Foi nesse evento que surgiu a expressão “Consenso de Washington” que procurou identificar as políticas que as principais entidades de Washington como o Tesouro Americano, o Fundo Monetário Internacional, o Banco Mundial e o Banco Interamericano de Desenvolvimento reconheciam como fundamentais à restauração do crescimento (WILLIAMSON; KUCZYNSKI, 2004).

Segundo Bresser Pereira (1991, p.5) “O consenso de Washington formou-se a partir da crise do consenso keynesiano (Hicks, 1974) e (Bleaney,1985)]¹⁰ e da correspondente crise da teoria do desenvolvimento econômico elaborada nos anos 40 e 50 (Hirschman,1979)¹¹”.

De acordo com Williamson (1990 apud Bresser Pereira 1991, p. 6), o “Consenso de Washington” é constituído de dez reformas:

1. disciplina fiscal visando eliminar o déficit público;
2. mudança das prioridades em relação às despesas públicas, eliminando subsídios e aumentando gastos com saúde e educação;
3. reforma tributária, aumentando os impostos se isto for inevitável, mas “a base tributária deveria ser ampla e as taxas marginais deveriam ser moderadas”;
4. as taxas de juros deveriam ser determinadas pelo mercado e positivas;
5. a taxa de câmbio deveria ser também determinada pelo mercado, garantindo-se ao mesmo tempo em que fosse competitiva;
6. o comércio deveria ser liberalizado e orientado para o exterior (não se atribui prioridade à liberalização dos fluxos de capitais);
7. os investimentos diretos não deveriam sofrer restrições;
8. as empresas públicas deveriam ser privatizadas;
9. as atividades econômicas deveriam ser desreguladas;
10. o direito de propriedade deve ser tornado mais seguro.

Observa-se que a mensagem emitida pelas dez reformas enumeradas acima é basicamente a da forte redução de participação do Estado, deixando que o mercado tome a dianteira das ações. O Estado teria uma participação mínima, inclusive com relação às questões regulatórias. Esse foi um dos aspectos mais delicados visto que todo o arcabouço jurídico regulatório deveria ser substituído por ações de livre negociação entre as partes, mesmo em

¹⁰ Hicks, John. The crisis of Keynesian economics. Oxford: Basil Blackwell, 1974. Bleaney, Michael. The rise and fall of Keynesian economics. Londres: Macmillan, 1985.

¹¹ Hirschman, Albert. The rise and decline of development economics. In: Essay in trespassing. Cambridge University Press, 1981

questões de grande repercussão para a sociedade civil constituída, como as afetas à infraestrutura.

É curioso que dentro do espírito das dez reformas haja uma nítida aversão a participação do Estado, fato que se contrapõe ao praticado durante o período pós-guerra até os anos de 1980.

Os pontos tratados pelo “Consenso de Washington” suscitam que para a retomada do crescimento é necessário e suficiente que a economia seja estabilizada, liberalizada e privatizada.

Os países latino-americanos, incluindo o Brasil, encontravam-se em situação crítica devido às dificuldades na obtenção de empréstimos junto aos agentes internacionais, em virtude da instabilidade macroeconômica e da elevada dívida externa. No caso brasileiro, em 1989, a inflação girava em torno de 2.000% (Ipeadata, 2007) e a dívida externa era da ordem de US\$ 120 bilhões (LEFORT, 2004), obrigando o país adotar as reformas “sugeridas” pelo “Consenso de Washington” e aderir ao Plano Brady.

Em abril de 1990, com o início do governo Collor, através da Lei nº 8.031 de 1990 foi constituído o Programa Nacional de Desestatização - PND, tendo como objetivos principais:

- a reordenação da posição estratégica do estado na economia, transferindo à iniciativa privada atividades indevidamente exploradas pelo setor público;
- a contribuição para a redução da dívida pública, concorrendo para o saneamento das finanças do setor público, permitindo que se fizesse a retomada de investimentos nas empresas e nas atividades que fossem transferidas à iniciativa privada.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES recebeu a delegação do governo federal para gerir o Fundo Nacional de Desestatização - FND, que atuava como depositário das ações das empresas incluídas no PND.

Inicialmente, as operações ocorreram na área siderúrgica e petroquímica. Devido às privatizações e à queda dos investimentos nas empresas estatais, a relação investimento/PIB apresentou um decréscimo de 2,7%, passando de 4,7% na década de 1970 para 2,0% no período 1990 - 1994 (FERREIRA; MALLIAGROS, 2003).

Não obstante a urgência em adotar de forma integral os princípios do Plano Brady, sua formalização somente foi concluída em 1994, devido às turbulências políticas que ocorreram como, por exemplo, a cassação dos direitos políticos do presidente Fernando Collor.

Os resultados das privatizações no Brasil no período 1990 – 2005 resultaram em US\$ 105.899.000,00 distribuídos setorialmente conforme apresentado na figura 4.1.

A participação relativa ao “Decreto nº 1.068” refere-se ao ato declaratório de 02 de março de 1994, que “*Dispõe sobre a inclusão no Programa Nacional de Desestatização - PND das*

participações societárias minoritárias, detidas pelas entidades da Administração Federal que menciona, e dá outras providências”.

Figura 4.1 – Participação setorial nas privatizações 1990 – 2005

Fonte – (BNDES, 2006)

A participação do setor elétrico brasileiro, juntamente com o setor de telecomunicações, no resultado das privatizações foi bastante expressiva, correspondendo a 62% do total. Nesse montante estavam inclusas a receita de venda e as dívidas setoriais que foram transferidas. Especificamente para o SEB o correspondente à receita de venda foi de US\$ 24,6 milhões, enquanto a dívida transferida foi da ordem de US\$ 7,5 milhões.

A figura 4.2 apresenta a variação dos investimentos realizados no segmento geração elétrica e a capacidade instalada na década de 1980. Verifica-se que no período de 1981 e 1982 os incrementos de investimento e capacidade instalada têm o mesmo comportamento. Porém, no período de 1982 a 1986 nota-se uma anormalidade, ou seja, o incremento da capacidade instalada de geração é crescente enquanto o incremento de investimento é decrescente. Uma das possíveis explicações para que isso tivesse ocorrido é o não pagamento aos fornecedores e prestadores de serviço, fato que deve ter comprometido o ritmo das obras e, por conseguinte, a disponibilidade do sistema de geração para atendimento ao mercado.

Figura 4.2 – Variação do Investimento e Capacidade Instalada para Produção de Energia Elétrica

Fonte: (REZENDE; PAULA, 1997) e (IPEADATA,2007).

Um dado importante que será utilizado no período de “Concepção da Privatização”, para subsidiar de forma estimada os investimentos em geração está transcrito na tabela 4.1 que apresenta dados extraídos do documento de Rezende e Paula (1997, p.111).

Tabela 4.1 – Evolução dos Investimentos do Setor Elétrico Brasileiro¹²

ANOS	GERAÇÃO %	INVESTIMENTO TOTAL SEB US\$ (milhões) 2007	ANOS	GERAÇÃO %	INVESTIMENTO TOTAL SEB US\$ (milhões) 2007
1970	54,34	3.711,20	1981	63,22	11.119,93
1971	58,8	4.166,57	1982	65,73	11.805,18
1972	58,22	4.766,42	1983	63,16	9.071,80
1973	56,34	5.549,71	1984	57,04	8.113,71
1974	59,6	6.277,91	1985	51,81	9.045,61
1975	53,63	7.889,77	1986	50,95	8.577,98
1976	60,39	8.878,81	1987	53,93	12.099,56
1977	61,55	10.019,95	1988	54,82	10.036,59
1978	60,72	11.270,99	1989	63,66	8.362,43
1979	55,21	10.831,87	1990	57,69	6.762,57
1980	61,79	10.478,67	1991	63,31	5.634,33

Fonte: Rezende; Paula, 1997.

A participação média da geração na cadeia produtiva (geração, transmissão, distribuição e instalações gerais) no período de 1970 a 1991 foi de 58,65%.

¹² É importante mencionar que para a elaboração da tabela 4.1 foi considerado o ano de publicação do trabalho de Rezende e Paula, 1997, como base para atualização dos valores. Segundo o *Consumer Price Indexes* publicado pelo U.S. Department of Labor – Bureau of Labor Statistics, <http://www.bls.gov/cps/home.htm>, a atualização do dólar de 1997 até 2007 correspondeu a 29%.

4.2 Impactos da promulgação da Constituição Federal de 1988 sobre o Setor Elétrico Brasileiro

Paralelamente às discussões sobre as questões envolvendo aspectos econômicos e financeiros, o debate político acontecia. Nos anos de 1980 o grande debate político que culminou com a promulgação do novo ordenamento jurídico nacional, ocorreu em 1988 com a introdução da Constituição Federal de 1988 – C.F.

Entre a promulgação da Constituição Federal de 1967 e a Constituição Federal de 1988 passaram-se 21 anos. Novos conceitos foram introduzidos no sentido de atender as demanda da sociedade. Dentre as novidades os aspectos meio ambiente e relacionamento público-privado merecem destaque.

O tema relacionado a esta dissertação está mais voltado ao relacionamento público-privado, visto que diante da economia vigente à época (1988), existiam muitas limitações financeiras às quais o Estado estava submetido. Considerando que os serviços de infra-estrutura demandavam uma rápida recuperação, a saída encontrada foi expressa através das parcerias público-privadas.

O ponto de partida para compreender o arcabouço legal é a identificação na Constituição Federal de 1988 - C.F., de dispositivos pertinentes às questões referentes à energia elétrica, conforme acham-se expressos nos artigos e incisos abaixo:

- *Art.20. São bens da União:*

VIII – Os potenciais de energia hidráulica;

§ 1º. É assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração.

- *Art. 21. - Compete à União*

XII – Explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

b) – Os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos;

- *Art.22 – Compete privativamente à União legislar sobre:*

IV – Águas, energia, informática, telecomunicações e radiodifusão;

Parágrafo único. Lei nº complementar poderá autorizar os Estados a legislar sobre questões específicas das matérias relacionadas neste artigo.

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

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

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

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária;

IV - a obrigação de manter serviço adequado.

O artigo 20 da C.F. define que os potenciais de energia hidráulica são bens da União, estando em perfeita sintonia com o “Código de Águas”. O texto referente ao artigo 21, deixa claro que é competência da União explorar os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d’água, de forma direta ou mediante autorização. No artigo 22 está explicitada a competência para legislar sobre assuntos referentes à água e energia, dentre outros.

O artigo 175 da C.F. estabelece que a responsabilidade pela prestação de serviço público, na forma da lei, é do poder público, podendo ser feita diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, observando os princípios da legalidade, moralidade, publicidade e igualdade entre os participantes. O dispositivo legal que estabeleceu as normas gerais para licitação e contratos administrativos, no sentido de regulamentar o artigo 37, inciso XXI, da CF de 1988, foi a Lei nº 8.666 de 21 de junho de 1993.

Um dispositivo legislativo importante para o setor elétrico, decorrente do artigo 175 da CF, foi a Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995 que dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos. Um fato novo introduzido por este dispositivo foi a admissibilidade da subconcessão nos termos previstos no contrato de concessão, necessitando, porém a expressa autorização do poder concedente.

É importante salientar que aspectos referentes à transferência da concessão não foram abordados pela Lei nº 8.987/95. Para a obtenção da concessão e da subconcessão a lei exige a realização de processo licitatório, porém para a transferência de concessão não é feita nenhuma menção.

Pela lógica, depreende-se que se para subconceder, que é uma cessão parcial da concessão, é exigida licitação, para a transferência total o procedimento deveria ser igualmente aplicado.

Complementando a questão a Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995, no seu capítulo II estabeleceu como tratar as concessões, permissões e autorizações dos serviços de energia elétrica.

A concessão dos serviços públicos é uma forma pela qual a parceria público-privada pode ocorrer. O poder público, mediante delegação contratual ou legal, transfere ao particular a operação do serviço público, que o executa, em nome do Estado, por sua conta e risco, por tempo determinado e remunerado por tarifa.

Toda concessão fica subordinada a duas categorias de normas:

- as de natureza regulamentar que disciplinam o modo e a forma de prestação de serviço; e
- as de natureza contratual que estabelecem as condições de remuneração do concessionário.

As normas de natureza regulamentar também denominadas de leis de serviço, podem ser alteradas unilateralmente pelo poder concedente, sempre por interesse público justificado. Enquanto que as normas de natureza contratual, que constituem as cláusulas econômicas ou financeiras somente poderão sofrer alteração mediante acordo entre as partes, poder concedente e concessionária, visando a preservar o princípio do equilíbrio econômico-financeiro do contrato (SOUZA; MOREIRA, 1995).

A figura 4.3 apresenta os principais dispositivos legislativos criados no período de 1988 até 2006. Esses dispositivos tiveram como origem os princípios estabelecidos na Constituição Federal promulgada naquele ano e visaram disciplinar e orientar a convivência dos diversos agentes que fazem parte do Setor Elétrico Brasileiro – SEB.

Nesta figura, portanto, está sendo apresentado um panorama geral. Ao longo deste trabalho serão analisados os diversos dispositivos legislativos, de forma mais pormenorizada e dentro dos respectivos períodos.

Na sua elaboração, mereceram maior ênfase aqueles dispositivos que marcaram a criação, constituição e aprovação do regimento interno da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em função da sua importância para o SEB.

Figura 4.3 – Quadro sinótico dos principais eventos que marcaram o setor elétrico brasileiro, no período de 1988 a 2006.

Elaboração própria.

Do ponto de vista da hierarquia das leis, cabe ressaltar que os dispositivos apresentados na figura 4.3 representam aqueles de maior importância para o setor elétrico, ou seja, aqueles que serviram como base para sua regulamentação. A partir desses foram publicados inúmeros outros instrumentos, particularmente pelo órgão regulador.

5. CONCEPÇÃO DO PROGRAMA DE PRIVATIZAÇÃO – PERÍODO DE 1990 A 1995

Dentre os diversos serviços de infra-estrutura, o setor elétrico dos países em desenvolvimento apresentava atratividade em vista da sua magnitude e da sua importância para a sustentabilidade da economia.

No caso do Brasil a situação não era diferente, pois a dificuldade financeira existente no setor elétrico submeteu o governo brasileiro às diretrizes emanadas dos seus credores, assim sendo, propiciou entre outras questões, que se estruturasse e se concebesse as linhas mestras para privatizar os serviços públicos de energia elétrica.

De forma resumida são apresentados a seguir os pontos de maior relevância que propiciaram as dificuldades financeiras do setor elétrico, no início dos anos 1990:

- retenção das tarifas de energia elétrica, como medida antiinflacionária, agindo dessa forma reduziu o retorno sobre os investimentos e com o conseqüência eliminou a capacidade de autofinanciamento;
- o SEB foi utilizado pelo governo como instrumento de captação de recursos externos com a finalidade de equacionar a balança de pagamentos;
- em dezembro de 1974, através do Decreto-Lei nº 1.383 as tarifas de fornecimento de energia elétrica foram unificadas em todo o país, apesar das diferentes estruturas de custos e de ativos das empresas, além de características de mercado, procedimentos operacionais e administrativos diferentes;
- o Decreto-Lei nº 1.383 de 26 de dezembro de 1974 estabeleceu o instrumento denominado Reserva Global de Garantia – RGG¹³, para efetuar o processamento da transferência de recursos das concessionárias superavitárias para as deficitárias, de forma que a remuneração de cada empresa se situasse em torno da remuneração média do setor;
- para garantir um retorno mínimo sobre os ativos, estipulado em 10% a 12%, adotou-se um mecanismo de compensação, denominado Conta de Resultados a Compensar – CRC, local de registro para fins de compensação dos excessos e insuficiências de remuneração (FERREIRA, 2000). A CRC foi instituída pela Lei nº 5.655 de 20 de maio de 1971. Esse dispositivo legal dispunha que a remuneração legal dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica era entre 10% e 12% a critério

¹³ Reserva Global de Garantia tinha como objetivo garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. A administração era feita pela Eletrobrás, sob expressa fiscalização do DNAEE.

do poder concedente. A diferença entre a remuneração verificada no resultado do exercício e a estipulada pelo poder concedente era registrada na CRC do concessionário para fins de compensação dos excessos ou insuficiências de remuneração (Regime de Remuneração Garantida);

- extinção do Imposto Único sobre Energia Elétrica, cujos recursos eram utilizados para financiamento do SEB;
- elevação da alíquota para o imposto de renda para as empresas de energia elétrica de 6% para 40%.

5.1 A tentativa de estruturação das contas do SEB

A substituição do IUEE pelo Imposto sobre Circulação de Mercadorias trouxe benefícios aos governos estaduais, que não assumiram nenhum compromisso em destinar recursos para ampliação dos sistemas elétricos sob responsabilidade das empresas estatais.

Como um primeiro sintoma da falência do mecanismo, em 1986 o Governo do Estado de São Paulo recusou-se, formalmente, a contribuir para a CRC, deixando de recolher a RGG, sendo seguido nesta decisão pelos demais estados. A justificativa adotada foi a de que os estados estavam impossibilitados de cumprir o que determinava a legislação, pois deveriam investir em manutenções e expansões dos seus sistemas elétricos (MELLO, 1999).

Sem a remuneração mínima sobre os ativos o setor perdeu sua capacidade de autofinanciamento e iniciou a próxima década com um grande endividamento e inadimplência entre geradoras e distribuidoras.

A economia de escala era prioridade que definia a maior parte das decisões sobre investimentos, optava-se por usinas maiores em detrimento de empreendimentos menores. Tal fato exigiu grandes dispêndios com ativos fixos e conseqüentemente longos períodos de maturação, acarretando o impedimento da conclusão de muitas obras (REZENDE; PAULA, 1997).

No início dos anos 90, os investimentos paralisados nas usinas de geração de energia elétrica estavam em torno de US\$10 bilhões, que correspondiam a 10 GW em ativos inoperantes (PIRES; PICCININI, 1998).

A situação que se encontrava o setor elétrico brasileiro era extremamente caótica, em virtude dos problemas gerados pela inadimplência e pela dificuldade na obtenção de empréstimos internacionais. Em 1992 a dívida da União com as concessionárias, registrada contabilmente na CRC, correspondia a 2,5 anos de faturamento de todo o setor elétrico brasileiro, o equivalente a US\$24 bilhões (PIRES; PICCININI, 1998).

Na figura 5.1 é apresentada a estrutura do SEB na primeira metade da década de 90. Observa-se que sob o aspecto estrutural não houve mudanças significativas com relação ao que era praticada nos anos de 1980.

Considerando a situação de endividamento e inadimplência, bem como o débito da União para com as empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica, em 1993 o presidente da Eletrobrás, Eliseu Resende, estruturou um plano para equacionar a dívida. Esse plano, através dos trâmites regimentais, foi enviado ao Congresso Nacional, que o referendou e resultou na Lei nº 8.631, que dentre outras coisas, introduziu três inovações importantes no setor elétrico brasileiro (PIRES; PICCININI, 1998).

- eliminou o regime de equalização tarifária;
- promoveu um amplo encontro de contas entre as empresas credoras e devedoras do setor; e
- estabeleceu a obrigatoriedade de contratos de suprimento de energia entre as geradoras e as distribuidoras.

Dispunha, também, que geradoras e distribuidoras poderiam propor ao órgão regulador tarifas que remunerassem seus custos de serviços, que seriam corrigidas mensalmente de acordo com o impacto da inflação sobre os componentes da estrutura de custos de cada empresa, de forma ponderada. Estabelecia, ainda, que as concessionárias poderiam alterar seus preços relativos por meio de alterações compensatórias entre as classes de consumidores, desde que mantivessem o valor médio da tarifa.

Figura 5.1 - Estrutura do SEB primeira metade da década de 90.

Elaboração própria.

A referida lei determinava que a vigência de qualquer novo reajuste, de tarifas das distribuidoras, estaria condicionada a assinatura prévia de contratos com a geradora.

Outro aspecto importante da Lei nº 8.631 de 4 de março de 1993 era que as geradoras e distribuidoras passariam a propor ao DNAEE tarifas que cobrissem seus respectivos custos de serviço que seriam homologados caso o poder concedente, representado pelo DNAEE, não se pronunciasse em 15 dias.

Todo o esforço despendido para a implantação do sistema baseado na Teoria Marginalista foi deixado de lado, retornando ao método baseado no custo de serviços, de acordo com as determinações contidas no § 2º do Art. 1º da Lei nº 8.631.

- *Art. 1º*

§ 2º Os níveis das tarifas a que se refere o caput deste artigo corresponderão aos valores necessários para a cobertura do custo do serviço de cada concessionário distribuidor, segundo suas características específicas, de modo a garantir a prestação dos serviços adequados.

O Decreto nº 774 de 18 de março de 1993 que regulamentou a Lei nº 8.631 no seu § 2º do Art. 1º, apresentou a definição dos níveis das tarifas de suprimento.

- *Art. 1º*

§ 2º Consideram-se níveis das tarifas de suprimento os valores monetários a serem cobrados pelo concessionário para contraprestação do serviço público de suprimento de energia elétrica a outro concessionário.

Segundo o Art. 2º do Decreto nº 774, a proposta de alteração tarifária que os concessionários apresentassem ao DNAEE deveria considerar as seguintes premissas a fim de garantir a prestação adequada do serviço.

O cálculo do custo de serviço deveria compreender os seguintes tópicos:

- pessoal e encargos sociais;
- material;
- serviços de terceiros;
- tributos, exclusive o imposto sobre a renda;
- despesas gerais;
- contribuições e demais encargos não vinculados à folha de pagamento;
- energia elétrica comprada da Itaipu Binacional;
- energia elétrica comprada de outros supridores;
- transporte de energia elétrica da Itaipu Binacional;

- quotas de reintegração, compreendendo depreciação e amortização;
- quotas para a Reserva Global de Reversão (Reserva Global de Reversão - RGR¹⁴);
- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos;
- quotas das Contas de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), para os respectivos sistemas interligados;
- quotas da Conta de Consumo de Combustíveis para os sistemas isolados (CCC-ISOL);
- combustíveis utilizados na geração térmica, não reembolsáveis pela CCC;
- demais despesas inerentes ao serviço público de energia elétrica, reconhecidas pelo DNAEE;
- variação cambial excedente, segundo critérios aprovados pelo DNAEE; e
- remuneração.

A Lei nº 8.631 e o Decreto nº 774 determinavam que os contratos de suprimento entre as supridoras e supridas deveriam conter as quantidades físicas de energia e demanda de potência no curto, médio e longo prazo. As tarifas de suprimento deveriam ser calculadas com base nas previsões dos montantes físicos e também no consumo efetivo.

O Art.12 do Decreto nº 774 determinava que os intercâmbios de energia e potência decorrentes da otimização eletroenergética dos sistemas e da variação dos mercados deveriam ser faturados e pagos com base em tarifas específicas, fixadas mensalmente pelo DNAEE e considerada a forma de faturamento aprovada pelos comitês coordenadores, GCOI, CCON e GTON.

Ainda com relação à tarifa de intercâmbio, o Art. 2º da Portaria DNAEE nº 510, apresenta de forma clara que as tarifas de suprimento referentes ao intercâmbio de energia entre as empresas somente seriam aplicáveis se o contrato definitivo de suprimento estivesse em vigor e, conseqüentemente, não estivesse regido pela Portaria DNAEE nº 244/88.

Quanto à energia elétrica proveniente de Itaipu, as concessionárias de distribuição das regiões sul e sudeste obrigadas por lei a adquirir a cota parte, poderiam firmar contratos de repasse diretamente com Furnas e Eletrosul. Diferentemente, na década de 1980, no Estado de São Paulo, a CESP intermediava com Furnas a energia a ser repassada à Eletropaulo e CPFL.

¹⁴ A RGR foi instituída pela Lei nº. 5.655, de 20 de maio de 1971, "com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica", conforme consta do art. 4º da Lei.

Com a edição da Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, houve uma alteração no dimensionamento dos valores da RGR. No seu Art.13 estabeleceu a fixação em até 2,5% a quota anual de reversão que incidirá sobre os investimentos dos concessionários e permissionários, observado o limite de 3,0% da receita anual. A cobrança da RGR deveria terminar em 2002, a Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002 prorrogou sua cobrança até 2010.

O contrato de transporte da energia de Itaipu poderia ser celebrado diretamente com Furnas, pelas concessionárias de distribuição da região sul e sudeste.

Um ponto muito importante estabelecido pela Lei nº 8.631 foi com relação ao cumprimento dos pagamentos referentes aos contratos pactuados naquela oportunidade.

O estabelecido no Art.15 do Decreto nº 774 atende um dos pontos críticos apresentado pelo SEB durante a década de 1980, correspondente ao adimplemento entre as empresas.

- *Art. 15. Os contratos de suprimento deverão prever que as garantias de pagamento constituir-se-ão, obrigatoriamente, das receitas próprias dos concessionários supridos, com a respectiva autorização de débito automático em todas as suas contas correntes bancárias, uma vez caracterizado o inadimplemento.*

§ 1º Para os efeitos do caput, ficará caracterizado o inadimplemento quando o concessionário deixar de liquidar o respectivo débito, dentro do prazo máximo de quinze dias, a contar da data de vencimento da fatura, mantida, em qualquer hipótese, a oneração decorrente da mora.

§ 2º Os contratos conterão cláusula pela qual o concessionário suprido autorizará, mediante procuração específica, dele integrante, que, uma vez caracterizado o inadimplemento, consoante o disposto no parágrafo anterior, sejam transferidos de suas contas correntes bancárias para a do concessionário supridor, valores suficientes para quitação de seu débito atualizado e com os efeitos decorrentes da mora.

