

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

**ANÁLISE DA LIVRE CONCORRÊNCIA E
COMPETITIVIDADE NO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO**

JOSÉ CARLOS ALVES DO NASCIMENTO

São Luís - MA, Brasil.

SETEMBRO 2007

ANÁLISE DA LIVRE CONCORRÊNCIA E COMPETITIVIDADE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação
em Engenharia de Eletricidade da UFMA como parte dos requisitos para
obtenção ao título de Mestre em Engenharia Elétrica
na área de Sistemas de Energia.

Por

JOSÉ CARLOS ALVES DO NASCIMENTO

SETEMBRO, 2007

Nascimento, José Carlos Alves do

Análise da livre concorrência e competitividade no setor elétrico brasileiro / José Carlos Alves do Nascimento. – São Luís, 2007.

123 f.

Impresso por computador (fotocópia).

Orientador: Vicente Leonardo Paucar Casas.

Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, Universidade Federal do Maranhão, 2007.

1. Energia elétrica – Sistemas - Brasil 2. Sistemas elétricos de potência 3. Mercado elétrico. I. Título.

CDU 621.311 (81)

ANÁLISE DA LIVRE CONCORRÊNCIA E COMPETITIVIDADE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

JOSÉ CARLOS ALVES DO NASCIMENTO

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 04 DE SETEMBRO DE 2007



Prof. Vicente Leonardo Paucar Casas, Dr.
(Orientador)



Prof. Ubiratan Holanda Bezerra, Dr.
(Membro da Banca Examinadora)



Prof. Osvaldo Ronaldo Saavedra Mendez, Dr.
(Membro da Banca Examinadora)

ANÁLISE DA LIVRE CONCORRÊNCIA E COMPETITIVIDADE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

MESTRADO

Área de Concentração: SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

JOSÉ CARLOS ALVES DO NASCIMENTO

Orientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas

Programa de Pós-Graduação
em Engenharia de Eletricidade da
Universidade Federal do Maranhão

Para minha esposa Sônia Maria e filha Carla Millena que estão continuamente me apoiando e incentivando.

Para minha Mãe Helena (em especial) e irmãos Ana Maria, Ana Amélia, Creusa, Antônio, Regina e Nascimento que estão sempre torcendo pelo meu sucesso.

Para meu Pai José Alves do Nascimento (in memorian).

AGRADECIMENTOS

A Deus, em primeiro lugar, pelos dons que me deu. A Ele devo tudo o que sou e o que tenho e todas as minhas conquistas.

Ao meu orientador Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas pelo incentivo, apoio e constante disposição em colocar sua experiência e competência ao longo do curso de mestrado e em especial durante a elaboração deste trabalho.

Aos meus colegas de mestrado Paulo Roberto, Fernando Mendonça, Julio César, Márcio, Orlando, Jorge Eduardo, Ana Carla, que estiveram comigo nesta jornada.

Aos Professores Doutores do Curso de Pós-Graduação: Osvaldo Ronald Saavedra Méndez, José Eduardo Onoda Pessanha e Maria da Guia da Silva.

A CEMAR, que permitiu minha participação no curso de mestrado juntamente com outros colegas através de convênio firmado com a UFMA.

RESUMO

Neste trabalho são analisados os aspectos relevantes da livre concorrência e competitividade no setor elétrico brasileiro após a sua desregulamentação iniciada em 1995, em que o modelo anterior, tipo monopólio do Estado, mudou para uma estrutura desverticalizada com a separação dos setores de geração, transmissão e distribuição. Tendo como pano de fundo este cenário, realizou-se uma abordagem dos aspectos mais importantes do processo de reestruturação, identificando o arcabouço regulatório criado para a concepção de um modelo de livre mercado que continuou com as mudanças ocorridas a partir da promulgação, em 2004, da legislação que estabeleceu um novo marco regulatório para o setor elétrico brasileiro. Neste particular, destaca-se o papel das principais instituições do setor, o livre acesso às redes elétricas, os sinais econômicos representados pelas tarifas, os consumidores livres e cativos, bem como o processo de comercialização. Foram analisados os riscos e desafios advindos pela introdução do modelo de livre mercado, verificando se as regras implementadas facilitam ou dificultam a livre concorrência e a competitividade