§ 3º A transferência referida no parágrafo anterior terá precedência sobre saques do próprio concessionário inadimplente.

§ 4º Os contratos de suprimento de energia elétrica gerada por concessionários brasileiros, bem como de transporte da energia elétrica gerada pela Itaipu Binacional deverão conter cláusulas de atualização monetária, juros e multa por atraso de pagamento das faturas, nos termos do disposto no art. 4º do Decreto- Lei nº. 2.432/1988, e de regulamentação a ser baixada pelo DNAEE.

§ 5º Os contratos de repasse da energia elétrica, gerada pela Itaipu Binacional, deverão conter cláusulas de acréscimos moratórios por atraso de pagamento das faturas nos mesmos termos dos acréscimos moratórios cobrados por aquela empresa aos concessionários brasileiros compradores de sua potência.

Observa-se que o corpo da lei procurou compromissar as empresas supridoras e supridas de forma a estabelecer confiança na entrega e recebimento dos serviços, a fim de garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos envolvidos.

Mesmo concentrando esforços para atingir os objetivos de interesse da sociedade, das concessionárias e do poder concedente, houve uma série de contratempos que acabaram por prejudicar a plena funcionalidade das diretrizes e determinações emanadas da Lei nº 8.631 e Decreto nº 774 (PIRES; PICCININI, 1998).

Os principais desacertos verificados podem ser assim enumerados:

DNAEE mostrou-se desaparelhado e sem autonomia para analisar as planilhas de custo das diferentes concessionárias;

1. a decisão final sobre os reajustes das tarifas continuou a cargo da equipe econômica, como parte da política de controle da inflação, visto que a edição da Medida Provisória nº 482/95, que instituiu o Plano Real, suspendeu, a partir de junho de 1995, os reajustes das tarifas públicas, inclusive do setor elétrico, e a Lei nº 9.069/95 revogou o programa de recuperação tarifária, então previsto no artigo 11 da Lei nº 8.631/93.
2. apesar de as concessionárias terem estabelecido contratos de suprimento com as geradoras de eletricidade, continuaram a ocorrer atrasos de pagamentos e inadimplência no setor como, por exemplo, pode ser citado, em 1996, o fato da CESP e Eletropaulo deverem, respectivamente, US\$3 bilhões e US\$ 500 milhões à Furnas referente à compra de energia de Itaipu (PIRES; PICCININI, 1998).

5.2 A adequação do SEB visando a abertura do mercado de energia elétrica

Um dos primeiros passos para a implantação da filosofia operacional do sistema elétrico rumo à privatização foi a implantação do Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL, através do Decreto nº 1.009 de 22 de dezembro de 1993.

O SINTREL tinha como objetivo primordial assegurar o acesso à rede de transmissão de energia elétrica, de forma a estimular a participação do capital privado na expansão da geração, através da inserção de produtores independentes de energia elétrica, bem como a energia elétrica proveniente da cogeração.

Mais uma vez o SEB incorria num gravíssimo erro que foi liberar o acesso sem definir a tarifa de uso do sistema distribuidor. É interessante tal fato ter ocorrido visto que num passado não muito distante, anos de 1980 e início de 1990, havia existido um problema concreto, sendo que a falta de um instrumento legal entre os supridores e os supridos foi um dos responsáveis pelo estado caótico existente na época. Pela publicação do Decreto nº 915 houve a permissão para formação de consórcios de geração hidrelétrica entre concessionárias e autoprodutores.

A Portaria DNAEE nº 337 de 22 de abril de 1994 regulamentou o SINTREL sendo que as empresas participantes eram as controladas pela Eletrobrás: Furnas, Eletrosul, CHESF, ELETRONORTE, Light e Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA.

A questão da remuneração do uso do sistema transmissor e distribuidor permaneceu sem uma regra específica até 1998, quando foram estabelecidas as condições de uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, realizada através da Resolução ANEEL nº 281 de 01 de outubro daquele ano.

O próximo passo dentro da linha de propiciar a participação de novos *players* no mercado de energia elétrica foi dado pelo poder concedente ao autorizar, através do Decreto nº 915, de 6 de setembro de 1993, a formação de consórcios por empresas interessadas na geração de energia elétrica com a finalidade de utilizá-la nas suas unidades consumidoras, ou seja, estava sendo autorizada a formação de consórcios de autoprodutores.

Com relação à abertura das empresas para um ambiente concorrencial, foi promulgada a Lei nº 9.074, também no ano de 1995, que estabeleceu normas para outorga e prorrogação de concessões e permissões de serviços públicos, além de criar a figura do Produtor Independente de Energia - PIE, dentre outras questões. A regulamentação da produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor foi feita por meio do Decreto nº 2.003.

Em relação ao PIE, o conceito introduzido foi de que as geradoras de energia elétrica poderiam comercializar a energia produzida, diretamente, com os consumidores, denominados “livres”. Tais consumidores eram aqueles conectados à rede de distribuição ou transmissão em alta tensão, igual ou superior a 69 KV e que tivessem demanda de energia elétrica igual ou superior a 10 MW, desde que respeitassem os contratos firmados com as concessionárias de serviços públicos de energia elétrica.

A operacionalização, sob o aspecto legal para o início da privatização, ocorreu com a publicação da Lei nº 8.987, denominada Lei Geral de Concessões, em 13 de fevereiro de 1995, que fornecia as regras gerais para licitação das concessões nos diversos segmentos de infra-estrutura, estando incluso o setor elétrico.

Motivado pela assinatura do Plano Brady e pela instabilidade econômica do Brasil, em 27 de maio de 1994, através da Lei nº 8.880 foram publicadas as diretrizes sobre o Programa de Estabilização Econômica e o Sistema Monetário Nacional que instituiu a Unidade Real de Valor.

A inflação atingiu níveis elevadíssimos, como pode ser observado pela variação anual do Índice Nacional de Preços ao Consumidor - INPC: 1990 - 1.585%, 1991 - 475%, 1992 -

1.149% e 1993 - 2.489%. O grande receio do governo era que os fatos que ocorreram nos anos de 1980 voltassem a acontecer na década de 1990, que pudessem corroer ainda mais o frágil sistema econômico do país.

O documento precursor do Plano Real foi o Programa de Ação Imediata – PAI, elaborado em julho de 1993, que continha as primeiras medidas econômicas destinadas ao enfrentamento da ameaça da hiperinflação que praticamente estava se configurando, conforme os valores apresentados no parágrafo anterior.

O Brasil vivia uma situação bastante delicada, visto que no ano de 1992 somente quatro países no mundo tinham atingido uma superinflação acima de 1000%, Rússia, Ucrânia, Zaire e Brasil.

Segundo o PAI a causa fundamental da doença inflacionária era a desordem financeira e administrativa do setor público e seus múltiplos sintomas (PAI, Ministério da Fazenda, 1993):

- penúria de recursos para o custeio dos serviços básicos e para os investimentos do governo e que eram indispensáveis ao desenvolvimento do país;
- vazamento dos recursos da República pelos ralos do desperdício, da ineficiência, da corrupção, da sonegação e da inadimplência;
- endividamento descontrolado dos Estados, Municípios e bancos estaduais;
- exacerbação dos conflitos distributivos em todos os níveis.

Ainda de acordo com o PAI a recuperação das finanças não se restringia ao fato de minimizar os gastos e aumentar as receitas, envolvia uma ampla reorganização do setor público e de suas relações com a economia privada, atendendo as seguintes etapas:

- corte e maior eficiência de gastos;
- recuperação da receita tributária;
- fim da inadimplência de Estados e Municípios em relação às dívidas com a União;
- controle e rígida fiscalização dos bancos estaduais;
- saneamento dos bancos federais; e
- privatização.

Nota-se que a arquitetura para a estabilização econômica estava em sintonia com os preceitos estabelecidos pelos agentes financeiros internacionais, bem como contava com o aval do povo brasileiro, fato este que facilitou a tomada das medidas para a implementação das regras da “nova economia”. Assim sendo, o processo de privatização iniciado no governo Collor pode ser potencializado.

Considerando os valores expressos na tabela 4.1 – Evolução dos Investimentos do Setor Elétrico Brasileiro, a participação média da geração na cadeia produtiva entre 1970 até 1991 foi de 58,65%. Considerando-se os valores totais de investimentos do setor apresentados no Plano Decenal de Expansão 1998/2007, foi possível calcular, de forma estimada, os valores investidos em geração no período de 1990 a 1995.

Figura 5.2 – Investimento em geração no período de 1990 a 1995¹⁵

Fonte – (ELETROBRÁS –GCOI, 1997)

Observa-se na figura 5.2, que no decorrer da primeira metade da década de 1990 houve uma forte redução dos investimentos em geração de energia elétrica. O motivo principal desta variação deveu-se a preparação das empresas para privatização e, assim sendo, a expectativa era de que o novo responsável pela concessão fizesse os aportes necessários ao segmento geração de energia elétrica.

A figura 5.3 apresenta a evolução do consumo de energia elétrica, a geração agregada e o PIB no período de 1990 a 1995. É possível observar que mesmo com a economia em situação bastante ruim nos anos de 1990 e 1992, o consumo de energia elétrica apresentou um crescimento significativo levando-se em conta o perfil inflacionário. É curioso que a variação do PIB em 1993 foi positiva da ordem de 5% mesmo com uma inflação de aproximadamente 2.500%. O consumo de energia elétrica no período de 1990 a 1995 sempre foi maior ou igual do que a energia agregada ao sistema de geração, demonstrando que as obras paralisadas

¹⁵ Segundo o *Consumer Price Indexes* publicado pelo *U.S. Department of Labor – Bureau of Labor Statistics*, <http://www.bls.gov/cps/home.htm>, a atualização do dólar de 1996 até 2007 correspondeu a 32%.

desde a década de 1980 e as novas obras para atender ao incremento das novas cargas eram insuficientes para atender o crescimento do consumo.

Figura 5.3 – Evolução do consumo, geração agregada e PIB

Fonte – (IPEADATA; ANEEL, 2007)

Outro ponto interessante a ser observado no período de 1990 a 1995 é a taxa média de crescimento do consumo de energia elétrica que correspondeu a 3,9%, enquanto a taxa média de crescimento da economia foi de 2,9%. A intensidade energética, relação entre a variação do consumo de energia e a variação do PIB, no período 1990 – 1995, resultou em 1,34 (perfil industrial eletrointensivo) bem menos impactante que os observados nas décadas anteriores.

Em julho de 1995 o SEB era composto por 64 concessionárias, sendo 55 empresas distribuidoras, cinco geradoras (excluindo Itaipu) e cinco mistas. A participação do capital privado no segmento geração de energia era de 2,7% da capacidade instalada em geração. Isso ratifica a predominância da participação estatal no segmento geração (BNDES, 2000).

No período de 1992 a 1995 as tarifas médias de suprimento sofreram uma pequena oscilação, conforme pode ser observado na figura 5.4. No período após a implantação do Plano Real, julho de 1994, fica evidente que o comportamento das tarifas média de suprimento sofreu uma discreta oscilação, coerente com os princípios estabelecidos no referido plano.

Figura 5.4 – Tarifas médias de suprimento no período de 1992 a 1995.

Fonte: (ELETROBRÁS – GCOI, 1997)

Como pode ser observado na figura 5.5, as geradoras sofreram o impacto do comportamento das tarifas na sua rentabilidade e lucro líquido, ou seja, no período de 1993 a 1995 o valor das tarifas estava aquém das necessidades das empresas.

O retorno do ativo econômico mede a rentabilidade operacional da empresa e corresponde ao produto da margem pelo giro, onde:

Margem = Lucro Operacional Antes do resultado Financeiro/Vendas; e

Giro = Vendas/(Necessidade de capital de giro + Realizável a Longo Prazo + Ativo permanente)

Figura 5.5 – Rentabilidade e lucro líquido das geradoras no período de 1993 a 1995.

Fonte: (BNDES, 2000)

Particularmente no período de julho de 1994 até outubro de 1995 as tarifas de suprimento permaneceram praticamente inalteradas. O dispositivo de reajuste tarifário apresentado na Lei nº 8.631 que baseava o cálculo das tarifas nos custos de serviço das geradoras e distribuidoras não foi aplicado tendo em vista a alteração dada pelo Plano Real, conforme descrito anteriormente.

Em 11 de julho de 1995 ocorreu a primeira privatização do setor elétrico, com a transferência dos ativos da empresa Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – Escelsa, distribuidora de energia elétrica que atendia a 90% da área do Estado do Espírito Santo, de propriedade da Eletrobrás. Os vencedores do leilão foram: GTD (11 Fundos de pensão) – 50% e Iven S.A. (Bancos Pactual, Nacional, Bozano Simonsen e Icatu) – 50% que compraram a empresa por US\$ 385,7 milhões, com ágio de 11,8% em relação ao valor mínimo estabelecido (BNDES, 2006).

O processo de privatização teve início pelo segmento de distribuição que, devido às suas características, apresentava maior atratividade para os investidores. Esse procedimento atendeu também a estruturação do setor elétrico como um todo, haja vista que privatizando o setor comprador num primeiro momento, proporcionaria maior receptividade ao setor que produzia o bem a ser distribuído e comercializado, no caso em questão a energia elétrica.

Em 7 de julho de 1995 foi promulgada a Lei nº 9.074, que estabelecia normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos.

As concessões de geração de energia elétrica, contratadas a partir da Lei nº 9.074, passaram a ter o prazo necessário a amortização dos investimentos, limitado a 35 anos, sendo a data base a de assinatura do contrato de concessão. Ainda segundo a Lei nº 9.074, o poder concedente, a seu critério, poderá prorrogar a concessão, no máximo, por igual período.

A legislação vigente determina que os futuros empreendimentos poderão ser submetidos ao processo de concessão (através de licitação para sua outorga) ou autorização, dependendo dos seguintes fatores:

- tipo de geração: térmica ou hidráulica;
- potência instalada;
- destino da energia produzida: Serviço Público - SP, Produtor Independente de Energia - PIE ou Auto Produtor de Energia - APE.

A tabela 5.1 apresenta os procedimentos que os geradores deveriam adotar, segundo a Lei nº 9.074 e Decreto nº 2.003, junto ao poder concedente.

O Decreto nº. 2.003 regulamentou a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que criou as figuras do PIE e APE. Anterior ao Decreto nº 2.003, a grande maioria da energia gerada era destinada

ao Serviço Público, mas existia uma parte dessa energia que era gerada para autoconsumo – dos grandes grupos para uso em suas indústrias, e pequenos produtores para uso em suas terras.

Tabela 5.1 – Procedimentos administrativos para implantação de sistemas de geração de energia elétrica segundo a potência e o tipo de geração.

Usina	Serviço Público		Produtor Independente de Energia		Autoprodutor	
	> 1000	> 5000	>1000	> 5000	$1000 < P \leq 10000$	> 5000
Térmica		Concessão		Autorização		Autorização
Hidro	Concessão		Concessão		Autorização	

Elaboração própria

O aproveitamento de potencial hidráulico igual ou inferior a 1.000 kW e a implantação de usina termelétrica de potência igual ou inferior a 5.000 kW independem de concessão ou autorização, devendo, entretanto, ser comunicados ao órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, para fins de registro.

Não obstante as diretrizes estabelecidas nos dispositivos legislativos anteriormente citados, a ANEEL, dentro da competência legal para definir o aproveitamento ótimo, estabeleceu critérios para enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH.

Para que um empreendimento possa ser caracterizado como PCH é necessário que sua potência instalada seja igual ou inferior a 30 MW e que o reservatório tenha uma área total igual ou inferior a 3,0 km². A legislação possui uma abertura que permite ao órgão regulador analisar especificidades regionais e desta forma mesmo que o reservatório possua uma área superior a 3,0 km² o projeto poderá ser enquadrado como PCH. Empreendimentos caracterizados como PCH necessitam de autorização por parte do poder concedente.

Com relação ao PIE, o conceito introduzido foi de que as geradoras de energia elétrica poderiam comercializar a energia produzida diretamente com os consumidores denominados “livres”. Tais consumidores eram aqueles que estivessem conectados à rede de distribuição ou transmissão em alta tensão, igual ou superior a 69 KV e que tivessem demanda de energia elétrica igual ou superior a 10 MW, desde que respeitassem os contratos firmados com as concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. Para os consumidores, ligados após 08 de julho de 1995, conforme Resolução 264, de 13 de agosto de 1998, da ANEEL, as condições para adquirir energia elétrica de PIE foram flexibilizadas visto que deveriam possuir uma demanda superior a 3 MW e ligados em qualquer tensão.

Os consumidores ligados antes de 08 de julho de 1995, em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderiam, a partir de 08 de julho de 2000, optar pela compra junto a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do sistema interligado.

Os produtores independentes de energia elétrica além de vendê-la a consumidores livres, também poderiam comercializá-la para as concessionárias de serviços públicos de energia elétrica.

Os consumidores em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo 500 kW, atendidos em qualquer tensão, podem optar pela compra de titular de autorização ou concessão de aproveitamento hidráulico destinado à produção independente ou autoprodução de energia elétrica e com características de pequena central hidrelétrica, nos termos da legislação, e cuja potência total final esteja compreendida entre 1 e 30 MW.

A Lei nº 9.074 faz menção quanto as formalizações contratuais que deverão ser respeitadas para utilização do bem público - UBP, sendo necessário que estejam explicitamente claras no instrumento que vier a ser pactuado, conforme exposto a seguir:

- quais são os direitos e obrigações do PIE e do APE;
- quais são as condições de operação da usina e de comercialização da energia elétrica produzida;
- quais são os encargos financeiros da exploração da energia elétrica, dependendo da forma como a operação será realizada, de forma integrada ou não integrada;
- quais as penalidades que os PIE e os APE estão sujeitos e como poderá ocorrer a caducidade da concessão, bem como em que condições poderão ocorrer a transferência da concessão; e
- no caso de autorização, quais são os direitos e obrigações do autorizado.

O surgimento da figura do produtor independente de energia suscitou algumas dúvidas quanto a sua legalidade quando comparado aos agentes de geração caracterizados como empresas públicas.

Alguns autores argumentam que embora a criação da figura do produtor independente de energia tenha representado um aspecto positivo, em vista da sua autonomia com relação às regras às quais as empresas públicas são submetidas, questionam como podem coexistir dentro de um mesmo ambiente, empresas privadas – PIE e empresas públicas - SP.

Blanchet¹⁶ (1991, apud SAUER et al, 2003, p.59) apresenta comentários jurídicos pertinentes ao assunto:

INCONSTITUCIONALIDADE

A execução de serviço público, por imposição, principalmente, do princípio constitucional da isonomia, deve ser outorgado exclusivamente a concessionário ou permissionário, mediante prévia licitação, ressalvadas unicamente as situações de dispensa e de inexigibilidade.

OFENSA AO PRINCÍPIO DA ISONOMIA

O parágrafo único do Art.11 torna explícito o tratamento diferenciado reservado pela lei ao produtor independente de energia, ao estabelecer que este subordinar-se-á a regras operacionais e comerciais próprias. Todo tratamento diferenciado, para ser constitucional e não arrostar o princípio da isonomia deve fundar-se em motivos suficientemente relevantes para justificar, com base no interesse público, e jamais no particular, a disparidade do tratamento.

Uma vez que o PIE, de acordo com a Lei nº 9.074/95 deve se submeter a um processo licitatório para adquirir o direito de produzir e comercializar energia elétrica, está na realidade submetido às mesmas imposições que as empresas públicas.

Quanto à questão relativa ao princípio da isonomia, o Art. 11 da Lei nº 9074/95 cita que “o produtor independente de energia elétrica está submetido a regras operacionais e comerciais próprias.....”. No entanto, o observado na prática é que tanto o PIE como o SP devem seguir as mesmas regras operacionais de acesso à rede básica e aos procedimentos de comercialização determinados pelo poder concedente.

¹⁶ Blanchet, L.A. Concessão e permissão de serviços públicos. Curitiba: Juruá, 1999.

6. EXECUÇÃO OPERACIONAL DO PROGRAMA DE PRIVATIZAÇÃO – PERÍODO DE 1996 A 2002

Este período foi o mais atribulado para o setor elétrico brasileiro, com relação a acomodação das regulamentações, a criação de instituições, as mudanças estruturais ocorridas nestas instituições e a crise energética de 2001 que culminou com o racionamento de energia elétrica que se propagou até o início de 2002.

Como apresentado anteriormente, o processo de privatização teve início pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica. Isso ocorreu, mesmo sem a criação de um órgão regulador de caráter independente, não subordinado ao Ministério de Minas e Energia, como acontecia com o DNAEE.

Nesse capítulo será abordado o Modelo Proposto pela *Coopers & Lybrand*, a criação de organismos dentro dos conceitos abordados por essa proposta, como a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Operador Nacional do Sistema – ONS e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.

6.1 Elaboração das Regras de Privatização – Projeto Re-SEB

Inicialmente, é importante enfatizar que a denominação reestruturação dada pelo projeto Re-SEB não é a mesma utilizada na estruturação desta dissertação. A denominação Re-SEB será utilizada em vista da sua larga difusão no setor elétrico brasileiro. O entendimento constante desta dissertação é que a melhor designação seria “Elaboração das Regras de Privatização e Seus Organismos Estruturais”.

Em 22 de setembro de 1996, foi assinado contrato entre a Eletrobrás e a *Coopers & Lybrand*, para que esta última elaborasse o plano de estruturação do setor elétrico brasileiro, a fim de compatibilizá-lo com a nova filosofia que estava sendo adotada, ou seja, a privatização das empresas concessionárias de energia elétrica.

A proposta apresentada pela *Coopers & Lybrand* contemplava todos os aspectos necessários a criação de um mercado de energia denominado “eficiente”. As atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização foram segregadas, as empresas foram cindidas nestes segmentos. O objetivo era fortalecer o setor, viabilizando competitividade onde era possível, nos segmentos de geração e comercialização, e permitindo que os segmentos denominados monopólio naturais, distribuição e transmissão, tivessem seus serviços remunerados adequadamente para que a cadeia produtiva do SEB pudesse ser completada.

O ano de 1996 foi marcante para o setor elétrico, visto que teve início o trabalho de consultoria da *Coopers & Lybrand* consorciada com as empresas brasileiras, Ulhoa Canto, Engevix e Main Engenharia.

O estudo do Re-SEB foi dividido, pela consultoria encabeçada pela *Coopers & Lybrand*, em quatro grandes blocos (PAIXÃO, 2000):

- modelo comercial, sua estrutura e seus procedimentos;
- sistema legal e estrutura de regulamentação;
- instituições regulamentadoras; e
- participação privada e financiamento do setor.

Segundo Paixão (2000, P.68), alguns pontos que demonstravam preocupação e resultaram em dúvidas sobre o futuro do SEB, são relatados a seguir:

- o futuro do setor dependeria de como iria atuar o órgão regulador;
- adequar o modelo à privatização, mas sem demorar na sua operacionalização;
- o governo não deveria ter criado o órgão regulador, antes de efetuar qualquer ação referente à mudança do SEB;
- o sucesso do Plano Real seria condição necessária para que o governo não fosse tentado a, de novo, usar tarifas para combater a inflação;
- privatização e reestruturação deveriam ser feitas ao mesmo tempo; e
- o objetivo proposto era a competição e sua ferramenta, a privatização.

Existia uma ansiedade muito grande por parte do alto escalão do poder executivo em dar prosseguimento ao programa de privatização. Poucos deram importância para a criação de um órgão que efetivamente pudesse gerir a condução para uma implantação adequada, no sentido de assegurar uma maior confiabilidade aos investidores e a sociedade de forma geral.

As discussões que ocorreram entre os membros do SEB de alguma forma ecoaram nos dirigentes, que estavam atuando no projeto liderado pela *Coopers & Lybrand*. Como consequência dessa participação extra-oficial, o resultado da proposta do governo com relação ao assunto sustentou-se em três objetivos básicos (PAIXÃO, 2000):

- garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica;
- manter e melhorar a eficiência operacional; e
- reduzir os gastos públicos e saldar a dívida pública.

Para que tais objetivos pudessem ser alcançados certas restrições de ordem legislativa, administrativa e comportamental deveriam ser superadas ou, no caso do cenário se mostrar desfavorável, adaptações deveriam ser providenciadas.

Algumas dessas questões eram:

- a Constituição Federal de 1988, preceitua no inciso IV do art.22, que *Compete privativamente à União legislar sobre águas, energia, informática, telecomunicações e radiodifusão*. Os ativos dos segmentos da Indústria de Energia Elétrica: geração, transmissão e distribuição do setor elétrico brasileiro, pertenciam aos Estados membros da federação;
- a legislação referente às questões ambientais aumentava os riscos de implantação de empreendimentos de geração, em particular hidrelétricas, visto que os projetos das usinas hidrelétricas não contemplavam, no momento do processo licitatório, a liberação da Licença Prévia. Os segmentos de transmissão e de distribuição também foram atingidos, com um grau menor de risco;
- o risco país, que propiciava insegurança aos investidores; e
- resistência às mudanças, um comportamento do corpo funcional e de uma parte da sociedade, fortemente presente no cenário.

Tendo essas questões como direcionadoras, o próximo passo foi verificar e constatar o *modus operandi*, culminando com o diagnóstico das principais atividades do SEB. Os pontos de destaque que se relacionam com o estudo, podem ser assim enumerados (PAIXÃO, 2000):

- o SINTREL não tinha aceitação e seu conceito, com relação a rede básica não era claro;
- as atividades de operação e planejamento deveriam estar coordenadas;
- embora houvesse entendimento quanto a relevância técnica, tanto do GCOI como do GCPS, a atuação desses órgãos poderia não ser adequada em um ambiente competitivo em virtude da sua subordinação à Eletrobrás;
- a classificação de geradores em serviço público, autoprodutor ou produtor independente, poderia criar dificuldades regulamentares para a instituição do mercado;
- difícil conciliação na questão tarifária, com as tarifas sendo fixadas, conjuntamente, pelo DNAEE e Ministério da Fazenda;
- definição da função da Eletrobrás;
- não havia estrutura clara para a definição das tarifas;
- a fixação das tarifas, pelo DNAEE, era feita em bloco, fato que privilegiava os geradores que possuíam usinas depreciadas, do ponto de vista contábil;
- existia uma grande dúvida com relação a atratividade que as tarifas praticadas poderiam proporcionar aos investidores;

- existia uma certeza com relação a não sustentabilidade, em um ambiente competitivo, dos subsídios cruzados entre grandes e pequenos consumidores; e
- seria possível privatizar a geração, visto que as distribuidoras não honravam os seus compromissos?

Este último aspecto vem ao encontro do apresentado anteriormente, no capítulo 4, ou seja, existia uma preocupação em privatizar a distribuição para minimizar os eventuais riscos que poderiam transparecer aos investidores estrangeiros com relação à inadimplência, que o setor elétrico brasileiro tinha presenciado nos anos anteriores, praticado pelas distribuidoras com as geradoras.

Segundo Paixão (2000, p.123), a proposta apresentada pela empresa *Coopers & Lybrand* apresentou como característica central, a criação do mercado atacadista de energia. Uma amostra das recomendações contidas na referida proposta é apresentada a seguir.

- criar uma entidade denominada operador independente, administrado pelos agentes setoriais, com o objetivo de realizar a operação do sistema eletroenergético, elaborar o planejamento da transmissão e executar os cálculos referentes ao custo marginal de operação que corresponde ao preço *spot*;
- incentivar a concorrência das negociações da maior parte da energia do SEB, através dos agentes de geração e os de comercialização, por meio de contratos bilaterais;
- o mercado atacadista de energia – MAE seria composto pelos geradores que possuísem plantas acima de 50 MW e pelos comercializadores que transacionassem energia acima de 100 GWh;
- todos os novos projetos hidrelétricos seriam classificados como produtor independente de energia, ao invés de serviço público, como eram amplamente rotulados;
- as empresas deveriam ser desverticalizadas, sendo que as atividades de distribuição e comercialização poderiam ser divididas contabilmente. Para os estados que possuísem grandes distribuidoras ficou determinado que deveriam ser cindidas em duas ou mais concessões para facilitar a privatização futura;
- as empresas federais de geração deveriam ser divididas em mais de uma empresa, com exceção da Eletrosul;
- o órgão regulador deveria assumir atitude pró-ativa no incentivo e desenvolvimento da concorrência envolvendo as áreas de outorga de concessões para hidrelétricas e no MAE;

- as funções até então exercidas pela Eletrobrás, poderiam possibilitar sua segregação em cinco blocos: *holding*, financiamento do setor, operação, planejamento e prestadora de serviços;
- para o exercício das atividades listadas o SEB poderia contar com quatro novas entidades: *holding*, agente financeiro setorial, operador independente do sistema e instituto para desenvolvimento e serviços do setor elétrico, sendo que este último abrangeria as tarefas de planejamento e serviços;
- um agente financeiro setorial seria criado, orientado para complementação e incentivo do uso de financiamento, vindos do setor privado.

Um ponto a ser destacado é a proposta apresentada pela *Coopers & Lybrand* que foi acatada e implantada, quanto à forma de planejamento praticado pelo SEB desde sempre, passando de determinativo para indicativo.

Essa mudança representou uma afronta ao contido na Constituição Federal, mais especificamente no seu Art. 174.

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

É importante destacar que, em paralelo à discussão das regras a serem seguidas pelo SEB incluindo a criação do órgão regulador, as privatizações das empresas concessionárias estavam ocorrendo. Esse fato demonstrou a total despreocupação das autoridades constituídas com o processo de transferência das concessões das empresas de energia elétrica, do capital estatal para o capital privado. O lógico seria criar e estruturar o poder concedente, municiando-o com instrumentos adequados, a fim de que pudesse cumprir sua missão como órgão regulador. A ausência de um órgão regulador definido e de regras claras pré-estabelecidas aumentou a percepção do risco para os investidores interessados gerando como consequência a redução da concorrência entre esses investidores e determinando a aquisição das empresas por valores menores do que o esperado.

Em continuidade ao processo de transferência da concessão para o capital privado ocorreu a privatização da distribuidora LIGHT, em 21 de maio de 1996, de propriedade da Eletrobrás (81,61% das ações ordinárias), adquirida pela AES – 20,3%, Houston Industries – 20,3%, EDF – 20,3%, BNDES – 16,4%, CSN – 13,0% e outros – 9,7%; por US\$ 2.270,9 milhões, sem incidência de ágio. Em 5 de setembro de 1997, houve a privatização da primeira empresa de geração de energia elétrica, a Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A – CDSA, pertencente a CELG – Companhia Energética de Goiás. O preço mínimo estabelecido era de

US\$ 497,41 milhões, sendo vendida por US\$ 713,74 milhões, com ágio de 43,5%, tendo como compradores a Endesa , 60%, Edegel 20% e Fundos de Investimentos 20% (BNDES, 2006).

No primeiro trimestre de 1998, foram estabelecidos os pressupostos básicos para o modelo privatizado de energia elétrica estão transcritas abaixo (PAIXÃO, 2000):

- a formação de preços no mercado de curto prazo;
- a definição dos submercados, surgidos pela restrição de transmissão;
- a alocação da energia secundária¹⁷ ,
- mecanismo de Realocação de Energia - MRE, surgido em virtude do sistema brasileiro de geração de energia elétrica ser predominantemente hidrelétrico;
- as condições operativas para a geração termelétrica;
- as condições regulamentares e operacionais para as interligações internacionais;
- as condições de remuneração para os serviços auxiliares;
- o esquema de contabilização e liquidação de energia elétrica negociada no MAE;
- as penalidades decorrentes de procedimentos indevidos dos agentes do MAE.

Em 1998 com a conclusão dos trabalhos por parte da *Coopers & Lybrand*, uma série de recomendações foram incorporadas e oficializadas através de dispositivos legislativos. Um desses dispositivos que consolidou de forma geral essas recomendações foi a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, que dispôs sobre a criação do MAE e do ONS. Outro ponto apresentado pela referida lei foi a determinação para que todas as empresas geradoras e distribuidoras, que mantivessem vínculo contratual de fornecimento e recebimento de energia elétrica, realizassem novos contratos válidos para o período de 1998 a 2005. Os novos contratos, denominados contratos iniciais, deveriam contemplar os valores de energia a ser transacionada, com base nos estudos elaborados pelo GCOI e pelo GCPS.

Além dos pontos apresentados, a Lei nº 9.648/98 autorizava a reestruturação da Eletrobrás e de suas subsidiárias Eletrosul, Eletronorte, Furnas e CHESF – Companhia Hidrelétrica do São Francisco. Como consequência do dispositivo legislativo a Eletrosul foi cindida em duas empresas, sendo uma de geração que foi denominada de Gerasul e outra de transmissão que permaneceu com a designação de Eletrosul. A área de concessão da Gerasul abrangia os Estados de Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul, com capacidade instalada de 3.688 MW, correspondente a 7% do total de energia produzida no país.

¹⁷ Energia Secundária é a energia excedente produzida por uma determinada unidade geradora. Está associada ao conceito de energia firme que é a energia média produzida por uma determinada unidade geradora, durante o período seco.

Até a presente data, a Gerasul foi a única empresa de geração federal privatizada. A privatização ocorreu em 15 de setembro de 1998, por meio de leilão público, com a oferta de ações ordinárias, tendo sido adquirida pelo preço mínimo de US\$ 800,4 milhões, pela Tractebel (BNDES, 2006).

No ano de 1999, ocorreu a privatização de duas geradoras estaduais, do Estado de São Paulo, provenientes da cisão da Companhia Energética do Estado de São Paulo – CESP. A primeira, Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema, foi adquirida em 28 de julho de 1999, pela *Duke Energy Corporation* através de leilão público, no valor de US\$ 681,86 milhões, que correspondeu a 90,2% de ágio, em relação ao preço mínimo de US\$ 358,48 milhões. A segunda empresa, Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê, foi adquirida pela *AES Corporation* por meio de leilão público, no valor de US\$ 472,12 milhões, com ágio de 38,66% em relação ao preço mínimo de US\$ 363,25 milhões.

A tabela 6.1 mostra as principais informações sobre as quatro geradoras privatizadas. O BNDES participou de forma decisiva no leilão da Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê viabilizando o financiamento à *AES Corporation*. Na ocasião o presidente da AES no Brasil admitiu que a participação do BNDES foi fundamental para que a empresa participasse do leilão (ANDRADE; ZORZAN, 1999). A participação do BNDES no processo de privatização Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema foi de 45,73% em relação ao preço mínimo do leilão.

Tabela 6.1 – Participação de fundos públicos na privatização das empresas geradoras de energia elétrica no Brasil.

Geradora	Cachoeira Dourada	Gerasul	Paranapanema	Tietê
Capacidade de geração (MW)	658	3.688	2.307	2.651
Participação no mercado*	0,65%	7%	4,90%	5,60%
Comprador	Endesa, Edgel e Fundos de Investimentos	Tractebel	Duke Energy	AES Corporation
Preço mínimo para o leilão (US\$ milhões)	497,41	800,4	358,48	363,25
Receita do leilão (US\$ milhões)	713,74	800,4	681,86	472,12
Participação do BNDES	ND	ND	163,93	181,62

* Em relação ao total da energia gerada no país.

ND – não disponível

Fonte: (ANEEL, 2007; BNDES, 2006; ASSEMBLÉIA LEGISLATIVA DE SÃO PAULO, 1999)

Com relação aos leilões de privatização das empresas geradoras Cachoeira Dourada e Gerasul não foi possível obter informação se o BNDES ou outro fundo público participou no financiamento destas empresas que venceram o referido processo.

Uma vez que o programa de privatização visava transferir a responsabilidade sobre os serviços de geração, assim como a realização de novos investimentos, para a iniciativa privada, seria esperado que o BNDES, banco responsável pelo Fundo Nacional de Desestatização, se mantivesse distante do processo, e que os participantes buscassem outros agentes financeiros que viessem dar suporte às operações.

O processo de privatização das empresas geradoras foi semelhante ao ocorrido com a privatização das distribuidoras, em que foram utilizados recursos do BNDES em condições bastante vantajosas. Segundo Bermann (2001, p.47), o processo de privatização do setor elétrico representou um gigantesco processo de transferência de rendas, utilizando-se de dinheiro público para beneficiar grupos empresariais e garantir o propalado “sucesso” das privatizações.

6.1.1 Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia é um mecanismo financeiro que visa melhor administrar o risco hidrológico a que os geradores hidrelétricos pertencentes ao sistema interligado nacional estão expostos. Tem por objetivo garantir que todos os geradores que fazem parte do MRE e sob condições normais de operação, ou seja, que tenham gerado energia suficiente para suprir o mercado vinculado recebam a receita associada à sua energia assegurada.

O MRE foi a forma encontrada no modelo concebido em 1998 para tratar a questão dos riscos hidrológicos para as usinas hidrelétricas, protegendo-as de eventuais exposições ao preço *spot*. Este instrumento incorpora um conjunto de regras algébricas para a transferência de energia entre as usinas que pertencem ao MRE – ou ao “clube” de hidrelétricas (SANTANA, 2006). Para participar do MRE as usinas recebem um certificado de energia assegurada (EA), calculado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS e aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Considerando que o segmento geração é um dos segmentos competitivos da cadeia produtiva do SEB a expectativa seria que fosse praticada uma competição concreta. Os agentes de geração apresentando suas propostas de preço do produto energia elétrica em função das condições de disponibilidade de combustível - no caso em questão a água - bem como das outras condicionantes inerentes ao negócio energia elétrica. O que se observa, no entanto, é

que embora o MRE propicie ao ONS isenção com relação ao despacho das usinas, haja vista que suas remunerações independem da quantidade de horas que estiveram operando, é um mecanismo conservador, na medida em que objetiva um compartilhamento dos riscos envolvidos e permite para os geradores uma segurança administrativa dos recursos colocados à disposição do operador nacional do sistema.

Duas situações podem ocorrer com relação à energia gerada pelas usinas pertencentes ao MRE. Se a soma da energia gerada pelas usinas for maior ou igual à soma das suas energias asseguradas, o excedente de energia, chamado de Energia Secundária, será realocado entre as geradoras participantes.

Caso contrário, se a energia gerada pelas usinas for inferior à soma das suas energias asseguradas, não haverá energia suficiente para que todos os geradores recebam a totalidade de sua energia assegurada. Neste caso será calculado, para cada gerador, na proporção de sua energia assegurada, um novo valor de energia disponível, apenas para efeito do MRE (ANEEL, 2005).

Para melhor exemplificar a forma de operacionalização do MRE são apresentadas nas tabelas 6.2 e 6.3, duas situações extraídas de Silva (2001, p. 169 e 170): quando a energia hidráulica do sistema (energia gerada) é inferior à energia assegurada e quando a energia hidráulica do sistema (energia gerada) é superior a energia assegurada.

Considerando um determinado sistema eletroenergético com duas empresas comercializadoras operando no referido sistema.

Empresa A – que possui as seguintes usinas vinculadas – UH3 e UH2;

Empresa B – que possui as seguintes usinas vinculadas – UH1 e UTE 1.

Tabela 6.2 – Energia hidráulica do sistema inferior à energia assegurada
Energias Asseguradas x Gerações Reais (MWh)

Usina	Energia Assegurada	Fator do MRE da Usina	Geração Real	Energia alocada
UHE1	1.500	0,375	1.000	1.462,5
UHE2	500	0,125	800	487,5
UH3	2.000	0,500	2.100	1.950,0
UTE1	Não é incluída no MRE	-	400	400,0
Total - MRE	4.000	0,975 (Fator do MRE do Sistema)	3.900	3.900,00
Fator do MRE da Usina = Energia Assegurada/ Energia Assegurada Total Fator do MRE do Sistema = Geração Real Total/ Energia Assegurada Total Energia Alocada = Energia Assegurada x Fator do MRE do Sistema				

Fonte: Silva, 2001

Como a geração real foi inferior ao somatório da energia assegurada ocorreu uma redistribuição da energia alocada aos geradores hidráulicos envolvidos. Observa-se que mesmo o gerador UHE3 tendo gerado um valor superior a energia assegurada ele participou da redistribuição, sendo penalizado nesta operação visto que sua energia alocada ficou abaixo da energia assegurada. Os valores da energia alocada são função do fator do MRE do sistema, o risco hidrológico se propaga de forma igual para todos os geradores hidráulicos que integram o referido sistema.

Tabela 6.3 – Energia hidráulica do sistema superior à energia assegurada
Energias Asseguradas x Gerações Reais (MWh)

Usina	Energia Assegurada	Fator do MRE da Usina	Geração Real	Energia alocada	Energia Secundária
UHE1	1.500	0, 375	1.400	1.725	225
UHE2	500	0, 125	900	575	75
UH3	2.000	0, 500	2.300	2.300	300
UTE1	Não é incluída no MRE	-		-	-
Total - MRE	4.000	1,15 (Fator do MRE do Sistema)	4.600	4.600	600
Energia Secundária Total = Geração Real Total – Energia Assegurada Total Energia Secundária Alocada a cada Gerador = Energia Secundária Total x Fator do MRE da Usina					

Fonte – Silva, 2001

Na situação da tabela 6.3 nota-se que a energia alocada é distribuída também uniformemente. Mesmo a UH2 tendo gerado 80% acima da sua energia assegurada a energia alocada correspondente foi de apenas 15%.

De forma geral é possível dizer que o MRE não premia as usinas que obtiveram o melhor desempenho. Seu objetivo principal é mitigar o risco hidrológico.

6.1.2 Contratos Iniciais

Os contratos iniciais representavam os contratos bilaterais de longo prazo, firmados entre as concessionárias de geração e distribuição, com preços estabelecidos pela ANEEL, para operarem no ambiente de mercado proposto pelo Re-SEB.

O objetivo desses contratos era permitir a transição entre o regime de preços administrados, anterior a execução do plano de privatização, e o regime de preços estabelecidos livremente

pelas negociações entre os agentes de mercado. Em outras palavras, os contratos de suprimento foram substituídos pelos contratos de uso do sistema de transmissão, contratos de conexão e contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica (ANEEL, 2005). Desse modo, apenas a quantidade de energia não empenhada nesse tipo de contrato poderia ser comercializada livremente no MAE ou em Contratos Bilaterais.

Os critérios de cálculo dos montantes de energia e demanda de potência, considerados nos contratos iniciais foram estabelecidos por meio da Resolução ANEEL nº 244, de 30 de julho de 1998.

A adaptação para o mercado proposto no Re-SEB seria realizada de forma gradual durante o período de 1998 a 2005. A meta era fazer com que no ano de 2005 as atividades de geração e comercialização fossem totalmente exercidas de forma competitiva, ou seja, os preços e prazos fossem estabelecidos pelos atores que fizessem parte do SEB. Nesse período, coube à ANEEL a responsabilidade de homologar os montantes de energia e demanda de potência a serem contratadas, bem como as tarifas correspondentes a essas grandezas elétricas.

A legislação determinou que para os anos de 1999 a 2002, a energia assegurada das usinas hidrelétricas com motorização de base completa, deveria ser igual a 95% da energia garantida calculada pelo GCOI. Os montantes de energia e potência asseguradas para esse período foram homologados pela Resolução ANEEL nº 232, de 27 de julho de 1999 (ANEEL, 2005).

Para atender o disposto na legislação no que concerne a plena competitividade dos segmentos geração e comercialização, os montantes de energia e demanda de potência considerados no período de 2002 a 2005, deveriam guardar a seguinte relação:

- no ano de 2002, correspondentes a 100 % dos valores indicados para o ano 2001;
- no ano de 2003, correspondentes a 75% dos valores indicados para o ano 2001;
- no ano de 2004, correspondentes a 50% dos valores indicados para o ano 2001;
- no ano de 2005, correspondentes a 25% dos valores indicados para o ano 2001.

6.1.3 Energia Assegurada

Um conceito que antecede a energia assegurada é o de energia firme. Energia firme de uma usina hidrelétrica corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida supondo a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada.

O histórico de vazões atualmente utilizado para as usinas hidrelétricas do SEB é composto por dados verificados ao longo de setenta anos. Com base neste histórico e utilizando recursos

estatísticos, podem ser simuladas milhares de outras possibilidades de seqüências de vazões para cada usina.

A diferença entre energia firme e energia assegurada existe, porém de forma não muito evidente, propiciando que se cometam alguns equívocos com relação a sua aplicação nas diversas situações deparadas no SEB.

Energia assegurada do SEB é a máxima produção de energia que pode ser mantida quase que continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de seqüências de vazões criadas estatisticamente, admitindo um certo risco de não atendimento à carga, dentro de um limite considerado aceitável para o sistema. Na regulamentação atual este risco é de 5% (ANEEL, 2005).

Desse modo, a determinação da energia assegurada independe da geração real e está associada às condições no longo prazo que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado, considerando principalmente a variabilidade hidrológica à qual a usina está submetida. Nos cálculos das energias asseguradas são desconsiderados ainda os períodos em que a usina permanece sem produzir em razão de manutenções programadas e paradas de emergência (ANEEL, 2005).

Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema.

É possível dizer que, sob o aspecto conceitual, energia firme está vinculada a uma questão de natureza técnica de engenharia, enquanto energia assegurada tem um caráter mais relacionado a natureza econômica, contratual.

Segundo o §4º do Art. 21 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, o valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica deveria ser revisto a cada cinco anos, fato que não aconteceu. A idéia inicial era revisar a metodologia e conseqüentemente proceder ao recálculo das energias e potências asseguradas, porém a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE não acatou a referida proposta e desta forma a metodologia e os critérios, bem como os montantes permaneceram inalterados (BAJAY et al., 2004).

No ano de 2004 o assunto voltou a ser discutido e através da publicação da Portaria MME nº 303, de 31 de dezembro de 2004, que determinou que os valores de energia assegurada homologados até 18 de novembro de 2004 tivessem sua vigência estendida até 31 de dezembro de 2014.

6.2 Principais Instituições do SEB pós-privatização

Para a implantação do plano de privatização operacionalizado pelo Re-SEB, era necessária a criação de instituições que pudessem dar respaldo à sua filosofia. Essas instituições foram: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. Além dessas foi instituído, também, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão consultivo vinculado à Presidência da República.

6.2.1 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Através de políticas públicas, o governo sinaliza para a sociedade as suas prioridades e diretrizes para o setor energético. As diretrizes podem visar somente orientar os agentes do setor, lançando mão de instrumentos econômicos, preferencialmente, ou a sua aplicação pode ser compulsória, através de instrumentos legislativos. Para exercer essa função, foi instituído por meio da Lei nº 9478 de 6 de agosto de 1997, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado ao Presidente da República.

A instalação definitiva do CNPE ocorreu apenas em outubro de 2000, após a publicação, no mesmo ano, de um decreto regulamentando as suas atividades.

Em 1998, o Decreto nº 2.826 estruturou o MME, instituindo dois departamentos ligados à SEN. O Departamento Nacional de Política Energética - DNPE que atuava como Secretaria Executiva do CNPE, assessorando o Secretário de Energia, além de ser responsável pelas atividades de planejamento do setor energético, enquanto o Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético – DNDE respondia pela coordenação dos programas nacionais na área energética.

O CNPE é um órgão consultivo e não deliberativo, assessora o Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia para as seguintes destinações:

- promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável;
- assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios, observado o disposto no parágrafo único do Art. 73 da Lei nº 9.478, de 1997¹⁸;

¹⁸ Art. 73 da Lei nº 9.478: *Até que se esgote o período de transição estabelecido no Art. 69 os preços dos derivados básicos praticados pela Petrobrás poderão considerar os encargos resultantes de subsídios incidentes sobre as atividades por ela desenvolvidas.*

- rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;
- estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear;
- estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o artigo 4º da Lei nº. 8.176, de 8 de fevereiro de 1991¹⁹.

Como pode ser observado, o CNPE tem uma significativa importância para a discussão de questões que envolvem energia. Assim sendo, é composto por pessoas que ocupam posições-chaves no cenário político administrativo nacional. Fazem parte do seu quadro os seguintes membros: Ministro de Minas e Energia, que o presidirá; Ministro da Ciência e Tecnologia; Ministro do Planejamento; Orçamento e Gestão; Ministro da Fazenda, Ministro do Meio Ambiente; Ministro do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; Ministro Chefe da Casa Civil; Ministro da Integração Nacional; Ministro da Agricultura, Pecuária e Abastecimento; um representante dos Estados e do Distrito Federal; um representante dos Estados e do Distrito Federal; um representante da sociedade civil especialista em matéria de energia e um representante de universidade brasileira, especialista em matéria de energia.

6.2.2 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Dentre as regras de privatização do SEB uma das mais importantes relacionava-se a criação de uma instituição de caráter de Estado e não de governo (diferentemente da caracterização do seu antecessor o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica), que tivesse a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Dentro desse enfoque foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME. A Agência foi criada pela Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996 sendo constituída pelo Decreto nº 2.335 de 6 de outubro de 1997 e seu regimento interno foi aprovado pela Portaria MME nº 349 de 28 de dezembro de 1997.

A ANEEL tem como atribuições:

¹⁹ Art. 4 da Lei nº 8.176: *Fica instituído Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis.*

- regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, atendendo reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade;
- mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores;
- conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia;
- garantir tarifas justas;
- zelar pela qualidade do serviço;
- exigir investimentos;
- estimular a competição entre os operadores; e
- assegurar a universalização dos serviços.

A missão da ANEEL é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

Dentre as competências imputadas à ANEEL, conforme Art.4º do Decreto nº 2.335 de 06 de outubro de 1997, as que estão mais relacionadas às questões referentes à comercialização de energia elétrica estão explicitadas nos seguintes incisos:

I – implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração de energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica;

III – propor os ajustes e as modificações na legislação, necessários à modernização do ambiente institucional de sua atuação;

V – regular e fiscalizar a conservação e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica, bem como a utilização dos reservatórios de usinas hidrelétricas;

VII – aprovar metodologias e procedimentos para otimização da operação dos sistemas interligados e isolados, para acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e para comercialização de energia elétrica;

VIII – fixar critérios para cálculo do preço de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e arbitrar seus valores;

XII – autorizar cisões, fusões e transferências de concessões;

XIII – articular-se com o órgão regulador do setor de combustíveis fósseis e gás natural para elaboração de critérios de fixação dos preços de transporte desses combustíveis, quando destinados à geração de energia elétrica, e para arbitramento de seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos;

XV – cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas dos contratos de concessão ou de permissão e do ato da autorização;

XIX – dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionários, permissionários, autorizados, produtores independentes e autoprodutores, entre esses agentes e seus consumidores, bem como entre os usuários dos reservatórios de usinas hidrelétricas;

XX – articular-se com outros órgãos reguladores do setor energético e da administração federal sobre matérias de interesse comum;

XXI – promover a articulação com os Estados e Distrito Federal para o aproveitamento energético dos cursos de água e a compatibilização com a política Nacional de Recursos Hídricos;

XXII – dar suporte e participar, em conjunto com outros órgãos, de articulação visando ao aproveitamento energético dos rios compartilhados com países limítrofes;

XXVI – determinar o aproveitamento ótimo do potencial de energia hidráulica, em conformidade com os §§ 2º e 3º do art.5º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995²⁰

XXVIII – expedir as outorgas dos direitos de uso dos recursos hídricos para fins de aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica, em harmonia com a Política Nacional de Recursos Hídricos;

XXIX – extinguir a concessão e a permissão de serviços de energia elétrica, nos casos previstos em lei e na forma prevista no contrato;

XXX – elaborar editais e promover licitações destinadas à contratação de concessionários para aproveitamento de potenciais de energia hidráulica e para a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica;

XXXI – emitir atos de autorização para execução e exploração de serviços e instalações de energia elétrica;

XXXII – celebrar, gerir, rescindir e anular os contratos de concessão ou de permissão de serviços de energia elétrica e de concessão de uso de bem público relativos a potenciais de energia hidráulica, bem como de suas prorrogações;

²⁰ Lei nº 9074, § 2º do art.5º: “Nas licitações previstas neste artigo e no artigo seguinte o poder concedente deverá especificar as finalidades do aproveitamento ou da implantação das usinas”. § 3º do art.5º: “Nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do “aproveitamento ótimo” pelo poder concedente podendo ser atribuída ao licitante vencedor a responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos básico e executivo”.

XXXIII – organizar e manter atualizado o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades estratégicas do serviço de energia elétrica e do aproveitamento de energia hidráulica;

XXXV – declarar a utilidade pública, para fins de desapropriação ou de instituição de servidão administrativa, dos bens necessários à execução de serviço ou instalação de energia elétrica, nos termos da legislação específica;

XXXVI – desenvolver atividades de hidrologia relativas aos aproveitamentos de energia hidráulica e promover seu gerenciamento nos termos da legislação vigente;

XXXVII – cumprir e fazer cumprir o Código de Águas, na área de sua responsabilidade;

XXXIX – celebrar convênios de cooperação, em especial com os Estados e o Distrito Federal, visando à descentralização das atividades complementares de regulação, controle e fiscalização, mantendo o acompanhamento e avaliação permanente da sua condução;

XL – definir e arrecadar os valores relativos à compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, nos termos da legislação vigente, fiscalizando seu recolhimento;

XLI – arrecadar os valores relativos aos “royalties” devidos pela Itaipu Binacional ao Brasil de outros aproveitamentos binacionais, nos termos dos regulamentos próprios definidos em acordos internacionais firmados pelo governo brasileiro e fiscalizar seus recolhimentos e utilizações;

XLII – apurar e arrecadar os valores da taxa de fiscalização instituída pela Lei n.º 9.427, de 1996, na conformidade do respectivo regulamento.

Não obstante o caráter de independência administrativa assegurada pela legislação, a ANEEL tem enfrentado dificuldades impostas pelo poder executivo quanto ao repasse de verbas para poder cumprir suas obrigações relacionadas à fiscalização junto às concessionárias.

Ainda no aspecto administrativo merecem destaque os convênios celebrados com as agências estaduais. A relação entre a ANEEL e as agências estaduais é de parceria, não existindo subordinação, cabendo às últimas a execução da fiscalização, mediação e apoio à regulação e as outorgas nos Estados que firmaram convênio com a agência nacional.

Na figura 6.1 está representado o relacionamento entre as diversas agências estaduais e a ANEEL.

Figura 6.1 – Agências estaduais de fiscalização de infra-estrutura.

Fonte: (VIDINICH, 2006)

6.2.3 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

Uma das propostas da *Coopers & Lybrand* foi a criação de uma entidade que exercesse a atividade de coordenação da operação, de forma independente. Até aquele momento o GCOI tinha exercido essa função de forma adequada, porém subordinado à Eletrobrás.

Dessa forma, foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS por meio da Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998 e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O ONS é constituído por membros associados e membros participantes. São membros associados os agentes de geração com usinas despachadas de forma centralizada, os agentes de transmissão, os agentes de distribuição integrantes do SIN, além de agentes importadores e exportadores e consumidores livres com ativos conectados a Rede Básica. São membros participantes o Poder Concedente representado pelo Ministério da Minas e Energia, os Conselhos de Consumidores, geradores não despachados centralizadamente e pequenos distribuidores (abaixo de 500 GWh/ano).

Na figura 6.2 estão apresentadas as macro-funções do ONS.

Figura 6.2 - Macro-funções do ONS

Fonte: (DAHER, 2005)

Os benefícios proporcionados pelas atividades desempenhadas pelo ONS atingem os agentes setoriais, os consumidores e a sociedade de forma geral. Alguns dos principais benefícios que o ONS proporciona são:

- otimização dos recursos de geração e confiabilidade no uso da rede de transmissão;
- garantia de livre acesso à rede básica de transmissão para a compra e venda de energia;
- fornecimento de informações confiáveis e atualizadas sobre a operação do SIN e de sinalização técnico-econômica das condições futuras de atendimento;
- viabilização de um mercado de energia elétrica sadio, atuando com integridade, transparência e equidade no relacionamento técnico com os agente;
- garantia de padrões adequados de qualidade e continuidade do suprimento;
- garantia da confiabilidade e do menor custo da energia elétrica produzida;
- condições técnicas para a opção de escolha de fornecedor pelos consumidores livres.

- redução dos riscos de falta de energia elétrica;
- aumento da eficiência do serviço de eletricidade, contribuindo para alavancar recursos para investimentos pelas empresas; e
- aumento da competitividade em todas as atividades econômicas que usam a energia elétrica como insumo relevante.

Em março de 1999 o ONS assumiu a operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, com o Centro Nacional de Operação do Sistema e quatro Centros Regionais de Operação, localizados nas regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Sul. Nessa mesma data ocorreu a primeira etapa de interligação Norte – Sul, representada na figura 6.3, juntamente com o restante da rede básica pertencente ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

Figura 6.3 - Bacias do Sistema Interligado Nacional

Fonte: (ONS, 2007)

O SIN é composto por 12 grandes bacias hidrográficas, a maioria com regularização plurianual, distantes dos centros de carga. Para possibilitar a fluidez da energia elétrica produzida pelas usinas hidrelétricas localizadas nessas bacias é necessário contar com um robusto sistema de transmissão, conforme pode ser observado na figura 6.4.

Figura 6.4 - Rede Básica do Sistema Interligado Nacional

Fonte: (DAHER, 2006)

Do ponto de vista operativo e metodológico não ocorreram modificações entre os modelos praticados pelo GCOI e pelo ONS. Ambos os modelos têm como objetivo a integração sistêmica buscando a otimização energética com segurança elétrica. Isso é realizado através da gestão adequada do armazenamento dos grandes reservatórios aliado ao despacho eficiente e eficaz das termelétricas. Para garantir a segurança elétrica do sistema é realizada a operação das usinas geradoras e da rede básica de transmissão do sistema interligado nacional.

Os produtos obtidos a partir do planejamento e programação da operação podem ser visualizados na figura 6.5. Constituem informações de entrada para esse sistema as previsões de carga fornecidas pelos agentes, análise de recursos hídricos previstos e informações meteorológicas, bem como o Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica – PAR²¹ e das

²¹ Este documento tem por objetivo apresentar a visão do ONS sobre as ampliações e reforços da Rede Básica, necessárias para preservar a segurança e o desempenho da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica e possibilitar o livre acesso.

Demais Instalações de Transmissão - DIT²², estudos de acesso à rede básica, análise de ocorrências do sistema interligado e dados sobre a operação do sistema propriamente dita.

Figura 6.5 - Planejamento e Programação da Operação

Fonte: (DAHER, 2006)

6.2.4 Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE

Em 27 de maio de 1998 através da Lei nº 9.648 e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, foi criado o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, ambiente virtual, sem personalidade jurídica.

O MAE foi instituído pela assinatura de um contrato de adesão multilateral de todos os Agentes (Acordo de Mercado) entre as empresas que executam os serviços de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, como um mercado auto-regulado com a finalidade de

²² A legislação define que não integram a Rede Básica e são classificados como Demais Instalações de Transmissão – DIT, as instalações de transmissão que atendem os seguintes critérios:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;
- Interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica;
- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

viabilizar as transações de compra e venda de energia elétrica por meio de Contratos Bilaterais e do Mercado de Curto Prazo (Mercado *Spot*).

Conforme preceituado na lei, a instituição do MAE era essencial para o completo funcionamento do modelo de competição do mercado de energia elétrica. Segundo a Resolução ANEEL n° 249 de 11 de agosto de 1998, deveriam participar do MAE os seguintes agentes de energia elétrica:

- os concessionários ou autorizados de geração de energia elétrica que possuíssem central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW;
- os concessionários, permissionários ou autorizados que exercessem a atividade de comercialização de energia elétrica, cujo volume comercializado fosse igual ou superior a 300 GWh/ano, referido ao ano anterior;
- os importadores ou exportadores de energia elétrica com carga igual ou superior a 50 MW.

A legislação permitia, também, de forma facultativa que determinados agentes participassem do MAE, conforme discriminado abaixo:

- autoprodutores de energia elétrica cuja central termelétrica tivesse capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, e desde que suas instalações de geração estivessem diretamente conectadas às instalações de consumo;
- os concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, que não estivessem incluídos na relação anteriormente exposta, bem como os denominados consumidores livres, aqueles que estivessem aptos, segundo a legislação vigente, a efetuar a compra de energia diretamente do gerador ou através de comercializador habilitado para tal fim.

Com o objetivo de preservar os consumidores, a ANEEL impôs ao regulamento de comercialização, que da totalidade da energia necessária pelos distribuidores para atender aos consumidores finais do seu mercado, pelo menos 85% deveria ser obrigatoriamente estabelecida mediante contratos bilaterais de longo prazo de no mínimo dois anos. O MAE não era um mercado livre, era sim um mercado de livre competição com regras que tinham de ser submetidas à homologação da ANEEL (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 1999).

Era de responsabilidade da ANEEL o monitoramento das atividades do MAE, sempre preservando o cumprimento das regras, visando o benefício do equilíbrio entre interesses do consumidor e a visão dos investidores. As atividades do MAE tiveram início com regras provisórias, herdadas do GCOI.

A característica do MAE era realmente inovadora e sua representatividade através dos agentes era traduzida na forma de uma assembléia geral. Os agentes se faziam representar por meio de voto proporcional a sua participação no mercado, calculada com base na capacidade instalada, ou na energia comercializada. Esses agentes representavam, no âmbito do MAE, a instância maior, escolhidos através do processo democrático de eleições de pessoas físicas, e não de representantes de empresas, de interesses econômicos.

O Comitê Executivo - COEX, a primeira instância decisória do MAE, era um colegiado composto por 26 conselheiros, eleitos na Assembléia Geral, com direito a voto (13 escolhidos pelos Agentes da Categoria Produção e 13 escolhidos pelos Agentes da Categoria Consumo). Era composto, também, por dois conselheiros sem direito a voto (representante da Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – ASMAE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS), observadores do Ministério das Minas e Energia e convidados do BNDES e dos representantes dos Conselhos de Consumidores Conselhos de Consumidores, sendo um representante das regiões Norte e Nordeste e outro das regiões Sul e Sudeste.

Dentre outras atribuições, tinha a missão de administrar, acompanhar e fiscalizar a execução do Acordo de Mercado. Era responsável pela indicação, direção e monitoramento do Auditor do Sistema de Contabilização e Liquidação; aprovava a adesão e o desligamento de membros do MAE, encaminhando as providências administrativas cabíveis e julgava as infrações dos membros do MAE às estipulações do Acordo de Mercado, aplicando as penalidades cabíveis. Ao mesmo tempo, dirigia e supervisionava as atividades da ASMAE, além de definir e aprovar o seu quadro de pessoal. Era responsável por encaminhar a ANEEL, depois de aprovadas pela Assembléia Geral, as alterações no Acordo e nas Regras de Mercado (CCEE). É importante salientar que os representantes do COEX eram executivos das empresas de energia elétrica (geração, distribuição e comercialização). Suas atribuições, portanto, não se restringiam àquelas de natureza consultiva, permeavam também o campo executivo, o que destoava de um dos principais pressupostos levantados nas discussões do Re-SEB, ou seja, o caráter de independência. Contrapunha-se, portanto, aos argumentos apresentados no Re-SEB, para a transformação do GCOI em ONS, do GCPS em CCPE e DNAEE em ANEEEL.

O COEX era a instância a que cabia a elaboração das regras, que representam o detalhamento dos princípios oficializados no acordo de mercado. Essas regras, segundo depoimento do presidente do COEX, Câmara dos Deputados (1999, p. 14) deveriam ser claras, transparentes, simétricas, que sempre atendessem com isonomia a todos os interesses e preservassem o interesse público. Além disso, desenvolver um sistema e contabilização das transações

comerciais no mercado de curto prazo significava dizer que haveria uma modernização, dar-se-ia um tratamento mais aberto, para que as informações chegassem inclusive ao conhecimento da sociedade. Não obstante a intenção revelada pelo referido discurso isso não foi efetivamente observado, conforme pode ser constatado no documento Processo de Audiência Pública 02/2000 – Nota Técnica Análise das Regras do MAE (2000, p.5)

“As regras na forma em que foram encaminhadas à ANEEL não permitem o fácil entendimento, não só pelos agentes existentes, mas também, e principalmente, pelos novos agentes interessados em atuar no Setor Elétrico Brasileiro, constituindo-se dessa forma numa espécie de barreira à entrada de novos competidores. Se, por um lado, as regras na sua forma algébrica facilitam o desenvolvimento dos programas computacionais que as irão operacionalizar, por outro, dificultam o entendimento dos conceitos técnicos e econômicos que as sustentam. A ANEEL recomenda que as regras do MAE sejam complementadas com um documento de Visão Geral das Regras, que as descreva de modo a permitir o seu entendimento por todos os interessados. Deverá ser definida uma hierarquia entre os documentos que compõem as regras do MAE, para fins de solução em caso de conflito de entendimento”.

Essa citação mostra que o discurso proferido pelo presidente do COEX não estava sendo praticado. Se o texto do documento enviado à ANEEL não era suficientemente claro para ser entendido pelos agentes do MAE o que poderia se esperar do público que não acompanhava o dia a dia do mercado de energia elétrica.

Para administrar o MAE foi criada a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – ASMAE, sociedade civil de direito privado, braço operacional do MAE e empresa autorizada da ANEEL.

A ASMAE tinha como principais atribuições:

- registrar todas as operações realizadas através de contratos entre os agentes;
- executar toda a contabilização, todo o encontro das transações elétricas ocorridas no SEB;
- fazer com que toda a contabilização referida anteriormente, fosse liquidada financeiramente entre os agentes, através do sistema financeiro nacional;e
- calcular o preço do mercado de energia elétrica no mercado de curto prazo.

A idéia era que a ASMAE operasse como uma Bolsa de Mercadorias, num primeiro instante através de transações básicas e num segundo momento adicionasse o mercado futuro a sua base operativa. Em 01 de dezembro de 1999 o MAE era composto por 62 agentes.

Dois aspectos de fundamental importância que deveriam ser implementados para que as operações do MAE, através da ASMAE, pudessem ser realizadas eram:

- a estruturação de um sistema computacional que suportasse as transações comerciais de energia elétrica do país como um todo; e
- a habilitação do sistema de medição das transações de energia elétrica em todo o território nacional.

Na época, segundo declaração do presidente da ASMAE, Câmara dos Deputados (1999, p. 18), a quantidade de equipamentos de medição que deveriam ser registrados, catalogados e atualizados era de 2.000 unidades. Além das questões referentes aos recursos materiais a ASMAE teve que enfrentar desafios com relação à formação de pessoal para operar o sistema. Em março de 2000, ocorreu um fato relevante que comprometeu as operações do MAE. A ASMAE sofreu uma interpelação judicial, a pedido da empresa Furnas, originada pela não operação de Angra II e o conseqüente déficit do fornecimento de energia para ser contabilizada no mercado que estava se iniciando.

Outro aspecto que comprometeu a operacionalização do MAE foi a falta de sintonia entre a ASMAE e a ANEEL, demonstrada pela discordância da ASMAE com relação à realização de audiência pública para discutir as Regras do MAE, a fim de atender o princípio de transparência das regras perante a sociedade.

Através da Resolução ANEEL nº 290, de 3 de agosto de 2000 foram homologadas as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE bem como fixadas as diretrizes para a sua implantação gradual. Numa primeira etapa que deveria começar em 1 de setembro de 2000 a ASMAE definiria o preço ex-ante da energia com base mensal ou semanal. Posteriormente, até 1 de julho de 2001, deveria estar implementada a dupla contabilização, com preços e quantidades ex-ante e ex-post, em base semanal. Para concluir a implementação das regras do MAE, até 1 de janeiro de 2002, deveria ter início o processo de definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora, no máximo, com a manutenção da dupla contabilização.

O impasse provocado pela crise estabelecida entre Furnas e o MAE perdurava até dezembro de 2000, com a dívida da empresa com o mercado atacadista de energia em torno de R\$ 570 milhões. Para solucionar de vez a pendência e proporcionar operatividade ao MAE, no início de fevereiro de 2001 foi assinado um acordo entre a Eletrobrás, representando Furnas, e os credores da dívida referente à energia de Angra II, dentro das seguintes bases: do total da dívida de R\$ 570 milhões, valores apurados à época, abatidas as compensações feitas com as distribuidoras, resultou no valor de R\$ 185 milhões que deveriam ser pagos aos credores privados. Porém, devido ao desentendimento entre as partes o acordo não foi celebrado provocando uma grave crise com a conseqüente inoperância do MAE.

Adicionalmente à crise no MAE, a oferta de energia elétrica enfrentava uma grave crise de suprimento, que será abordada de forma destacada na sequência.

Em função da situação que se configurou, o órgão regulador agiu no MAE por meio da publicação de três instrumentos que proporcionaram fortes alterações em sua estrutura. A Resolução ANEEL nº 160 de 20 de abril de 2001, alterou sua estrutura organizacional, criando o Conselho do Mercado Atacadista de Energia – COMAE em substituição ao COEX. O COMAE era formado por seis profissionais não vinculados aos agentes do mercado pelo menos nos últimos quatro meses e que ao deixarem a instituição deveriam cumprir uma quarentena. Dois profissionais deveriam ser indicados pela categoria de consumo, dois pela categoria de produção e dois pela ANEEL. O ONS e a ASMAE participariam do COMAE através de um representante por instituição, porém sem direito a voto. As Resoluções ANEEL nº 161 e 162 estabeleceram, respectivamente, o arranjo de garantias financeiras e as penalidades vinculadas à compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE, e a autorização da ASMAE de atuar como agente administrador de serviços do mercado atacadista de energia elétrica, determinando suas atribuições e obrigando que seus regulamentos e atos normativos fossem submetidos à aprovação da ANEEL.

Ficava evidente, através dessas resoluções, que o MAE deveria se submeter às aprovações e considerações do órgão regulador, bem como seu corpo executivo deveria estar isento de qualquer tipo de influência dos agentes que faziam parte do mercado atacadista de energia elétrica.

Não obstante as ações realizadas pela ANEEL o estado letárgico em que se encontrava o MAE propiciava um desconforto entre os seus membros. De um lado os representantes do setor privado teciam críticas contra as empresas federais, acusando-as pela não operacionalização do mercado e de outro lado o diretor geral da ANEEL, segundo material disponível na imprensa escrita pronunciava-se conforme o texto abaixo:

“O funcionamento do MAE é uma vontade de todo mercado. Mas, enquanto isso não ocorre, a função deve ser exercida pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, criada recentemente pelo governo. No dia 05.09.2001, durante o Seminário "Cenário Atual e Futuro do Mercado Brasileiro de Energia", da FIESP, o coordenador do Grupo de Aumento de Oferta da GCE, Octávio Castello Branco, confirmou que a comissão está estudando a possibilidade de comercializar a energia das novas Usinas Termelétricas Merchant²³, que vendem sua geração no mercado *spot*.

²³ USINA MERCHANT - Usinas mercantis que, em geral, destinam sua energia para o mercado spot. Nesta modalidade de negócio, existem contratos de suprimento de gás natural com cláusulas que determinam a divisão dos ganhos e perdas acima do estabelecido previamente (Petrobrás – Relações com o Investidor).

"Um dos papéis da empresa é corrigir falhas do mercado", completa Castello Branco”²⁴.

Com relação às usinas termelétricas tipo Merchant, é possível afirmar que devido ao caráter especulativo que havia no mercado de compra e venda de energia elétrica, o desejo era de que quanto maior o preço *spot* maior a atratividade em participar das operações.

Embora a criação do MAE tenha ocorrido em 1998, devido a uma série de entraves de natureza política, burocrática e, principalmente, organizacional não chegou a atingir seus objetivos. Após quatro anos de insucesso, para aprimorar o modelo de governança e gestão adotado e possibilitar um ambiente estruturado de mediação dos diversos interesses no setor elétrico, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro propôs no Relatório de Progresso Nº1 a reestruturação do MAE, que foi consolidada através da Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002, transformando a instituição ASMAE em pessoa jurídica de direito privado, com a denominação MAE, e terminando com a sua auto-regulamentação (CCEE, 2007).

6.2.5 Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE

Uma vez que o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS, coordenado pela Eletrobrás, havia sido estruturado a partir das empresas estatais federais e estaduais, ao tempo em que estas dividiam a responsabilidade pela execução das obras de expansão do sistema e que no contexto do Re-SEB eram necessárias alterações na participação dos agentes no planejamento da expansão e na forma com que estes estudos vinham sendo conduzidos, foi instituído o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE pela Portaria Ministerial nº 150, em 10 de maio de 1999, com a atribuição de coordenar a elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos.

A criação do CCPE, em substituição ao GCPS trouxe também a mudança na filosofia com relação ao tipo de planejamento passando de determinativo para indicativo. O planejamento indicativo deveria ser consubstanciado nos Planos Decenais de Expansão e nos Planos Nacionais de Energia Elétrica de longo prazo.

²⁴ Disponível em www.eletrobras.gov.br/downloads/IN_Noticias_Assuntos/mae_ant.pdf. Acesso em: agosto de 2007.

O CCPE tinha a seguinte estrutura funcional:

- Conselho Diretor de Coordenação do Planejamento da Expansão - CDPE, presidido pelo Secretário de Energia do MME;
- Secretaria Executiva, exercida pela Eletrobrás;
- Comitê Diretor, coordenado pela Eletrobrás, constituído de representantes das empresas por ela indicadas e de outras que teriam interesse em participar do processo de elaboração do planejamento da expansão;
- Comitês Técnicos a serem constituídos por decisão do Comitê Diretor. Inicialmente seriam criados os seguintes Comitês: Estudos de Mercado, Estudos Energéticos, Estudos de Transmissão e Estudos Sócio-Ambientais, cujas indicações de representantes seriam feitas pelo Comitê Diretor; e
- Comissões e Grupos de Trabalho, constituídos por decisão do Comitê Diretor, integrados por técnicos das empresas que participavam do CCPE, e indicados por estas ou ainda por técnicos convocados pela Secretaria Executiva.

A implantação de um modelo setorial que privilegiasse a busca da competição e a atração de investimentos privados valorizou em excesso a atividade de regulação do mercado e relegou a um segundo plano a formulação de políticas públicas e a realização de exercícios de planejamento (BAJAY, 2002).

Em dezembro de 2001 foi finalizado o Plano Decenal de Expansão 2001-2010, de cunho indicativo para a geração e a transmissão de longo prazo e determinativo para as obras de transmissão consideradas inadiáveis.

6.3 Crise de abastecimento de energia elétrica no ano de 2001

Do ponto de vista prático, desde 1999, o planejamento do sistema elétrico brasileiro já possuía ferramentas que possibilitavam prever, num horizonte de tempo adequado e dentro de um nível aceitável de confiabilidade, as necessidades de energia elétrica para atender o suprimento do SEB.

Mesmo assim o que se observou foi a falta de transparência nas informações por parte dos órgãos responsáveis pela gestão energética nacional. Como exemplo dessa situação destaca-se as seguintes notícias, veiculadas no Jornal Valor Econômico, no ano de 2001.

- dia 19/12/2000 – o Operador Nacional do Sistema Elétrico garantiu “que não havia riscos estruturais de faltar energia no ano de 2001” e que “o aumento da oferta em 2001 será maior do que o crescimento de 5% projetado para o PIB. “ As condições dos reservatórios de água também são satisfatórios, segundo o

ONS. “Com os atuais níveis, a capacidade média mensal de geração está 21 mil MW maior do que 1999”;

- dia 02/03/2001 – “A falta de chuvas em partes da região sudeste e nordeste está preocupando o Operador Nacional do Sistema Elétrico e os empresários. O nível do reservatório está em situação crítica e alguns já falam em medidas de racionamento, apesar de ninguém do setor admitir essa palavra oficialmente”. “À meia noite do dia 28 de fevereiro, a energia armazenada, nas regiões sul, sudeste e centro oeste, era de apenas 38,69%, e nas regiões norte e nordeste, a média estava em 44,20%. E para chegar aos 50% desejáveis em maio será preciso que chova intensamente nos próximos dois meses. O presidente do ONS, admite que as chuvas estão abaixo das expectativas, mas afirma que é preciso aguardar os próximos 60 dias para ter definição melhor da situação”.

Em virtude da situação caótica com relação à disponibilidade de energia elétrica, no dia 18 de abril de 2001, através do Decreto nº 3.789, foi instituída no âmbito do Ministério de Minas e Energia a Comissão de Gerenciamento da Racionalização da Oferta e Consumo de Energia Elétrica – CGRE. Tinha como participantes os seguintes representantes: dos Ministérios dos Transportes, Meio Ambiente, Ciência e Tecnologia; do CNPE, da ANEEL, da Agência Nacional do Petróleo - ANP, da Agência Nacional de Água - ANA, do ONS, do MAE, da Eletrobrás e da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás. A Comissão tinha como missão dispor sobre medidas emergenciais de racionalização, visando à redução de consumo e oferta de energia elétrica.

Houve uma grande mobilização envolvendo todos os níveis de governo, ANEEL, ONS, MAE e da sociedade de forma geral. O MME estava ciente da urgente necessidade de geração adicional, haja vista, as ações que tentou colocar em prática no sentido de evitar ou no mínimo atenuar a deterioração da situação energética. Dois planos merecem destaque o Programa Prioritário de Termelétricas – PPT, criado em 2000, composto por 49 usinas térmicas, totalizando 17.105 MW de potência instalada e o Programa Emergencial de Termelétricas, que na verdade consistiu numa reorientação do PPT, focando 15 projetos, com antecipação do início de operação

Uma série de medidas foi tomada visando o racionamento de energia elétrica, tanto do lado da demanda, consumidor final, como com relação ao suprimento.

Considerando a gravidade da situação, visto que as regiões afetadas - Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste - correspondiam a 70% do mercado de energia elétrica nacional, o governo federal houve por bem ampliar o Decreto nº 3.789, por meio da Medida Provisória 2.147 de 15 de

maio de 200, criando a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. O objetivo dessa Câmara era propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, com o intuito de evitar interrupções do suprimento.

A Câmara foi presidida pelo Ministro Chefe da Casa Civil e não pelo Ministro de Minas e Energia, demonstrando o desgaste deste órgão. Sua extinção ocorreu em 06 de junho de 2002, através do Decreto nº 4.261.

Dentro das medidas adotadas para gerenciar a oferta de energia elétrica foi criada a Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica – CBEE, em 29 de agosto de 2001, através do Decreto nº 3.900, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com o objetivo de viabilizar, no curto prazo, o aumento da geração de energia elétrica, de forma emergencial, com a utilização, por exemplo, de usinas térmicas montadas em barcaças que poderiam ser conectadas à rede elétrica nos portos.

A crise foi contornada com a adoção de programas direcionados, como incentivo a eficiência energética, inserção de geradores diesel por parte das indústrias e colocação em operação dos sistemas de co-geração e principalmente o racionamento de energia. Nesse ano o preço no mercado de curto prazo, mercado *spot*, do MAE apresentou um aumento brutal, passando de R\$ 30,00/MWh e atingindo o patamar de R\$ 684,00/MWh.

A figura 6.6 apresenta o comportamento das tarifas marginais de operação no ano de 2001.

Figura 6.6 - Tarifa Marginal de Operação

Fonte: (CCEE, 2007)

Segundo Araujo (2001, 101), a Tarifa Marginal de Operação – TMO foi instituída pelo Departamento Nacional de Energia Elétrica com o intuito de promover ajustes nos critérios e

tarifas de intercâmbio de energia e potência em função da otimização da operação dos sistemas e da variação dos mercados das empresas, sendo aplicada a princípio para os montantes de energia correspondentes aos desvios positivos de carga própria das empresas supridas com relação aos valores de energia estipulados no Plano de Operação. A TMO é calculada com base no custo marginal de operação. A partir de Julho de 1999 a ANEEL passou a considerar a TMO como sendo o preço de fechamento do mercado, ou seja, utilizado para valorar os déficits das empresas que não estivessem cobertos pelos contratos iniciais ou por contratos bilaterais.

Nota-se que no período compreendido entre maio e setembro os valores atingiram os níveis mais elevados demonstrando a criticidade dos reservatórios, exigindo muito esforço do operador nacional do sistema elétrico em manter a operação do SEB em condições satisfatórias ao atendimento da carga elétrica demandada.

Todos os submercados estavam operando em condições críticas, o único submercado que apresentava condições adequadas do ponto de vista operativo era o sul. Porém o despacho da energia produzida no submercado sul para outros submercados ficou comprometida devido a limitação física do sistema de transmissão.

Paralelamente às ações desenvolvidas pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, o governo federal através do Decreto do Presidente da República, de 22 de maio de 2001, constituiu a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica - CASHEE, que teve como objetivo analisar e avaliar a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia.

Segundo Kelman (2001, p.3), a CASHEE investigou as seguintes questões:

- quais foram os fatores físicos e regulatórios que levaram à crise de suprimento de energia elétrica e em que proporção cada fator contribuiu para sua severidade?
- o MME e a ANEEL estavam cientes da gravidade da crise que se avizinhava? Em caso afirmativo, foram tomadas iniciativas para amenizá-la?
- houve fluxo de informação adequado entre o ONS, a ANEEL, o MME e o alto escalão do Governo com relação à probabilidade de ocorrência e severidade da crise de suprimento?
- quais as causas institucionais e normativas que contribuíram para a crise?
- a CASHEE tem recomendações para equacionar os principais problemas encontrados?

As principais respostas aos questionamentos foram as seguintes:

- a hidrologia desfavorável precipitou uma crise que só poderia ocorrer, com a severidade que ocorreu, devido à interveniência de outros fatores. A hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para causar a crise;
- o aumento do consumo de energia correspondeu aos valores previstos e não teve qualquer influência na crise de suprimento;
- houve desequilíbrio entre oferta e demanda na partida da implementação do modelo de Execução Operacional do Plano de Privatização;
- o racionamento poderia ter sido evitado se a energia destinada para o período 1998 – 2001 tivesse sido gerada pelas usinas não implementadas, que representava cerca de 40 TWh;
- as energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando numa sinalização equivocada para a contratação de nova geração
- em 1999 e 2000 o armazenamento dos reservatórios chegou a níveis críticos, sinalizando um risco de déficit elevado e a possibilidade de um racionamento severo. Tais fatos seriam suficientes para alertar ao mais alto nível de governo e a ativação de planos de contingência com adoção de medidas mitigadoras como operacionalização de geração emergencial (como por exemplo, usinas térmicas montadas em barcaça), medidas de eficiência energética e racionamento, porém tais informações não fluíram adequadamente; e
- em meados de 1999 a Eletrobrás, o ONS, a ANEEL e o MME estavam cientes que havia riscos de déficit muito elevados para 2000 e 2001, porém, de acordo com o ONS, houve instruções do MME para que não se divulgasse publicamente as avaliações de risco e severidade, a fim de se evitar preocupações exageradas por parte da sociedade;

É importante salientar que algumas das propostas levantadas pelo Relatório da CASHEE parecem ser de discutível pertinência. É difícil imaginar, por exemplo, que o ONS não tivesse “procedimentos para diferentes níveis de ‘sinais de alerta’ para o MME em função do nível de esvaziamento e das condições hidrológicas previstas”.

Outro impacto da crise ocorreu diretamente na relação comercial entre geradoras e distribuidoras.

Os contratos iniciais firmados entre esses dois agentes possuíam um documento que o integrava denominado Anexo V que determinava a quantidade de energia transacionada durante a vigência do contrato. O Anexo V previa que, em caso de falta de lastro, a entrega da energia pactuada deveria ocorrer por meio de recompra com preços do mercado spot, o que acarretaria consequências econômico-financeiras incalculáveis às geradoras (SIL, 2001).

Em contrapartida, as geradoras argumentavam que, efetivamente, não havia energia disponível para ser comprada, tornando a transação impossível.

A solução para esse impasse foi dada por meio do Acordo Geral do Setor Elétrico, fechado em dezembro de 2001. O Acordo criou a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) para cobertura das perdas de receita das distribuidoras no racionamento e pagamento da energia livre adquirida pelas geradoras no Mercado Atacadista de Energia (MAE), para atendimento de seus contratos com as distribuidoras, ou seja, dos consumidores cativos (ANEEL, 2003).

A figura 6.7 mostra o comportamento do consumo de energia elétrica no período de 1998 a 2003. Pode-se observar a queda no consumo em 2001 por força da crise de abastecimento. Enquanto isso no mesmo período ocorreu um incremento da potência instalada do SIN, da ordem de 4,3% ao ano. No período de 2001 a 2003 observa-se uma sobra de energia que foi disponibilizada para ser comercializada aos clientes livres.

Figura 6.7 – Consumo de energia elétrica e Capacidade Instalada.

Fonte: (IPEADATA, 2007)

A crise de abastecimento e o conseqüente racionamento vivenciados em 2001 chamaram a atenção para uma outra necessidade: a de diversificar as fontes de energia. Com o objetivo de incentivar o uso dessas fontes, bem como assegurar a confiabilidade do SEB, o governo

federal instituiu o programa de Fontes de incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, revisado pela Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003.

O objetivo principal do Programa é financiar, com suporte do BNDES, projetos de geração eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa (Bermann, 2007). O coordenador do Programa é a Eletrobrás, responsável pela contratação dos projetos através de chamada pública, bem como pelo contrato de compra de energia.

Para cada projeto selecionado é elaborado um contrato de compra de energia de longo prazo, assegurando ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia produzida durante todo o período de financiamento, incluindo proteção integral com relação aos riscos de exposição do mercado de curto prazo. Os contratos têm duração de 20 anos e envolvem projetos selecionados que entrariam em operação até dezembro de 2006.

O montante de geração previsto inicialmente era de 3.300 MW, sendo que cada fonte citada anteriormente deveria contribuir com 1/3 do total, ou seja, 1.100 MW. A previsão de investimento era de R\$8,6 bilhões. O Programa contemplava ainda, critérios de regionalização, que estabeleciam um limite de contratação por Estado de 20% da potência destinada a fontes eólicas e biomassa e 15% para a energia proveniente de PCH's.

O PROINFA dá prioridade na contratação às instalações que já tiverem a Licença Ambiental de Instalação - LI e posteriormente, a Licença Prévia Ambiental - LP. Além disto, fabricantes de equipamentos de geração podem participar constituindo-se como Produtores Independentes Autônomos - PIA, desde que o índice de nacionalização dos equipamentos seja de no mínimo 50% em valor.

Houve um grande interesse por parte dos empreendedores, resultando no cadastramento de 6,6 GW, o dobro da potência estabelecida pela Eletrobrás. A entrada em operação de todos os empreendimentos deveria ocorrer até 30 de dezembro de 2006, fato que não ocorreu, em função de atrasos nas obras.

De acordo com a Eletrobrás, a energia produzida pelas usinas do PROINFA corresponde a aproximadamente 12.013,12 GWh/ano, ou seja, 3,6% do consumo total anual do país (ELETROBRÁS, 2008).

A tabela 6.4 mostra a posição dos projetos do PROINFA até maio de 2007. Observa-se que apenas cerca de 26% da capacidade total do programa estava efetivamente em operação. É um percentual pequeno, se for considerado que a data prevista para a conclusão dos projetos era final de 2006.

Tabela 6.4 – Resultados alcançados pelo PROINFA (maio/07)

Fonte		Em operação	Em construção	EPC contratado, não iniciada a construção	Sub judice/ em rescisão contratual / não iniciadas sem EPC	Total
PCH	Nº empreendim.	11	45	3	4	63
	Potência (MW)	199,04	877,50	66,00	48,70	1191,24
Eólica	Nº empreendim.	5	1	17	31	54
	Potência (MW)	208,30	10,20	463,66	740,76	1422,92
Biomassa	Nº empreendim.	16	4	2	5	27
	Potência (MW)	444,34	70,00	66,50	104,40	685,24
Total	Nº empreendim.	32	50	22	40	144
	Potência (MW)	851,68	957,70	596,16	893,86	3299,40
Participação %		25,81%	29,03%	18,07%	27,09%	100,00%

EPC - *Engineering Procurement and Construction* - contrato pelo qual uma empresa assume a responsabilidade pelos serviços de engenharia, fornecimento de equipamentos e materiais e construção.

Fonte: Porto, 2007.

Pode-se observar, ainda, que há um expressivo percentual (27,09%) de projetos em rescisão contratual ou não iniciados.

O MME apontou como justificativas para o atraso na conclusão dos projetos (PORTO, 2007):

- alteração da titularidade ou de estrutura acionária dos projetos;
- necessidade de revisão de alguns projetos, visando minimizar riscos;
- prazo incompatível (2005-2006) com a capacidade de atendimento pelo parque industrial, em especial para a biomassa;
- novas exigências para renovação das Licenças Ambientais;
- dificuldades na Declaração de Utilidade Pública para PCHs;
- entraves na conexão à rede, em especial na região Centro Oeste;
- disponibilidade de atendimento da demanda de aerogeradores, pelo mercado nacional, face ao aquecimento do mercado mundial e ao cumprimento do índice de nacionalização.

6.4 A geração de energia elétrica no período de 1996 a 2002

Complementando as informações sobre o período 1996 – 2002, a tabela 6.5 apresenta alguns dados sobre a geração de energia elétrica, com o objetivo de situá-la dentro do contexto do setor elétrico brasileiro.

Tabela 6.5 – Capacidade instalada de geração de energia elétrica – 1996 a 2002 (MW)

Ano	Hidrelétrica	Térmica	Nuclear	Total
1996	53.119	7.025	657	60.801
1997	54.889	7.426	657	62.972
1998	56.759	7.793	657	65.209
1999	58.997	8.526	657	68.181
2000	61.063	10.642	2.007	73.712
2001	62.523	11.725	2.007	76.255
2002	65.311	15.140	2.007	82.458
Variação no período	12.192	8.115	1.350	21.657
% de variação	22,95	115,16	205,48	35,62

Fonte: BEN, 2007.

Neste período houve um incremento significativo de usinas termelétricas em virtude, principalmente, da crise de abastecimento de energia elétrica ocorrido em 2001. Esse incremento proporciona segurança operativa para o SEB em vista da redução da dependência da hidreletricidade.

Considerando-se os seguintes custos de investimento²⁵:

- usinas hidrelétricas – US\$ 1 milhão/MW;
- usina termelétrica – US\$ 700 mil/MW; e
- usina nuclear – US\$ 2 milhões/MW.

É possível estimar o investimento no período, da ordem de US\$ 20,6 bilhões.

Com relação a geração de energia elétrica no ano de 2001 a participação da energia térmica em relação à geração total foi de 11,61%, atingindo seu ponto mais elevado em setembro daquele ano, com 15,81%, também em função da crise de abastecimento de energia elétrica.

²⁵ Notas de aula da disciplina ENE 5712 - Avaliação de Projetos de Geração e Usos de Energia, do Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia - PIPGE da Universidade de São Paulo, ministrada pelo Prof. Dr. Roberto Y. Hukai, no quarto trimestre de 2005.

7. O MODELO DA REESTRUTURAÇÃO – PERÍODO DE 2003 A 2006

O atual modelo do setor elétrico – denominado por alguns autores de “Novo Modelo do Setor Elétrico” – foi instituído através da promulgação da Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, que dispôs sobre a comercialização de energia elétrica e do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, que apresentou as Regras Gerais de Comercialização de Energia Elétrica.

A base conceitual do modelo está contida nas Medidas Provisórias nº 144 e 145, de 11 de dezembro de 2003, que dispõem, respectivamente, sobre a comercialização de energia elétrica e a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

Essa forma de legislar sobre as questões relacionadas à energia elétrica suscitou questionamentos por parte dos representantes da sociedade. Especificamente, o Partido da Social Democracia Brasileira – PSDB e Partido da Frente Liberal – PFL representaram junto ao Supremo Tribunal Federal - STF Ações Diretas de Inconstitucionalidade – ADI, registradas sob os números ADI 3090 de 15 de dezembro de 2003 e ADI 3100 de 22 de dezembro de 2003, respectivamente. Tal fato trouxe como consequência a instabilidade jurídico-regulatória que perdurou por quase três anos. Apenas em outubro de 2006 o STF resolveu garantir as regras do setor elétrico dispostas nas medidas provisórias citadas (BASILE, 2006).

As regras que o norteiam e seus principais objetivos são: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2003):

- promover a modicidade tarifária, que é fator essencial para o atendimento da função social da energia e que concorre para a melhoria da competitividade da economia;
- garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável;
- assegurar a estabilidade do marco regulatório, visando à atratividade dos investimentos na expansão do sistema; e
- promover a inserção social por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento.

São seus elementos fundamentais²⁶:

- a reestruturação do planejamento de médio e longo prazo;
- o monitoramento, no curto prazo, das condições de atendimento;

²⁶ Cf. Ministério de Minas e Energia. O Novo Modelo do Setor Elétrico. Disponível em: http://ucel.eln.gov.br/gse_doc/cartilha.novo%20modelo.pdf.

- o redirecionamento da contratação de energia para o longo prazo, compatível com a amortização dos investimentos realizados;
- a competição na geração com a licitação da energia pelo critério de menor tarifa;
- a coexistência de dois ambientes de contratação de energia, um denominado ACR – Ambiente de Contratação Regulada, que visa a proteger o consumidor cativo e outro denominado ACL – ambiente de Contratação Livre, que objetiva estimular a iniciativa dos consumidores livres;
- a instituição de um pool de contratação regulada de energia a ser comprada pelos concessionários de distribuição;
- a previsão de uma reserva conjuntural para restabelecimento das condições de equilíbrio entre oferta e demanda; e
- a restauração do papel do poder executivo como poder concedente.

7.1 Principais instituições do setor elétrico

7.1.1 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Em março de 2004, a Lei nº 10.848, responsável pela instituição do modelo vigente no setor elétrico, extinguiu o MAE e autorizou a criação da Câmara de Comércio de Energia Elétrica – CCEE que iniciou suas operações, em agosto de 2004, com o mesmo objetivo essencial: operacionalizar as transações de energia elétrica. Sua criação foi regulamentada pelo Decreto nº 5.177 de 12 de agosto de 2004.

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN, realizando sua contabilização e liquidação. O mercado de energia elétrica é dividido em quatro submercados, conforme mostrado na figura 7.1.

Figura 7.1 - Distribuição dos submercados do SIN

Fonte: Elaboração própria

Segundo o Art.1º do Anexo à Resolução nº 109, de 26 de outubro de 2004, a definição para submercados é a seguinte: divisões do SIN para as quais são estabelecidos Preço da Liquidação das Diferenças – PLD específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN.

A ANEEL delegou à CCEE a realização dos leilões de energia dentro das regras do modelo vigente para o setor elétrico.

A operação e organização da CCEE foram regulamentadas pela Resolução ANEEL nº 109 de 2004, que instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

Participam da CCEE, de forma obrigatória, os seguintes agentes (CCEE, 2005):

- classe de geradores concessionários de Serviço Público e de Produtores Independentes, que possuam potência instalada superior ou igual a 50 MW;
- classe de autoprodutores, que possuam potência instalada superior ou igual a 50 MW e que sejam despachados pelo ONS;
- classe de distribuidores com energia adquirida superior ou igual a 500 GWh/ano e com energia adquirida inferior a 500 GWh/ano, que não tenham adquirido a totalidade da energia de supridor com tarifa regulada; e
- classe de consumidores livres.

Participam da CCEE todos os agentes previstos na Convenção de Comercialização. Atualmente a distribuição dos agentes de acordo com a categoria está descrita na tabela 7.1.

Tabela 7.1 – Distribuição dos agentes participantes da CCEE em fevereiro de 2008

Classe dos Agentes	Número de Agentes
Auto-produtor	21
Comercializador	48
Consumidor Livre	688
Distribuidor	43
Gerador	30
Importador / Exportador	1
Produtor Independente	94
Total	925

Fonte: CCEE, 2008.

A participação desses agentes, em termos percentuais está demonstrada na figura 7.2.

Figura 7.2 – Participação dos agentes na CCEE em fevereiro de 2008.

Fonte: (CCEE, 2008)

A CCEE tem as seguintes responsabilidades:

- implantação e divulgação das Regras de Comercialização e dos Procedimentos de Comercialização;
- administração do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- medição e registro da energia verificada através do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), responsável pela coleta automática dos valores produzidos e consumidos no sistema elétrico interligado;
- registro dos contratos firmados entre os Agentes da CCEE;
- realização de Leilões Compra e Venda de Energia Elétrica;
- apuração das infrações e cálculo de penalidades por variações de contratação de energia;
- apuração do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado para liquidação da energia comercializada no curto prazo;
- contabilização e liquidação das transações realizadas no mercado de curto prazo; e
- monitoramento das condutas e ações empreendidas pelos Agentes da CCEE.

Para a realização das atribuições tratadas nesta Convenção, a CCEE deve:

- manter o sistema de coleta e validação de dados de energia elétrica, por meio de medições, e o registro de informações relativas às operações de compra e venda;
- manter o registro de informações relativas aos contratos de compra e venda de energia elétrica;
- manter o sistema de Contabilização e de Liquidação Financeira;
- celebrar acordo operacional com o ONS, para estabelecer o relacionamento técnico-operacional entre as duas entidades;
- manter intercâmbio de dados e informações com a ANEEL e com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, observada a regulamentação específica quanto à guarda e ao sigilo de tais dados; e
- manter contas-correntes específicas para depósito e gestão de recursos financeiros advindos da aplicação de penalidades e para outras finalidades específicas.

A figura 7.3 apresenta a cadeia de valor da CCEE onde estão representados seus processos-chave e processos de apoio. O conceito de cadeia de valores mostra as atividades de valor através das quais a empresa entrega um produto ou serviço de valor ao seu cliente. Dessa forma, a cadeia de valor da CCEE oferece uma visão sistêmica das atividades dessa organização.

Figura 7.3 - A cadeia de valor da CCEE

Fonte: (CCEE, 2008)

A base operacional da CCEE é constituída por Regras de Comercialização, que são um conjunto de equações para processamento das informações obtidas junto aos agentes e outras instituições, e os Procedimentos de Comercialização. Estes aspectos serão analisados no item 7.2 do presente capítulo.

7.1.2 Empresa de Pesquisa Energética - EPE

A Lei nº 10.847/04, de 15/03/2004 e o decreto nº 5.184, de 17/08/2004, dispuseram sobre a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, que tem como finalidade “prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras”.

A EPE deve trabalhar em estreita interação com a CCEE e com o ONS, através de acordos operacionais, no sentido de processar as informações necessárias para registro, liquidação dos montantes de energia e estabelecimento de preços de liquidação das diferenças nos submercados que compõe o SIN, bem como no desenvolvimento de atividades relativas ao planejamento do setor elétrico, respectivamente.

A EPE tem como responsabilidade as seguintes atividades:

- realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;
- realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica selecionados;
- elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável;
- promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;

- desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
- efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;
- elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;
- desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países;
- promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive de eficiência energética;
- promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;
- promover estudos voltados a programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético; e
- desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.

Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE devem subsidiar a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME, no âmbito da política energética nacional.

7.1.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

Para efetuar o acompanhamento das questões estratégicas do setor elétrico foi constituído o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, através do Decreto nº 5.175 de 09 de agosto de 2004, sendo presidido pelo Ministro de Minas e Energia.

O CMSE tem como função precípua o acompanhamento e a avaliação, em caráter permanente, da continuidade e segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

Integram o CMSE representantes das entidades responsáveis pelo planejamento da expansão, operação eletroenergética dos sistemas elétricos, administração da comercialização de energia

elétrica e regulação do setor elétrico nacional. Podem ser chamados a participar, de acordo com a coordenação, representantes de entidades governamentais afetas aos assuntos específicos de interesse do Comitê.

A coordenação do Comitê pode constituir comissões temáticas incorporando uma representação pluralista dos agentes setoriais em sua composição, conforme definições a serem estabelecidas em regulamento próprio.

7.1.4 Relacionamento entre as instituições e ambientes de contratação no modelo vigente

O modelo vigente tem suas bases centradas nos aspectos comerciais, para realizar as mudanças necessárias, no sentido de atingir os objetivos propostos, inicia a reestruturação no segmento geração, modificando a forma de contratação da energia por parte das distribuidoras.

Na figura 7.4 é apresentado o modelo do setor elétrico brasileiro, atualmente em vigor.

Figura 7.4 – Modelo institucional do SEB

Fonte: (CCEE, 2005)

O modelo anterior permitia a autocontratação (*self-dealing*), que estabelecia incentivos para geradores e distribuidores integrantes de um mesmo grupo controlador efetuarem contratos de longo prazo, possibilitando dessa forma melhores condições para contratar financiamentos

para novos investimentos. A permissão de um “bônus” de 11,5% sobre o Valor Normativo²⁷ tornava a contratação de energia dentro do mesmo grupo econômico, altamente atrativa e inibia outras soluções de investimento.

Outro ponto importante do modelo vigente é com relação a mudança do foco da contratação de energia, privilegiando o longo prazo e obrigando a contratação de 100% do mercado das distribuidoras. Permite ao gerador a comercialização de sua energia tanto no ambiente regulado como no livre, conforme apresentado na figura 7.5.

O ambiente regulado congrega todas as concessionárias de serviços públicos de energia e, conseqüentemente, os seus consumidores denominados de cativos. A compra de energia se fará, sempre, através de licitação, pelo critério de menor tarifa. Enquanto o ambiente livre é constituído pelos geradores habilitados para tal operação, consumidores livres e comercializadores, cujos contratos são negociados de forma bilateral e os preços acordados entre as partes.

Figura 7.5 - Estrutura dos Ambientes de Contratação e Comercialização de Energia – CCEE
Fonte: (CCEE, 2005)

Os agentes de distribuição que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano poderão adquirir energia elétrica através dos leilões de compra realizados no ambiente de contratação regulada - ACR, através de geração distribuída, através do atual agente supridor com tarifa

²⁷ Valor Normativo – Valor máximo pelo qual a compra de energia do distribuidor podia ser repassada às tarifas de fornecimento.

regulada ou mediante processo de licitação pública promovida pelos agentes que se enquadram nesta situação.

É importante frisar que o modelo vigente, impõe aos agentes de distribuição, vendedores, autoprodutores e os consumidores livres, a obrigação de informar ao Ministério de Minas e Energia, até o dia 1º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subseqüentes.

7.2 O atual processo de comercialização de energia elétrica

A comercialização de energia elétrica dentro do modelo vigente foi regulamentada pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, que impôs as seguintes condições:

- os agentes vendedores devem apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos. O lastro para a venda é constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência. A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração corresponde às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.
- os agentes de distribuição devem garantir o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL; e
- os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos agentes de distribuição e agentes vendedores devem garantir o atendimento a cem por cento de suas cargas, em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados na ANEEL.

Esse instrumento legislativo garantiu que, em caso do não-cumprimento do prazo de início da operação comercial de unidades geradoras de um empreendimento, e não possuindo lastro para a venda suficiente para o cumprimento de suas obrigações, o agente vendedor deve celebrar contratos de compra de energia para garantir os seus contratos de venda originais, sem prejuízo de aplicação das penalidades cabíveis.

Os contratos de compra de energia para garantir os contratos de venda originais devem ser firmados sob a integral responsabilidade do agente vendedor, inclusive quanto aos riscos de diferenças de preços entre submercados.

Para fins de planejamento, todos os agentes de distribuição, vendedores, autoprodutores e os consumidores livres devem informar ao Ministério de Minas e Energia, até 1º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subseqüentes.

A comercialização de energia elétrica é operacionalizada por meio de leilões. O Decreto nº 5.163 estabeleceu que os leilões para compra de energia elétrica deveriam ser promovidos, nos anos “A-5” e “A-3”, para energia elétrica proveniente de novo empreendimento de geração; e no ano “A-1”, para energia elétrica proveniente de empreendimento de geração existente.

Em cumprimento ao disposto nos Decretos nº 5.163 e nº 5.177, ambos de 2004, a ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004, instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Esse instrumento disciplina, entre outros pontos, as atribuições da CCEE, o funcionamento do mercado de energia elétrica, os direitos e deveres dos agentes de mercado e aspectos associados à comercialização de energia elétrica.

A Convenção de Comercialização estabeleceu, entre outros aspectos:

- a comercialização de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, bem como destes com os consumidores no SIN, deve ocorrer no ACR ou ACL e no Mercado de Curto Prazo;
- a compra e a venda de energia elétrica no ACR deve ocorrer entre Agentes Vendedores e Agentes de Distribuição, mediante licitação, na modalidade leilão;
- a compra e a venda de energia elétrica no ACL poderá ser feita entre Agentes de Comercialização, de Geração, de Exportação, de Importação e Consumidores Livres. A contratação de energia elétrica no ACL deve ser formalizada mediante Contratos Bilaterais livremente pactuados, que devem prever, entre outras disposições, montantes de energia e de potência, prazos, preços e Garantias Financeiras.
- as operações realizadas no Mercado de Curto Prazo devem ser contabilizadas pela CCEE de acordo com as Regras e Procedimentos de Comercialização, inclusive as relativas ao intercâmbio internacional de energia elétrica, definidas por regulamentação específica, devendo as exposições dos Agentes da CCEE serem valoradas ao PLD;
- todos os contratos de compra e venda de energia elétrica e respectivas alterações devem ser registrados na CCEE, independentemente da data de início de suprimento, inclusive para fins de Contabilização e Liquidação Financeira, segundo as condições e prazos previstos em Procedimentos de Comercialização específicos.

- os dados de energia gerada e consumida pelos agentes do SIN serão coletados e validados por meio do Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE, administrado pela CCEE, para fins de registro e utilização no Processo de Contabilização e Liquidação, conforme Regras e Procedimentos de Comercialização específicos;
- a CCEE deve identificar os montantes de energia comercializados pelos Agentes no Mercado de Curto Prazo, por intermédio do processo de Contabilização, considerando os dados verificados de geração, de consumo e os montantes de energia elétrica contratados e registrados.
- A Contabilização e a Liquidação Financeira no Mercado de Curto Prazo devem ser realizadas com base no Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, calculado pela CCEE, antecipadamente, com periodicidade máxima semanal, por submercado e por patamar de carga. Tem como base o Custo Marginal de Operação, e é limitado por preços mínimo e máximo.

7.2.1 Leilões de energia elétrica

De acordo com a legislação, cada agente de distribuição deve declarar, até sessenta dias antes de cada leilão de energia, os montantes de energia que deverão contratar nos leilões, especificando a parcela de contratação dedicada ao atendimento a consumidores potencialmente livres, balizando possíveis reduções nos contratos.

Os leilões de energia elétrica objetivam atender o mercado consumidor das distribuidoras de energia elétrica e são classificados de acordo com a natureza dos empreendimentos de geração:

- leilões de energia existente: tem por objetivo a venda de energia elétrica de empreendimentos que já se encontram em operação.
- leilões de energia nova: tem por objetivo a venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos licitados durante o leilão.
- leilões de fontes alternativas: tem por objetivo a venda de energia elétrica de empreendimentos que utilizam fontes alternativas (biomassa, PCH, solar, eólica).

O critério adotado nos leilões é o da menor tarifa. A partir de 2009 o preço teto para empreendimento existente não poderá superar o valor médio resultante dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano “A5”.

Os leilões seguem um cronograma de realização que leva em conta o ano previsto para o suprimento efetivo da energia. Considerando-se “A” como o ano previsto para o início do suprimento de energia elétrica adquirida pelos Agentes de Distribuição nos leilões de energia,

foi estabelecido um cronograma para a realização dos leilões. A figura 7.6 apresenta de forma esquemática a linha do tempo, da contratação de energia, proveniente de geração existente e nova, e o ano de início de suprimento.

Figura 7.6 - Leilões de compra para as distribuidoras - ACR

Fonte (MACHADO, 2006)

A-5: ano em que são realizados os Leilões de Compra de Energia Elétrica com início de suprimento em 1o de janeiro de 2012. Corresponde, para todos os efeitos, ao quinto ano anterior ao ANO BASE “A”;

A-3: o terceiro ano anterior ao ANO BASE “A” em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica;

A-1: ano em que se realizam os Leilões de Compra de Energia Elétrica. Corresponde, para todos os efeitos, ao ano anterior ao ANO BASE “A”.

Além disso, a legislação prevê a realização de Leilões de Ajuste no ano anterior ao início de fornecimento efetivo para complementar a quantidade necessária ao atendimento do mercado das distribuidoras, até o limite de 1% desse mercado. Estes leilões envolvem a contratação de energia existente e contratos de curta duração (até 1 ano).

A tabela 7.2 apresenta os resultados de todos os leilões de energia elétrica realizados dentro das diretrizes estabelecidas pelo Decreto nº 5.163. Pode-se observar que os preços praticados nos primeiros leilões de energia existente foram baixos se comparados àqueles praticados no ACL, que estavam em torno de R\$ 60,00/MWh. Também podem ser considerados baixos em

relação ao custo de reposição dos ativos constituintes das plantas das usinas por se tratar de empreendimentos depreciados contabilmente e, em alguns casos, fisicamente.

Outro aspecto que merece destaque é com relação ao 1º leilão de energia proveniente de fontes alternativas que teve um desempenho inexpressivo em vista dos montantes de energia comercializados. Os valores referenciados pela EPE para fontes alternativas, particularmente PCHs, ficaram muito próximos dos valores das usinas de maior porte. O valor de investimento em uma PCH está em torno de R\$ 4.000,00/kW (informação verbal)²⁸, enquanto que em uma usina de grande porte este valor é de R\$ 2.000,00/kW, portanto, é importante que haja um reestudo dos parâmetros para o cálculo do valor de referência.

Tabela 7.2 – Dados referentes aos leilões de energia elétrica para suprimento do ACR

Data de realização	Leilão	Modalidade	Período de suprimento	Energia contratada (MW Médios)	Energia contratada em relação à energia ofertada (%)	Preço médio	Deságio em relação ao preço inicial (%)
7/12/2004	1º LEE	A-1	2005 + 8	9.054	99,00	57,51	28,100
		A-2	2006 + 8	6.782	92,00	67,33	21,700
		A-3	2007 + 8	1.172	100,00	75,46	18,900
2/4/2005	2º LEE	A-3	2008 + 8	1.325	50,00	83,13	16,000
		A-4	2009 + 8	sem negociação			
11/10/2005	3º LEE	A-1	2006 + 8	102	100,00	62,95	13,800
11/10/2005	4º LEE	A-4	2009 + 8	1.166	60,00	94,91	1,100
16/12/2005	1º LEN	A-3	2008 - H30	71	60,47	106,95	7,802
			2008 - T15	561		132,26	5,529
		A-4	2009 - H30	46		113,89	1,819
			2009 - T15	855		129,24	7,686
		A-5	2010 - H30	891		114,83	1,009
			2010 - T15	862		121,81	12,993
29/6/2006	2º LEN	A-3	2009 - H30	1.028	47,75	126,77	5,400
			2009 - T15	654	7,46	132,39	1,500
10/10/2006	3º LEN	A-5	2011 - H30	569	27,93	120,86	3,300
			2011 - T15	535	30,52	137,44	2,000
14/12/2006	5º LEE	A-1	2007 + 8	204	40,00	104,74	0,200
18/6/2007	1º LEA	A-3	2010 - H30	46	15,28	134,99	0,007
			2010 - OF15	140	17,19	138,85	0,821
26/7/2007	4º LEN	A-3	2010 - H30	sem negociação			
			2010 - T15	1.304	31,53	134,67	3,807
16/10/2007	5º LEN	A-5	2012 - H30	715	56,03	129,14	-2,492
			2012 - T15	1.597	100,00	128,37	8,957
6/12/2007	6º LEE	A-1	2008 + 8	sem negociação			

LEE – Leilão de energia existente LEN – Leilão de energia nova LEA – Leilão de energia de fontes alternativas

H – Hidroeletricidade T – Termoeletricidade OF – Outras fontes

Fonte: Instituto Acende Brasil; CCEE; Canal Energia, 2008.

No 2º leilão de energia existente um fato merece comentário. O produto com início de suprimento previsto para 2009 permaneceu em processo de negociação até a 45ª rodada de

²⁸ Notícia fornecida por Roberto Miranda da empresa Alstom na Apresentação na FIESP, São Paulo em março de 2007.

lances, sendo posteriormente excluído do processo, embora sua cotação estivesse em R\$ 63,30/MWh, com deságio de 39,1% em relação ao preço teto de R\$ 104,00/MWh. A explicação apresentada para isso foi a de que a demanda era maior do que a oferta. Cabe um questionamento: o procedimento do leilão deveria prever um mecanismo que estabelecesse a ordem de entrada dos lances até o limite do montante a ser comercializado, no sentido de “sincronizar” a quantidade ofertada e a demandada.

No 4º leilão de energia nova foi comercializada apenas energia proveniente de combustíveis fósseis, óleos combustíveis. A explicação provável foi o baixo preço para a energia das hidrelétricas e, com relação às térmicas à gás, o desinteresse foi motivado pelo impasse sobre as elevadas multas que poderiam ser impostas pela ANEEL caso a energia não fosse entregue por estas usinas.

No 6º leilão de energia existente não houve negociação porque a CESP, a única geradora habilitada a participar, decidiu não realizar negócios. Segundo o presidente do Conselho de Administração da CCEE (apud Couto, 2007) as empresas possuem suas estratégias de atuação mas, em tese, fatores conjunturais do momento, como os preços praticados no mercado livre, podem ter influenciado a decisão de não direcionar os preços para o mercado regulado.

Analisando os dados de forma global, é possível dizer que a relação entre energia existente contratada e a energia existente ofertada foi de 86,51%, que equivale a 19.805 MW médios de energia contratada. Com relação a energia nova, o percentual foi de 34,93%, equivalente a 9.874 MW médios contratados.

Apesar de o cronograma prever apenas três tipos de leilão (A-1, A-3 e A-5), a transição para o novo modelo setorial, iniciada em 2004, exigiu a realização de leilões com prazos diferentes de entrega da energia (A-2, A-4). Além disso, poderão ser realizados Leilões de Ajuste no ano anterior ao início de fornecimento efetivo para complementar a quantidade necessária ao atendimento do mercado das distribuidoras, até o limite de 1% desse mercado. Estes leilões envolvem a contratação de energia existente e contratos de curta duração (até 1 ano).

Os leilões são realizados em duas fases distintas:

A 1ª fase é constituída de diversas rodadas - Em cada rodada os vendedores enviam lance contendo a quantidade de energia que estão dispostos a vender para cada produto ao preço que estiver válido na rodada.

A 2ª fase é constituída de uma rodada única - Os vendedores iniciam a 2ª fase com a quantidade correspondente ao lance enviado na última rodada da 1ª fase. Em rodada única, os vendedores enviam os preços para os quais estão dispostos a vender a referida quantidade.

São vencedores do leilão os lances com os menores preços até o atendimento da quantidade demandada.

As quantidades de lotes atendidos constituem uma obrigação incondicional de celebração do respectivo Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR entre o agente vendedor e cada um dos compradores ao preço constante da proposta (preços discriminatórios).

Após o fechamento do leilão, deverá ser executado o rateio do produto para fins de celebração dos respectivos CCEAR's entre cada vendedor e todos os compradores na proporção dos lotes atendidos e das quantidades declaradas, respectivamente.

A tabela 7.3 mostra a evolução da energia anual contratada, por tipo de contrato, no período de 2003 a 2007.

Tabela 7.3 – Evolução da energia anual contratada por tipo de contrato (MW médio)

TIPO de CONTRATO	2003	2004	2005	2006	2007
Bilateral – distribuidoras	4.272	6.486	8.397	10.045	10.068
Bilateral – outros compradores	5.400	9.123	16.699	21.792	31.837
CCEAR		0	8.897	15.143	16.135
Inicial	25.994	22.248	9.010	417	308
Itaipu	8.046	8.027	8.014	7.994	8.004
Leilões de ajustes	1.318	1.448	1.016	1.027	526
PROINFA				182	451
Total	45.029	47.333	52.033	56.601	59.267

Fonte: CCEE, 2007.

O montante de energia comercializado através de leilões e tendo como consequência os Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR representa, atualmente, 27% do total de energia contratada no SEB. A tendência é que o percentual de participação aumente absorvendo energia comercializada através de contratos iniciais e uma parcela referente a contratos bilaterais entre distribuidoras, visto que, no caso deste último a metodologia utilizada através de leilões proporciona maior competitividade fazendo com que os preços sejam mais atrativos para o comprador e acarretando uma maior participação dos geradores no mesmo processo.

A ANEEL tem a responsabilidade pela elaboração dos editais de leilão. Esses deverão observar os estudos de impacto ambiental - EIA, relatório de impacto ambiental - RIMA, licenças ambientais prévias - LAP, o valor anual do Uso do bem Público - UBP, o valor do custo marginal de referência, calculado pela EPE e aprovado pelo Ministério de Minas e

Energia e os critérios de reajustes ou revisão de tarifas, em concordância com o estabelecido pelo Ministério da Fazenda.

Nos aproveitamentos hidrelétricos - AHE em que eventual parcela de energia assegurada possa ser comercializada no ACL ou uso próprio, o edital de leilão de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos deverá prever que parte da receita será destinada a favorecer a modicidade tarifária.

Os vencedores de cada leilão de energia do ACR devem firmar contratos bilaterais com todas as distribuidoras, denominados Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado - CCEAR, em proporção às respectivas declarações de necessidade. A exceção é o leilão de ajuste, onde os contratos são entre agente vendedor e agente de distribuição.

São duas as modalidades de CCEAR:

- por quantidade de energia - Os Contratos de Quantidade de Energia são aqueles nos quais os riscos hidrológicos da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos Geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Os riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados assumidos pelo comprador;
- por disponibilidade de energia - Os Contratos de Disponibilidade de Energia são aqueles nos quais tanto os riscos, como os ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada, são alocados ao pool e repassados aos consumidores regulados.

Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR's são contratos bilaterais, entre cada agente vendedor e entre cada agente de distribuição comprador. Os prazos que tais contratos deverão obedecer são os seguintes:

- 15 anos $\leq$ empreendimentos novos $\leq$ 30 anos, sendo a data base início do suprimento de energia;
- 05 anos $\leq$ empreendimentos existentes $\leq$ 15 anos, sendo a data base o ano seguinte ao da realização do leilão.

Um leilão que mereceu atenção de toda a sociedade e, particularmente do setor elétrico, em vista da sua importância, o Leilão da UHE Santo Antonio, ocorreu em 10 de dezembro de 2007. O complexo inclui a construção de quatro usinas ao longo do rio Madeira. Os empreendimentos Santo Antônio e Jirau, em território brasileiro, ficarão próximos de Porto Velho, capital do estado de Rondônia. Juntas, a capacidade instalada será de 6.450 MW. Os

outros dois serão Guajará-Mirim, na fronteira entre Brasil e Bolívia, e Cachuela Esperanza, em território boliviano.

As principais características da UHE Santo Antônio são (ANEEL, 2007):

- capacidade instalada de 3.150,4 MW;
- garantia física total de 2.218 MW médios;
- previsão de instalação de 44 turbinas com entrada em operação até junho de 2016;
- prazo de 3,7 anos (desde a entrada em operação das primeiras unidades geradoras até a implantação final);
- a área do reservatório da UHE terá aproximadamente 271 km², dos quais cerca de 164 km² correspondem à inundação natural do rio;
- valor total do empreendimento foi definido em R\$ 9,5 bilhões pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com data de referência de dezembro de 2006;
- o preço-teto fixado para o leilão foi de R\$ 122,00 por MWh;
- a duração dos contratos de comercialização é de 30 anos; e
- do total de energia, no mínimo 70% será destinada ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

O consórcio Madeira Energia, formado por Furnas (39%), Cemig Geração-Transmissão (10%), Odebrecht Investimentos em Infra-estrutura (17,6%), Construtora Norberto Odebrecht (1%), Andrade Gutierrez Participações (12,4%) e Fundo de Investimentos e Participações Amazônia Energia, formada por Banif e Santander (20%) foi o vencedor do leilão.

O preço de venda da energia foi de R\$ 78,87/MWh, correspondendo a 35% de deságio. Esse valor inclui também a tarifa de transmissão da ordem de R\$ 25,00/MWh (SCHÜFFNER, 2007).

Os preços resultantes dos leilões anteriores, em valores atualizados através do índice de preços ao consumidor amplo – IPCA, que variaram entre R\$ 65,71/MWh (1º leilão de energia existente) e R\$ 130,98/MWh (5º leilão de energia nova), foram superiores ao preço da energia nesse leilão.

Diante disso, alguns questionamentos devem ser feitos às empresas e organismos que coordenam o processo licitatório através de leilões:

- os preços praticados nos leilões anteriormente realizados foram excessivamente altos?
- o preço-teto apresentado pela EPE estava dentro de parâmetros adequados?
- se o preço de R\$ 78,87/MWh estiver abaixo dos valores necessários para o custeio do empreendimento, qual deverá ser o preço praticado no ACL?

7.2.2 Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD

Dentre os instrumentos associados à comercialização de energia elétrica no âmbito do atual modelo institucional do setor, o Decreto nº 5.163 estabeleceu, em seu art. 29, a utilização do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD pelos agentes de distribuição.

A Convenção de Comercialização de Energia Elétrica definiu o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD como um processo de realocação, entre Agentes de Distribuição participantes da CCEE, de sobras e déficits de montantes de energia contratados no ACR.

É um instrumento que visa efetuar o repasse dos montantes de energia dos agentes de distribuição com sobras de energia oriunda dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR's, decorrentes dos leilões de energia existente, para os agentes de distribuição com déficits de energia. Tal repasse, denominado de cessão, representa uma relação contratual entre os agentes envolvidos.

A legislação prevê que os agentes distribuidores podem reduzir o montante de energias elétrica adquirida, objeto dos CCEAR's, em três situações distintas:

- Opção de compra de energia de outro fornecedor, exercida por consumidor potencialmente livre;
- Ocorrência de outras variações de mercado, hipótese na qual pode haver, em cada ano, redução de até 4% o montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores; e
- Ocorrência de acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004.

A figura 7.7 mostra o fluxo do processo de apuração e liquidação de valores das cessões do MCSD.

Mensalmente, os distribuidores podem declarar sobras e déficits, sendo que as sobras necessitam ser referentes à saída de consumidores livre e/ou acréscimo em contratos bilaterais firmados antes da publicação do Decreto nº 5.163/2004.

Com esses dados a CCEE efetua a aplicação do MCSD e as cessões e devoluções resultantes desse procedimento têm caráter irrevogável e irretratável até o final do prazo de vigência do contrato.

Figura 7.7 – Apuração e liquidação financeira do MCSD

Fonte: (CCEE, 2008)

Para o MCSD de caráter mensal, as Compensações e Reduções são realizadas em energia e potência para todos os meses a partir do mês de execução do mecanismo até o final de

vigência do contrato, respeitando a sazonalização de energia do Agente cedente. Já o processamento do MCS D anual é realizado sobre os montantes anuais contratados, a partir do ano seguinte ao ano corrente, sendo que as declarações de sobras por outras variações de mercado devem estar limitadas a 4% do montante originalmente contratado.

7.2.3 Comercialização no Ambiente de Contratação Livre – ACL

Conforme já mencionado no capítulo CONCEPÇÃO DA PRIVATIZAÇÃO – PERÍODO DE 1990 A 1995, embora a figura do consumidor livre existisse desde a publicação da Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995, o efetivo estabelecimento das condições para comercialização de energia elétrica para esses consumidores só ocorreu com a resolução ANEEL nº 264, de 13 de agosto de 1998.

Os consumidores potencialmente livres de acordo com a legislação vigente são aqueles que apresentam as seguintes características:

- conectados a rede elétrica da concessionária local ou da rede básica e cuja demanda em qualquer segmento horosazonal, no mínimo de 10MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV;
- conectados a rede da concessionária local ou da rede básica, antes de 8/7/1995 e cuja demanda em qualquer segmento horosazonal, no mínimo de 3MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV;
- conectados a rede da concessionária local ou da rede básica, após 8/7/1995 e cuja demanda em qualquer segmento horosazonal, no mínimo de 3MW, atendidos em qualquer nível de tensão; e
- conectados a rede da concessionária local, cuja demanda em qualquer segmento horosazonal, no mínimo de 0,5MW, atendidos em qualquer nível de tensão, pode optar pela compra de energia de fontes com característica de pequena central hidrelétrica – PCH.

No entanto, para exercer a opção reconhecida pela legislação o consumidor livre deve respeitar algumas condições:

- os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só podem exercer a opção de acordo com prazos, formas e condições fixados em regulamentação específica, sendo que nenhum prazo poderá exceder a 36 meses, contado a partir da data de manifestação formal à distribuidora;
- o consumidor que exercer a opção deve garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores;

- os consumidores que exercerem a opção podem retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa regulada, garantida a continuidade da prestação dos serviços, desde que informem à concessionária, à distribuidora com antecedência mínima de 5 anos.

Por outro lado, é assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livres o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.

A comercialização de energia elétrica a consumidores livres implica a celebração dos seguintes contratos:

- de compra e venda de energia elétrica que deve ser livremente negociado entre as partes;
- Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição – CCD ou Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT que formalizam as condições de conexão com a rede elétrica entre o consumidor e o concessionário ou permissionário proprietário do sistema elétrico ao qual a unidade consumidora será conectada; e
- Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD ou Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST que formaliza as condições de uso do sistema elétrico de distribuição e/ou de transmissão, quando for o caso.

Nas duas últimas modalidades de contrato devem ser observadas as tarifa de uso, os encargos de conexão e demais condições estabelecidas pelo órgão regulador.

Nos casos em que o consumidor se conecta diretamente à Rede Básica devem ser observados os padrões técnicos definidos pelo ONS.

Mais recentemente, em 2006, por meio da Resolução nº 247, a ANEEL estabeleceu as condições para a comercialização de energia elétrica para consumidores ou conjunto de consumidores do Grupo A com carga maior ou igual a 500 kW e que compre energia de fontes alternativas. Esse tipo de consumidor foi denominado Consumidor Especial.

Os consumidores livres podem retornar ao ambiente de contratação regulada desde comuniquem oficialmente a concessionária de distribuição local com 05 anos de antecedência. Enquanto que os consumidores especiais têm que avisar com 06 meses de antecedência a concessionária de distribuição local.

Os consumidores livres, bem como os produtores independentes que fornecem energia a esses consumidores podem ter no mínimo 50% podendo atingir a 100% nas tarifas de uso do sistema distribuidor.

Figura 7.8 – Evolução dos consumidores livres e percentual de participação no consumo na CCEE.

Fonte: (CCEE, 2008)

Na figura 7.8 é apresentada a evolução do número de consumidores livres assim como o percentual de consumo sobre o total registrado na CCEE, no período de janeiro de 2005 a outubro de 2007. No início de 2005 ocorreu um aumento significativo no número de consumidores livres, bem como com relação à sua participação no consumo na CCEE. Posteriormente, o incremento no número de consumidores é contínuo, porém sua participação no consumo tem se mantido constante. Pode-se considerar que, do início de 2005 até metade de 2006 houve um período de adaptação do mercado ao ACL (visto que o Decreto 5.163 foi publicado em julho de 2004) como uma das explicações possíveis para esse comportamento. Outra explicação para isso é que a energia no início de 2005 tinha preço considerado baixo, se comparado ao do mercado cativo. Essa diferença de preço proporcionou ganhos significativos, da ordem de 25% a 30% para os consumidores que migraram para o ACL. Hoje os preços da energia no ACL e ACR estão bastante próximos, o que tem provocado um movimento no sentido inverso, contido pela obrigatoriedade de manifestação de retorno ao ACR de pelo menos 5 anos.

7.2.4 Determinação do Custo Marginal de Operação e Preço da Liquidação das Diferenças

A determinação do custo marginal de operação - CMO e do preço da liquidação das diferenças - PLD é de responsabilidade, respectivamente, do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Vale lembrar que o custo marginal de operação – CMO é o valor associado ao atendimento adicional de 1MWh, considerando os diversos cenários hidrológicos que poderão ocorrer no futuro.

A metodologia para a obtenção dos parâmetros que serão utilizados no cálculo do CMO e do PLD é extremamente complexa e esta baseada em modelagens matemáticas sofisticadas.

A partir de informações obtidas junto ao ONS e CCEE serão apresentadas a seguir de forma sintética as etapas para obtenção dos indicadores que norteiam o preço de suprimento e comercialização de energia elétrica.

Os aspectos a analisar para a determinação do CMO podem ser assim enumerados e definidos:

- a volatilidade e sazonalidade da oferta – características próprias do ciclo hidrológico brasileiro;
- disposição das usinas – diversas usinas situadas numa mesma bacia hidrográfica, dessa forma uma usina a montante afetará as usinas a jusante. Como as usinas estão dispostas em cascata, com diferentes proprietários, o compartilhamento da água tem que ser feita da forma mais adequada possível. Para tanto torna-se obrigatória a coordenação do esvaziamento e enchimento dos reservatórios que fazem parte da referida bacia; e
- qual a demanda a ser suprida (previsão de carga).

As consequências operativas de decisões aplicadas nos sistemas hidrotérmicos são apresentadas na figura 7.9.

O objetivo de uma operação centralizada como a executada pelo ONS é minimizar as probabilidades de racionamentos e de blecautes, otimizando os recursos disponíveis, constituídos pelas usinas hidrelétricas e termelétricas, bem como a rede básica de transmissão e as demais instalações de transmissão – DIT's.

Considerando que o SIN é constituído predominantemente por usinas hidrelétricas programadas e despachadas de forma centralizada, muitas possuindo grandes reservatórios de regularização plurianual, apresenta uma singularidade operativa: as decisões de operação no presente afetam as condições operativas futuras, uma vez que, o uso dos estoques de água armazenada, ao invés da geração térmica complementar, pode comprometer o suprimento futuro caso as energias naturais afluente não sejam suficiente para atender o mercado.

Ou seja, a análise a ser feita pelo ONS é comparar o benefício do uso da água hoje e o benefício de armazená-la, considerando-se que para isso é necessário o dispêndio dos combustíveis das usinas termelétricas. Para que essa análise possa ser realizada, duas curvas devem ser traçadas: a Função Custo Imediato (FCI) e a Função Custo Futuro (FCF).

A FCI é calculada por programação linear e representa, de maneira indireta, a geração térmica e os intercâmbios. Indica o custo de geração térmica necessária para complementar o atendimento da demanda – diferença entre a demanda a ser atendida e a energia hidrelétrica disponibilizada – em determinado período (AMARAL, 2003).

O processo de obtenção da FCF é mais complexo, já que está associada ao valor que se espera despendar com geração térmica no futuro.

A curva resultante do somatório de FCI e FCF é apresentada na figura 7.10.

Para a função custo futuro a sua derivada, que matematicamente é o custo marginal, representa o valor da água. No caso que houver vertimento, ou seja, volumes próximos a 100% o custo tende a zero. O custo não será zero nunca, para adição de 1MWh ao sistema elétrico, haja vista que deverão ser considerados o custo de operação e manutenção da planta geradora e o pagamento da Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos.

A derivada da FCI representa os custos de geração térmica e de déficit.

Resumidamente, o custo para atendimento de uma carga adicional num determinado submercado corresponde ao somatório dos custos da água armazenada, da geração térmica, do custo marginal de operação do submercado fornecedor e do custo de déficit. Para o custo de déficit a ANEEL estabeleceu valores específicos que correspondem a déficits de no mínimo 5%.

Uma medida importante para a segurança operativa do SEB foi a implantação da Curva de Aversão ao Risco – CAR, instituída pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, por meio da Resolução GCE n. 109, de 24 de janeiro de 2002. A resolução estabeleceu critérios e diretrizes para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica nos Programas Mensais de Operação realizados pelo ONS, bem como para a formação de preço no mercado de energia elétrica.

A curva de aversão ao risco representa a evolução ao longo do período dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga,

sob hipóteses pré-definidas de aflúências, intercâmbios interregionais e carga, e com toda a geração térmica despachada em sua produção máxima, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período. Ou seja, para garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma região devem ser mantidos sempre acima da curva de aversão ao risco ao longo dos dois anos.

O valor estabelecido como nível mínimo dos reservatórios até o final de dezembro de 2007 era de 61%. O ONS reestimou a CAR em 36%, a partir de janeiro de 2008, baseado em estimativas menos conservadoras do regime de chuvas. Essa proposta foi aceita pela diretoria da ANEEL, com exceção do seu Diretor Geral, que argumentou que os reservatórios poderão estar comprometidos mais à frente se as usinas térmicas não forem despachadas em condições satisfatórias, para manter adequado o nível dos reservatórios, ou seja, 61% e não 36% como proposto. A mudança proposta deixa transparecer o caráter político dessa decisão, visto que a decisão de despachar as usinas térmicas poderia provocar contrariedade por parte da indústria e também do sistema de transporte automotivo que utilizam o gás natural como insumo.

Considerando as peculiaridades do SIN, é necessário que as avaliações das condições de atendimento sejam realizadas em três horizontes de planejamento:

- médio prazo, com horizonte de 5 anos e verificações mensais;
- curto prazo, com horizonte de 2 a 6 meses e verificações semanais; e
- programação diária, com horizonte de uma semana e verificações a cada $\frac{1}{2}$ hora.

Para simular as situações futuras de médio prazo é utilizado um modelo computacional desenvolvido pelo Centro de Pesquisa em Energia Elétrica – CEPEL, denominado Newave. O objetivo do programa é determinar metas mensais de geração para cada usina, para atender a demanda e minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo do período de planejamento. Esse modelo computacional procura equilibrar os custos marginais, correspondentes ao valor da água e o custo das térmicas, através de decisões de intercâmbio e geração térmica (DAHER, 2006).

O Newave fornece dados correspondentes a simulação da energia armazenada por submercado, para tanto utiliza como premissa a série histórica das vazões afluentes desde 1934 e estabelecimento de 2000 séries de aflúências de tamanho igual ao período de estudo.

De forma complementar, outro programa computacional, denominado Decomp, é utilizado para simular o volume armazenado em cada reservatório.

Segundo a CCEE (2006, p115), para o cálculo do PLD, são realizadas duas alterações nos dados de entrada fornecidos pelo ONS:

- retiram-se dados de disponibilidade provenientes de unidades geradoras em fase de teste; e
- retiram-se dados de restrições operativas internas de cada submercado.

As restrições elétricas internas aos submercados são retiradas para que, na determinação do PLD, a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os pontos de consumo do submercado.

O filtro feito pela CCEE, expurgando as restrições operativas internas de cada submercado para o cálculo do PLD, parece ser mais razoável do que a metodologia praticada pelo MAE, que adotava o valor do CMO de forma integral.

O PLD é determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado com base no CMO, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração, determinados pela ANEEL, de acordo com a Resolução ANEEL nº 413, de 19 de dezembro de 2006.

A figura 7.11 mostra a evolução do PLD no ano de 2007, nos quatro submercados, SE/CO, S, NE e N.

Para a construção da figura 7.11 foi calculado inicialmente o valor semanal ponderado, considerando que as 168 horas semanais são assim distribuídas: 30 horas patamar de carga pesada, 77 horas patamar de carga média e 61 horas patamar de carga leve. De posse das médias ponderadas semanais foi calculada a média aritmética para cada mês.

Figura 7.11 – Evolução do CMO e PLD por submercado.

Fonte: (ONS – Programa Mensal de Operação e CCEE – Histórico de Preços Semanais, 2008)

7.3 O mercado de energia elétrica e a BM&F

A tendência do mercado de energia elétrica no Brasil é seguir os passos dos mercados que apresentam maior grau de amadurecimento como, por exemplo, o europeu.

A amplitude do mercado mundial pode ser vista na tabela 7.4, aonde são apresentadas as principais bolsas européias que operam com a *commodity* energia elétrica nos seus respectivos portfólios.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE é integrante da Associação Mundial de Operadores de Mercado, porém com funções limitadas se comparadas às empresas européias.

Tabela 7.4 – Principais Bolsas de Energia Européias.

País	Início	Mercado Curto Prazo (Spot)	Mercado Futuro	Empresa
Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca	1993	SIM	SIM	Nordpool ²⁹
Espanha	1998	SIM		Omel ³⁰
Itália	2004	SIM		GME ³¹
Holanda	1999	SIM		APX ³²
França	2000	SIM	SIM	Powernext S.A
Polônia		SIM		Gielda ³³
Alemanha	2000	SIM	SIM	EEX ³⁴

Fonte: Association of Power Exchanges, 2007

Um fato indicativo da importância do mercado de energia elétrica ocorreu em agosto de 1996. A Bolsa de Valores do Estado de São Paulo – Bovespa lançou o seu primeiro índice setorial, o Índice de Energia Elétrica – IEE, constituindo-se em um instrumento que permite a avaliação de desempenho de carteiras especializadas nesse setor (BOVESPA, 2007)

Considerando que o despacho da energia elétrica necessária para o suprimento do SEB é baseado no despacho pelo menor custo, ou seja, o ONS atende a demanda através do acionamento de geradores em ordem crescente de custo variável de produção. Isso significa dizer que o preço não é determinado pelo mercado e sim pelas decisões operativas tomadas pelo despacho centralizado.

A partir das informações processadas pelo ONS é calculado o custo marginal de operação que será a referência para o estabelecimento do preço de liquidação das diferenças – PLD.

A CCEE como responsável pela contabilização dos montantes físicos de energia elétrica, gerados e consumidos no SEB, efetua o balanço mensal da energia elétrica produzida e

²⁹ Nord Pool ASA - The Nordic Power Exchange

³⁰ Operador del Mercado Ibérico de Energia – Pólo Español, S.A.

³¹ Gestore del Mercato Elettrico S.p.a.

³² The APX Group.

³³ Tawarowa Gielda Energii S.A – Polish Power Exchange

³⁴ The European Energy Exchange AG

consumida, cotejando com os valores pactuados nos contratos bilaterais, tanto no ambiente de contratação regulada – ACR, como no ambiente de contratação livre – ACL.

As diferenças observadas de cada contrato gerador/consumidor podem ser positivas ou negativas.

Especificamente para os consumidores livres, caso as diferenças sejam desfavoráveis ao consumidor, este terá que providenciar a liquidação, através:

- do gerador que efetua o suprimento contratual;
- de outro gerador que possua energia excedente; ou
- em último recurso liquidando no mercado de curto prazo ao preço de liquidação das diferenças – PLD.

É importante reiterar que no caso de insuficiência de cobertura de consumo, deve ser considerada a penalidade pela exposição do agente consumidor.

No sentido de aumentar as alternativas para o atendimento dos agentes no mercado de curto prazo, para aquisição de energia elétrica para completar as eventuais diferenças dos contratos de longo prazo, no ano de 2005, a Bolsa de Mercadorias e Futuros – BM&F, através de sua experiência e importância no mercado, 5ª maior bolsa de futuros do mundo e maior do hemisfério sul, iniciou as operações com a *commodity* energia elétrica. O primeiro pregão ocorreu no dia 29 de agosto de 2005, nas dependências da Bolsa de Valores do Rio de Janeiro. Considerando que o órgão responsável pelo registro e liquidação de toda a energia elétrica transacionada no SEB é a CCEE, as aquisições negociadas na BM&F também passaram pelo mesmo procedimento, ou seja, foram registrados na CCEE, conforme indicado na figura 7.12. Visando as operações no ambiente da BM& foi estabelecido convênio entre a Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica – ABRACEEL e as Corretoras que operam na bolsa com outras *commodities* (BOLSA DE MERCADORIAS E FUTURO, 2005).

Figura 7.12 – Diagrama representativo das instituições e agentes que participaram das operações da BM&F.

Fonte: (PEROBELLI, 2005)

As premissas adotadas para as operações foram as seguintes:

- lotes de 0,5 MW médio;
- liquidação mensal;
- mês de fornecimento é o mês de vencimento;
- negociação todos os meses do ano; e
- a liquidação financeira deveria ser feita por compensação bilateral e por submercado. Para que a operação pudesse ser considerada finalizada os contratos deveriam ser registrados e validados na CCEE.

O valor financeiro para cada negócio pode ser traduzido pela seguinte equação:

Valor financeiro = $P \times 0,5 \times N \times Q$; onde:

P = preço negociado em R\$/MWh, já incluídos o PIS e a COFINS e sem incidência de ICMS;

N = número de horas do mês de fornecimento; e

Q = quantidade de contratos negociados.

Não obstante todo o empenho da BM&F em estruturar as operações com os contratos de energia elétrica no curto prazo, o mercado não respondeu satisfatoriamente, haja vista que o volume de energia comercializada nos sete pregões mensais da BM&F, de agosto de 2005 a abril de 2006, representou 2% da energia liquidada no mercado de curto prazo da CCEE,

como pode ser verificado na figura 7.13. Isso mostra que sob o aspecto de volume físico de energia existe um campo bastante vasto para ser explorado.

Figura 7.13 – Energia comercializada (BM&F) e liquidada (CCEE) no curto prazo.
 Fonte: (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2007) e (informação pessoal³⁵)

Outro aspecto que ratifica a oportunidade de negócio é o preço da energia elétrica praticado nos pregões conforme pode ser observado nas figuras 7.14, 7.15, 7.16 e 7.17.

Figura 7.14 - Preço médio dos pregões comparado ao preço médio do PLD – Submercado Sudeste e Centroeste.

Fonte: (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2007) e (informação pessoal³⁶)

³⁵ Informação fornecida por Fabiana Perobelli através do endereço eletrônico fabianap@bmf.com.br em 8 agosto 2007.

³⁶ Informação fornecida por Fabiana Perobelli através do endereço eletrônico fabianap@bmf.com.br em 8 agosto 2007.

Figura 7.15 - Preço médio dos pregões comparado ao preço médio do PLD – Submercado Sul
 Fonte: (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2007) e (informação pessoal³⁷)

Figura 7.16 - Preço médio dos pregões comparado ao preço médio do PLD – Submercado Nordeste
 Fonte: (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2007) e (informação pessoal³⁸)

³⁷ Informação fornecida por Fabiana Perobelli através do endereço eletrônico fabianap@bmf.com.br em 8 agosto 2007.

³⁸ Informação fornecida por Fabiana Perobelli através do endereço eletrônico fabianap@bmf.com.br em 8 agosto 2007.

Figura 7.17 - Preço médio dos pregões comparado ao preço médio do PLD – Submercado Norte
 Fonte: (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2007) e (informação pessoal³⁹)

Comparando-se de forma direta observa-se que os preços praticados pela CCEE levam uma ligeira vantagem sobre os da BM&F. Porém é importante lembrar que quando existe insuficiência de cobertura de consumo por parte do agente comprador e caso venha a liquidar essa energia no mercado de curto prazo da CCEE, esse agente fica exposto a uma penalidade, calculada em função do nível de insuficiência de contratação do agente multiplicada pelo maior valor entre a média dos PLD's do mês de apuração e o valor anual de referência⁴⁰. Segundo a Resolução nº 109/2004 da ANEEL, a apuração da penalidade é baseada num horizonte de 12 meses móveis.

Comparando-se o *modus operandi* da CCEE com as bolsas de energia de outros países, como por exemplo, a *Nordpool* da Noruega, nota-se que a estrutura operativa da CCEE é bastante diferente. Enquanto as bolsas operam com a livre negociação entre o agente comprador e vendedor da mercadoria energia elétrica, a CCEE desempenha o papel de uma câmara de registro, compensação e liquidação do montante de energia elétrica que fluiu entre os agentes, gerador (vendedor) e consumidor (comprador).

O Mercado Atacadista de Energia – MAE, precursor da CCEE, iniciou as operações de liquidação de curto prazo com foco mais voltado ao livre mercado do que o modelo praticado

³⁹ Informação fornecida por Fabiana Perobelli através do endereço eletrônico fabianap@bmf.com.br em 8 agosto 2007

⁴⁰ Valor anual de referência (VR) – valor utilizado para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica.

atualmente. A idéia quando da criação do MAE era que operasse como uma Bolsa de Valores de Energia Elétrica.

É possível que a inoperância do MAE tenha se verificado devido ao momento de sua implantação, isto é, uma série de transformações estava ocorrendo e o SEB estava em reconstrução. Como todo processo não consolidado apresenta uma série de incertezas, a reconstrução do setor elétrico não seria diferente, os agentes que participavam do MAE tinham dúvidas quanto ao modelo que estava em implementação.

É importante considerar que desde o início da implantação do mercado atacadista uma série de percalços ocorreram para a sua não efetiva operacionalização, tais como:

- lentidão em estruturar as regras de comercialização;
- dificuldade na implantação por parte dos agentes distribuidores do sistema físico de medição das grandezas elétricas nas linhas de fronteira das empresas;
- dificuldade em equacionar a dívida de Furnas, Usina de Angra II, com o mercado atacadista;
- administração não independente do MAE⁴¹,
- falta de clareza e alinhamento dos princípios e diretrizes entre os membros do MAE; e
- impacto do racionamento de energia elétrica, em 2001, que atingiu todo o SEB.

Além de atuar no mercado de curto prazo a intenção do MAE era também operar com derivativos⁴² de energia elétrica, fato que não ocorreu.

Considerando a experiência que os agentes do SEB puderam obter com a estruturação do MAE e a criação da CCEE, aliada ao conhecimento de mercado e a vivência adquirida pela BM&F nos sete pregões com a *commodity* energia elétrica, é possível dizer que o Brasil, hoje, está apto a implantar mecanismos para aumentar as opções de aquisição de energia elétrica e atenuar os eventuais riscos inerentes às transações de compra e venda de energia elétrica, podendo atender de forma mais satisfatória os anseios desses agentes.

⁴¹ Os dirigentes do MAE eram vinculados às empresas que participavam do mercado atacadista.

⁴² Um derivativo pode ser definido como um instrumento financeiro cujo valor depende/deriva de valores de outras variáveis subjacentes ao qual ele se refere. Muito freqüentemente as variáveis subjacentes aos derivativos são preços de ativos negociados no mercado financeiro (LIMA; LIMA; PIMENTEL, 2006, p.393). O principal objetivo dos derivativos é que agentes econômicos possam se proteger contra riscos de oscilações de preços, taxas de juros, variações cambiais, enfim, qualquer variação que possa vir a afetar seus fluxos de caixa futuros e/ou o valor presente de seus ativos (LIMA; LIMA; PIMENTEL, 2006, p.401).

7.4 A geração de energia elétrica no período de 2003 a 2006

Complementando as informações sobre o período 2003 – 2006, a tabela 7.5 apresenta alguns dados sobre a geração de energia elétrica, com o objetivo de situá-la dentro do contexto do setor elétrico brasileiro.

Tabela 7.5 – Capacidade instalada de geração de energia elétrica – 2003 a 2006 (MW)

Ano	Hidrelétrica	Térmica	Nuclear	Total
2003	67.793	16.705	2.007	86.505
2004	68.999	19.727	2.007	90.733
2005	70.858	20.293	2.007	93.158
2006	73.434	21.194	2.007	96.634
Variação no período	5.641	4.489	0	10.129
% de variação	8,32	26,87	0	11,71

Fonte: BEN, 2007.

O incremento ocorrido neste período foi substancialmente inferior ao do período de 1996 a 2002. A variação do PIB neste período foi de 12,85%. Neste período o incremento da geração foi inferior ao crescimento da economia.

Tabela 7.6 – Geração de energia elétrica – 2003 a 2006 (GWh)

Ano	Hidráulica	Térmica	Total	% Térmica/ Total
2003	323.925	27.887	351.812	7,93
2004	338.456	32.605	371.061	8,79
2005	358.771	32.957	391.728	8,41
2006	369.023	40.934	409.957	9,98

Fonte: CCEE, 2008.

Na tabela 7.6 pode-se observar que está havendo um crescimento da participação da geração térmica em relação ao total de energia elétrica gerada.

8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como pode ser visto neste trabalho, o setor elétrico brasileiro sofreu um processo pendular ao longo de sua história. Houve períodos em que forças o conduziram em direção a uma intervenção cada vez maior do Estado e, mais recentemente, outras forças em direção à privatização. O setor elétrico e também outros setores da economia, estatizados no passado, foram privatizados, levados pela volatilidade da vida política brasileira, o que nos faz questionar se, no futuro, esse pêndulo voltará a oscilar na direção de um setor elétrico controlado pelo Estado.

No início do século XX, nos primórdios do SEB, as empresas atuantes se dividiam em dois grandes blocos: as municipais e as ligadas aos grandes grupos de investidores internacionais. As normas reguladoras emitidas pelo Estado praticamente inexistiam, permitindo que as próprias empresas estabelecessem os procedimentos e as regras que deveriam ser seguidas pelos usuários.

Com o passar dos anos, e tendo em vista a necessidade de atender às demandas originadas da evolução sócio-econômica, o Estado inicia de forma altamente agressiva o desenvolvimento do setor elétrico, assim como o estabelecimento de regras necessárias à regulamentação dessa atividade. Nessa fase, cujo ápice ocorre no final da década de 1970, todas as concessionárias eram constituídas por 100% de capital nacional, o Estado brasileiro foi o propulsor do crescimento do setor elétrico. A estruturação do SEB com relação às questões operativas começou efetivamente nos anos de 1970, com a interligação sul/sudeste, iniciando a configuração que o SIN possui hoje.

Na segunda metade de 1970 e durante toda a década de 1980, começaram a surgir os efeitos do modelo de crescimento adotado. A década de 1980 foi o grande divisor de águas, marcando a transição entre a época de fartura e disponibilidade de crédito para uma época de restrições. No segundo trimestre de 1980, o governo brasileiro cortou drasticamente os gastos públicos e reduziu os investimentos das empresas estatais em 8%. Além disso, o setor público (governo e estatais) começou a atrasar os pagamentos a fornecedores e empreiteiros do setor privado, causando forte impacto no que se refere às questões ligadas à infra-estrutura. A partir dessa época e com base em diversas medidas inspiradas particularmente no “Consenso de Washington”, muda-se o paradigma presente desde o pós-guerra, inicia-se um processo de redução da participação do Estado, deixando que o mercado tome a dianteira das ações.

É possível dizer que há uma relativa semelhança entre a situação da década de 1990 e o período pós 2ª Guerra Mundial. Naquela ocasião as empresas estatais eram tidas como meios para fomentar investimentos em áreas específicas como a de infra-estrutura. Nos anos de 1990 a solução era transferir para o capital privado os ativos que estavam sob o controle estatal.

Do ponto de vista prático, abstendo-se de considerações de ordem político-ideológica, o SEB encontrava-se nas décadas de 1980 e 1990 em situação crítica, com obras paralisadas, com investimentos decrescentes, com tarifas de suprimento reajustadas abaixo do IPCA, o que não proporcionava condições para uma adequada remuneração dos ativos, além de um elevado nível de inadimplência das supridas em relação às supridoras.

Outro aspecto importante levantado por este trabalho é com relação ao grau de desordem das contas das empresas integrantes do SEB. A grande referência para essa afirmação é o ocorrido no início dos anos 1990, quando a CRC registrava um passivo de US\$ 24 bilhões do governo para com as concessionárias. Nessa época, dado que as tarifas para o consumidor final eram uniformes em todo o território nacional e a remuneração dos serviços era garantida, não havia a real necessidade de serem implantadas ações de melhoria da gestão. Para que esse problema pudesse ser equacionado houve a desqualização tarifária, dentre outras medidas, e a obrigatoriedade de serem estabelecidos contratos entre supridoras e supridas, visto que até aquele momento o faturamento do suprimento era centralizado e coordenado pelo GCOI, fato que reforça a postura de despreocupação com relação aos aspectos comerciais.

Em vista da situação configurada e inspirado nas experiências internacionais da Inglaterra e Chile a privatização foi encarada como a única solução para atenuar as dificuldades de ordem econômico-financeiras enfrentadas pelo setor elétrico. No entanto, a privatização ocorreu de forma menos organizada do que o necessário, fato este ilustrado pela criação do órgão regulador somente após o início do Programa de Privatização.

O processo de privatização e as medidas de desverticalização que a antecederam influenciaram a dinâmica da comercialização de energia elétrica. A separação de cada segmento da cadeia produtiva da energia elétrica obrigou as empresas a se adaptarem às regras de mercado e a uma normatização das relações comerciais, situação diversa daquela à qual estavam habituadas. A partir daí passaram a ser implementadas regras de comercialização que contemplam contratos bilaterais, leilões de energia e outras.

Alguns aspectos técnicos não sofreram, efetivamente, grandes alterações. Pode-se citar como exemplo a filosofia de trabalho do GCOI que permaneceu quase que inalterada no ONS. Em contrapartida, o planejamento apresentou um retrocesso em relação às práticas do GCPS, na medida em que passou a ser indicativo e não determinativo. É desejável que atividades de

elevada importância para a sociedade, como é o caso dos serviços de eletricidade, tenham um órgão monitorando, coordenando e determinando as ações a serem implementadas. Na atualidade, a Empresa de Planejamento Energético - EPE desempenha esta função.

A crise de abastecimento, por seu turno fez emergirem preocupações com a diversificação da matriz energética do Brasil, assim como com a necessidade de novos empreendimentos de geração hidrelétrica. De acordo com levantamento da *International Energy Agency*, até 2030 o setor elétrico brasileiro necessitará de investimentos da ordem de US\$ 450 bilhões. Provavelmente, um investidor vai se deparar com pelo menos um problema crônico do SEB: a abundância de leis, decretos e resoluções sem, no entanto, a garantia de segurança e a transparência, necessárias à entrada de novos *players*.

Outra barreira à entrada é a complexidade da estrutura e a burocracia dos órgãos de gestão envolvidos – CCEE, ANEEL e EPE – que também não favorecem a transparência da gestão. Independentemente do governo, é necessário que haja um modelo de gestão do setor elétrico que seja consistente e que permita investimentos necessários ao setor.

Por outro lado, determinados incentivos, que podem ser entendidos como subsídios, como é o caso da tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD para fontes alternativas que podem atingir até 100% de desconto, não são compatíveis com a idéia de assunção de riscos próprios de qualquer negócio.

A CCEE funciona hoje como uma câmara de compensação e de contabilização da energia transacionada no SEB. Para que ela possa vir a ter características de bolsa de comercialização suas funções deveriam ser ampliadas, recuperando-se a idéia do MAE de criação de um mercado futuro.

Outro aspecto de relevância é a dependência da agência reguladora em relação aos contingenciamentos por parte do poder executivo. A taxa de fiscalização recolhida mensalmente de todas as faturas de energia elétrica deve ter destino certo, de acordo com os preceitos legais vigentes.

Com relação às obras de geração, a simples outorga de concessão ou emissão de autorização para a instalação de empreendimento, não significa que é líquido e certo a conclusão no prazo estipulado. Na realidade ocorrem inúmeras postergações por diversas razões, o que mostra a necessidade de o poder concedente exercer seu poder para exigir o cumprimento dos cronogramas.

O modelo vigente no SEB trouxe evolução em relação aos anteriores. A tabela 8.1 apresenta os principais aspectos dos três períodos estudados, de forma sintética.

Tabela 8.1 – Principais alterações entre os modelos

Modelo- Empresas Estatais	Modelo Privatização	Modelo Público/Privado
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos (BNDES) e privados	Financiamento através de recursos públicos (BNDES) e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios – Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercado Livre e Regulado
Planejamento Determinativo – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE)	Planejamento centralizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (após setembro/2003)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: Machado, 2006.

No entanto, como em todo processo evolutivo, o modelo vigente ainda deverá sofrer adaptações no sentido de se tornar aderente às mudanças no ambiente de negócios. Um aspecto que deve ser revisto relaciona-se às regras para o ACL. À época de sua criação, havia um montante significativo de energia descontratada, induzindo a prática de preços mais

baixos. Hoje, no entanto, os preços praticados no ACL estão muito próximos dos do ACR, originando, com isso, um desinteresse na migração.

Adicionalmente, e do ponto de vista exclusivo da geração, tendo em vista as características hidrológicas e o crescente uso múltiplo dos recursos hídricos do país, o cálculo dos certificados de energia assegurada das usinas hidrelétricas deveria sofrer uma avaliação mais freqüente, a fim de atender às expectativas de geração.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA CANAL ENERGIA. **Energia existente: segundo leilão movimenta R\$ 7,7 bilhões**. São Paulo, 3 abril 2005. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materiais/Newsletter.asp?id=54665>> Acesso em: 10, setembro 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL – Energia Assegurada**, Brasília, 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Processo de Audiência Pública 002/2000 – Nota Técnica – Análise das Regras do MAE**, Brasília, 2000. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2000/ap002/NotaTecnica.pdf>. Acesso em: 11, maio 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Boletim Energia, número 66** - 26 de fevereiro a 5 de março de 2003. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/BOLETIM_ENERGIA_066.htm>. Acesso em: 10, janeiro 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Portarias DNAEE**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 5, novembro 2007.

AMARAL, Luiz Felipe Moreira do. **Modelos lineares e não lineares na modelagem do preço spot de energia elétrica do Brasil**. Rio de Janeiro, 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003. Disponível em <http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/cgi-bin/PRG_0599.EXE/3727_3.PDF?> Acesso em: 10, novembro 2006.

ANDRADE, P.; ZORZAN, P. **BNDDES “salva” leilão de energética em SP**. Jornal Folha de São Paulo, São Paulo, 28 out. 1999. Disponível em <<http://www1.folha.uol.com.br/fsp/brasil/fc2810199913.htm>> Acesso em: 30, janeiro 2008.

ARAUJO, Antonio Carlos Marques de. **Comercialização de Energia Elétrica para os Consumidores Finais no Novo Modelo**. Rio de Janeiro, 2001. 164p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2001. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Dissertação%20-%20Antonio.pdf>>. Acesso em 20 de abril 2007.

ASSEMBLÉIA LEGISLATIVA DE SÃO PAULO. **Transportes e Energia. Caderno 14**. In: **CADERNOS DO FÓRUM SÃO PAULO SÉCULO XXI**. São Paulo. 1999. Disponível em <<http://www.al.sp.gov.br/web/forum/cadernos/Transportes%20e%20Energia.pdf>> Acesso em: 3, fevereiro 2008.

ASSOCIATION OF POWER EXCHANGES. Disponível em: <<http://www.theapex.org/ppal.htm>>. Acesso em: 05, maio 2007.

BAJAY, S.V et al. **Avaliação da Atual Metodologia de Cálculo da Energia Assegurada de Usinas Hidrelétricas**. PCH Noticias & SHP News n.24, p.15 – 2004.

BAJAY, S.V. **Energia no Brasil: Os próximos dez anos**. In: SUSTENTABILIDADE NA GERAÇÃO E USO DE ENERGIA. Unicamp. São Paulo. 2002. Disponível em <<http://libdigi.unicamp.br/document/?code=10>>. Acesso em: 05, janeiro 2008.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES. **Privatizações no Brasil 1990/2005**. Rio de Janeiro, 2006.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES. **O Setor Elétrico Pós Privatização**. 2000. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/publicacoes/catalogo/seminario.asp>>. Acesso em: 10, maio de 2006.

BASILE, J. **STF decide manter regras para o setor elétrico**. Jornal Valor Econômico, São Paulo, 13 out. 2006. Disponível em www.valoronline.com.br. Acesso em: 13, outubro 2006.

BERMANN, C. **Energia no Brasil: para quê? Para quem?** São Paulo, Física, 2001.

BERMANN, Célio. **Os limites dos aproveitamentos energéticos para fins elétricos: uma análise política da questão energética e de suas repercussões sócio-ambientais no Brasil**, São Paulo, 1991. Tese (Doutorado) – FEM/UNICAMP.

BERMANN, C (org.). **As novas energias no Brasil – Dilemas da inclusão social e programas de governo**. Rio de Janeiro, FASE, 2007.

BITU, R. S. – **Nova Tarifa de Energia Elétrica**. DNAEE, 1985.

BITU, R.S; BORN P. **Tarifas de Energia Elétrica**. São Paulo, MM, 1993.

BOLSA DE VALORES DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Mercado: Índice de Energia Elétrica – IEE**. Disponível em: <<http://www.bovespa.com.br/Mercado/RendaVariavel/Indices/FormConsultaApresentacaoP.asp?Indice=IEE>>. Acesso em: 05, maio de 2007

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução nº 264 de 13 de agosto de 1998**. Estabelece as condições relativas à contratação de energia elétrica pelos consumidores livres. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução nº 290 de 8 de agosto de 2000**. Homologa as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, e fixa as diretrizes para sua implantação gradual. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 12, maio 2005.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Portaria nº 349 de 28 de dezembro de 1997**. Aprova o Regimento Interno da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 12, maio 2005.

BRASIL. MINISTÉRIO DA FAZENDA. **Plano Real. Programa de Ação Imediata – PAI**. Disponível em <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/real/pai.asp>>. Acesso em: 13, novembro 2007.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 150 de 10 de maio de 1999**. Cria o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, correspondente ao horizonte decenal 2000 / 2009. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>.

BRASIL. Presidência da República. **Constituição da República Federativa do Brasil**. Diário Oficial da União, 5 de outubro de 1988.seção 1, p.1.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 1.009 de 22 de dezembro de 1993**. Cria o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL, e dá outras providências. Diário Oficial da União, 23 de dezembro de 1993. Seção 1, p.20.220.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 2.003 de 10 de setembro de 1996**. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. Diário Oficial da União, 11 de setembro de 1996. Seção 1, p.17917.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 2.335 de 6 de outubro de 1997**. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. Diário Oficial da União, 7 de outubro de 1997.Seção 1, p.22377.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 2.457 de 14 de janeiro de 1998**. Dispõe sobre a estrutura e funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e dá outras providências. Diário Oficial da União, 15 de janeiro de 1998. Seção 1, p.5.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 2.655 de 2 de julho de 1998**. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. Diário Oficial da União, 3 de julho de 1998.Seção 1, p.2.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 24.643 de 10 de julho de 1934**. Decreta o Código de Águas.Diário Oficial da União, 20 de julho de 1934.Seção 1, p.14738.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 3.371 de 24 de fevereiro de 2000**. Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétricidade, e dá outras providências. Diário Oficial da União, 25 de fevereiro de 2000. Seção 1, p.2.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 3.520 de 21 de junho de 2000**. Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e dá outras providências. Diário Oficial da União, 23 de junho de 2000. Seção 1, p.8.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 3.789 de 18 de abril de 2001**. Dispõe sobre medidas emergenciais de racionalização, visando a redução de consumo e aumento da oferta de energia elétrica, e dá outras providências.Diário Oficial da União, 19 de abril de 2001.Seção 1, p.2.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 4.261 de 06 de junho de 2002**. Atribui competência ao Ministério de Minas e Energia, altera o Decreto nº. 3.520, de 21 de junho de 2000, que dispõe sobre a estrutura e funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, dá nova redação ao parágrafo único do art. 1º do Decreto nº. 4.131, de 14 de fevereiro de 2002, extingue a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE e dá outras providências. Diário Oficial da União, 07 de junho de 2001. Seção 1, p.5.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957**. Regulamenta os serviços de energia elétrica. Diário Oficial da União, 12 de março de 1957. Seção 1, p.5657.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 5.081 de 14 de maio de 2004**. Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Diário Oficial da União, 17 de maio de 2004. Seção 1, p.1.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União, 30 de julho de 2004. Seção 1, edição extra, p.1.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 5.175 de 09 de agosto de 2004**. Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004. Diário Oficial da União, 10 de agosto de 2004. Seção 1, p.4.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 5.175 de 30 de julho de 2004**. Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004. Diário Oficial da União, 10 de agosto de 2004. Seção 1, p.4.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 5.177 de 12 de agosto de 2004**. Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Diário Oficial da União, 16 de agosto de 2001. Seção 1, p.5.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 5.184 de 16 de agosto de 2004**. Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE aprova seu Estatuto Social e dá outras providências. Diário Oficial da União, 17 de agosto de 2004. Seção 1, p.5.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 5.793 de 29 de maio de 2006**. Altera dispositivos do Decreto nº. 3.520, de 21 de junho de 2000, que dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. Diário Oficial da União, 30 de maio de 2006. Seção 1, p.8.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº. 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da União, 16 de março de 2004. Seção 1, p.2.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 10.433 de 24 de abril de 2002**. Dispõe sobre a autorização para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, pessoa jurídica de direito privado, e dá outras providências. Diário Oficial da União, 25 de abril de 2002. Seção 1, p.23.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 10.438 de 24 de abril de 2002**. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº. 9.648, de 27 de maio de 1998, nº. 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº. 5.655, de 20 de maio de 1971, nº.

5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Diário Oficial da União, 29 de abril de 2002. Seção 1, p.2.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 10.847 de 15 de março de 2004**. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências. Diário Oficial da União, 16 de março de 2004. Seção 1, p.1.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 3.890-A de 25 de abril de 1961**. Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - Eletrobrás, e dá outras providências. Diário Oficial da União, 28 de abril de 1961. Seção 1, p.3945.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 4.904 de 17 de dezembro de 1965**. Dispõe sobre a organização do Ministério das Minas e Energia. Diário Oficial da União, 20 de dezembro de 1965. Seção 1, p.13076.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 5.898 de 5 de julho de 1973**. Autoriza a Centrais Elétricas S.A – Eletrobrás a movimentar a conta Reserva Global de Reversão. Diário Oficial da União, 12 de julho de 1973. Seção 1, p.6545.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 8.031 de 12 de abril de 1990**. Cria o Programa Nacional de Desestatização, e dá outras providências. Diário Oficial da União, 13 de abril de 1990. Seção 1, p.7103.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 8.631 de 04 de março de 1993**. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Diário Oficial da União, 5 de março de 1993. Seção 1, p.2597.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 8.666 de 21 de junho de 1993**. Regulamenta o art. 37, inciso XXI, da Constituição Federal, institui normas para licitações e contratos da Administração Pública e dá outras providências. Diário Oficial da União, 22 de junho de 1993. Seção 1, p. 8269.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 8.987 de 13 de dezembro de 1995**. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Diário Oficial da União, 14 de fevereiro de 1995. Seção 1, p.1917.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Diário Oficial da União, 8 de julho de 1995. Seção 1, p.10125.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Diário Oficial da União, 7 de agosto de 1997. Seção 1, p.16925.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial da União, 27 de dezembro de 1996. Seção 1, p.28653.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 9648 de 27 de maio de 1998**. Altera dispositivos das Leis nº. 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº. 8.666, de 21 de junho de 1993, nº. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº. 9.074, de 7 de julho de 1995, nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás e de suas subsidiárias e dá outras providências. Diário Oficial da União, 28 de maio de 1998. Seção 1, p.1.

BRASIL. Presidência da República. **Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001**. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial da União, 16 de maio de 2001. Seção 1, p.2.

BRASIL. Presidência da República. **Medida Provisória nº 3.900, de 29 de agosto de 2001**. Cria a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, e dá outras providências. Diário Oficial da União, 30 de agosto de 2001. Seção 1, p.5.

BRASIL. Presidência da República. **Medida Provisória nº 542, de 30 de junho de 1994**. Dispõe sobre o Plano Real, o Sistema Monetário Nacional, estabelece as regras e condições de emissão do REAL e os critérios para conversão das obrigações para o Real, e dá outras providências. Diário Oficial da União, 30 de junho de 1994. Seção 1, edição extra, p.9761.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução nº 109 de 26 de outubro de 2004**. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, estabelecendo a estrutura e a forma de funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Operações dos Consumidores Livres na CCEE**, 2005. Disponível em <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 16, outubro 2006.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Histórico de Preços Semanais**. Disponível em <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=39aca5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 11, novembro 2007.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **CCEE Papéis e Responsabilidades**, 2005. Disponível em <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/arquivos/ccee.ppt>>. Acesso em: 10, novembro 2006.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Busca de Agentes por Classe**. Disponível em <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?Vgnnextoid=a5ada5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 4, fevereiro 2008.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Comercialização: PdC AC.04 – Apuração dos Valores a Liquidar das Cessões do MCSD e PdC FL.02 – Liquidação Financeira do MCSD**. Disponível em <http://www.ccee.org.br/StaticFile/pdc_ac_03_versao_1.pdf> Acesso em: 4, janeiro 2008.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim Informativo: Operações dos Agentes na CCEE**, nº 5, outubro 2007. Disponível em http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Relatorios_Publico/Boletim_Informativo_outubro_2007x.pdf> Acesso em: 22, janeiro 2008.

COOPERS & LYBRAND: Etapa VII – **Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Relatório de Consolidação Etapa VII – 1.** Volume I: Sumário executivo. 1997.

COUTO, F. **Leilão A-1 é encerrado sem negociar energia para 30 distribuidoras.** Agência Canal Energia, São Paulo, 6 outubro 2007. Disponível em <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materiais/Newsletter.asp?id=62456>> Acesso em: 10, janeiro 2008.

DAHER, Mario. **Operador Nacional do Sistema Elétrico: Papel, Funções e Características.** In: Apresentação ao Instituto de Economia da UFRJ. Rio de Janeiro. 2005. Disponível em <http://www.nuca.ie.ufrj/gesel/arquivos/daher.ppt> Acesso em: 14, janeiro 2008.

DAHER, Mario. **Planejamento e Programação Energética – Cadeia de Modelos de Planejamento.** In: Curso para CCEE. São Paulo. 2006.

ELETROBRÁS - GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. **Plano Decenal de Expansão 1994 – 2003.** Rio de Janeiro, 1993.

ELETROBRÁS - GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. **Plano Decenal de Expansão 1998 – 2007.** Rio de Janeiro, 1997.

ELETROBRÁS - GCOI – Grupo Coordenador para Operação Interligada. **Regras Básicas da Operação e a Sistemática de Comercialização de Energia no GCOI.** Rio de Janeiro, 1998.

ELETROBRÁS - GCOI – Grupo Coordenador para Operação Interligada. **Notas da Palestra do Curso Especial do RI/DP para engenheiros do MN e RD.** Cidade Industrial, 1975.

ELETROPAULO – Eletricidade de São Paulo S.A. **Relatório Anual da Administração.** 1997.

FERREIRA, Carlos Kawall Leal. **A Privatização no Brasil: Privatização do Setor elétrico no Brasil.** In: A Privatização no Brasil – O caso dos serviços de utilidade pública. Rio de Janeiro, BNDES, 2000. Cap.9, p.180-220. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/ocde/ocde06.pdf> . Acesso em: 15, out. 2005.

FERREIRA, Pedro Cavalcanti; MALLIAGROS, Thomas Georges. **Investimento, Fontes de Financiamento e Evolução do Setor de Infra-estrutura no Brasil: 1950 – 1996.** Disponível em: <<http://epge.fgv.br/portal/pt/pesquisa/producao/3528.html>>. Acesso em: 03/08/2007.

FUNDAÇÃO ACENDE BRASIL. **Leilões de Energia.** Disponível em <http://www.acendebrasil.com.br/site/paginas/leiloes_panorama.asp#null> Acesso em: 11, janeiro 2008.

GOMES, Antonio Claret S. et al. **O Setor Elétrico.** BNDES. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/resposta_tit.asp?textit=50+ANOS>. Acesso em: 23, julho 2007.

GOMES, F.A.M. História & Energia – **A Eletrificação no Brasil.** São Paulo, Eletropaulo, 1986.

GUIMARÃES, L.C. **Análise Econômica e Políticas de Tributação no Setor Energético.** In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, XI. Rio de Janeiro, 2006.

HÉMERY, D.; DEBEIR, J.C.; DELÉAGE, J.P. **Uma História da Energia**. Brasília, Universidade de Brasília, 1993.

IBGE – Instituto Brasileiro de geografia e Estatística. **Sistema Nacional de Índices de Preço ao Consumidor**. Disponível em < http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/defaulttab1.shtm>. Acesso em: 10, setembro 2007.

IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. **Ipeadata – Consumo de Energia Elétrica**. Disponível em <<http://www.ipeadata.gov.br/ipeaweb.dll/MenuCtrl?SessionID=434372618&Mod=REGIONAL&Lang=Portuguese>>. Acesso em: 10, outubro 2007.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Leilões de energia elétrica**. Disponível em <http://www.acendebrasil.com.br/site/paginas/leiloes_panorama.asp#null>. Acesso em: 11, janeiro 2008.

KELMAN, J., org. **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica**. Brasília, 2001.

LEFORT, Fabio. **Dívida externa Brasileira e o Plano Brady**. Disponível em: <http://www4.mackenzie.com.br/fileadmin/Graduacao/CCSA/Publicacoes/Jovens_Pesquisadores/02/2_2_07.pdf>. Acesso em: 16, outubro 2007.

LEITE, A.D. **A Energia do Brasil**. Rio de Janeiro, Nova Fronteira, 1997.

LIMA, I.S.; LIMA, G.A.S.F.; PIMENTEL, R.C. **Curso de Mercado Financeiro**. São Paulo, Atlas, 2006.

MACHADO, A.C.F. **Reestruturação do Setor Elétrico**. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL: REESTRUTURAÇÃO E REGULAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL. São Paulo. 2006.

MELLO, Henrique Couto Ferreira. **Setor Elétrico Brasileiro Visão Política e Estratégica**. Disponível em http://www.procel.gov.br/downloads/EM_Biblioteca/henrique%20melo.pdf. Acesso em: 22, janeiro 2006.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **O Novo Modelo do Setor Elétrico**. Disponível em: <http://ucel.eln.gov.br/gse_doc/cartilha.novo%20modelo.pdf>. Acesso em: 10, maio 2006.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanço Energético Nacional**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do;jsessionid=B99E4FC8C85D769AE8F27FB94912A479?channelId=1432&pageId=4040>. Acesso em: 10, jan. 2008.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Programa Mensal de Operação**. Disponível em <http://www.ons.com.br/operacao/programa_mensal_operacao.aspx>. Acesso em: 03, janeiro 2008.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Mapas do SIN – Integração Eletroenergética**. Disponível em <http://www.ons.com.br/conheca_sistema/pop/pop_integracao_eletroenergetica.aspx> Acesso em 11, agosto 2007.

PAIXÃO, L. E. Memórias do Projeto RE-SEB. **A história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro**. São Paulo, Masso Ohno Editor, 2000.

PEREIRA, Luis Carlos Bresser. **A Crise da América Latina: Consenso de Washington ou Crise Fiscal?** Disponível em: http://www.bresserpereira.org.br/ver_file.asp?id=240&busca=consenso%20de%20washington. Acesso em: 13, julho 2007.

PEREIRA, Luis Carlos Bresser; GRAU, Nuria Cunill. **Entre o Estado e o Mercado: O Público Não-Estatal.** Disponível em: http://www.bresserpereira.org.br/ver_file.asp?id=1507&busca=ENTRE%20O%20ESTADO%20E%20O%20MERCADO. Acesso em: 13, julho 2007.

PEROBELLI, Fabiana. **Os Contratos de Energia e a Bolsa de Mercadorias & Futuros.** In: Seminário Geral do Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – PIPGE da USP. São Paulo. 2005.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS – **Relações com o Investidor.** Disponível em www2.petrobras.com.br/ri/port/Glossario/Glossario.asp#u. Acesso em: 16, janeiro 2007.

PIRES, J. C. Linhares; PICCININI, Mauricio Serrão. **Mecanismo de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: A experiência Internacional e o Caso Brasileiro.** BNDES. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/td/Td-64.pdf>. Acesso em: 15, fevereiro 2006.

PORTO, L. **PROINFA: Política Pública de Energia Renovável.** In: SEMINARIO INTERNACIONAL DE ALTO NIVEL: SEMINARIO INTERNACIONAL DE ALTO NIVEL: VISIÓN ESTRATÉGICA DE LAS ENERGÍA SOSTENIBLES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE. Santiago do Chile. 2007. Disponível em < http://www.eclac.org/dmni/noticias/noticias/1/28921/Laura_Porto.pdf > Acesso em 01, fevereiro 2008.

REZENDE, F.; DE PAULA, Tomás Bruginski. **Infra-estrutura: Perspectivas de Reorganização.** Brasília, IPEA, 1997.

SÁ, E. K. **A Privatização do Setor Elétrico na Inglaterra e Reflexões para o Caso Brasileiro.** Rio de Janeiro, Revista do BNDES, 1995. (V.2, N.3, P.127 – 150).

SANTANA, E. A. **A Incompletude dos Contratos, o Direito de Propriedade e o Design de Modelos: O Caso da Indústria de Energia Elétrica do Brasil.** Disponível em www.ie.ufjf.br/datacenterie/pdfs/seminarios/pesquisa/texto2609.pdf. Acesso em: 27, setembro 2006.

SAUER, I.L., org. **A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro.** São Paulo, Paz e Terra, 2003.

SAES, A. M. **Dependência brasileira: quarenta anos de restrição ao financiamento da economia nacional (1964-2004).** Revista Virtual de História. Ano VI – n. 24. Disponível em: <http://www.klepsidra.net/klepsidra24/dependencia.htm> Acesso em: 11, abril 2007.

SCHÜFFNER, C. **Governo comemora o alto deságio do leilão.** Jornal Valor Econômico, São Paulo, 11 dez. 2007. Disponível em www.valoronline.com.br. Acesso em: 11, dezembro 2007.

SIL, A.C. **Racionamento Mostra Brechas no modelo.** Brasil Energia, n.248, p.86, 2001.

SILVA, E. L. **Formação de Preços em Mercado de Energia Elétrica.** Porto Alegre, Sagra Luzzatto, 2001.

SOUZA, R.A.S; MOREIRA, T. **Reflexões sobre a Concessão de Serviços Públicos 1996**. Revista do BNDES, v.2, n °. 4, p.39-54, dez. 1995. Rio de Janeiro.

TOLMASQUIM, M.T. **Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro, Interciência, 2005.

TOLMASQUIM, M.T.; OLIVEIRA, R.G.; CAMPOS, A.F. **As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro, Cenergia, 2002.

VIDINICH, Ricardo. **A ANEEL e o Processo de Tributação no Setor Elétrico**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, XI. Rio de Janeiro. 2006.

WILLIAMSON, J.; KUCZYNSKI, P.P. **Depois do Consenso de Washington: retomando o crescimento e a reforma na América Latina**. São Paulo, Saraiva, 2004.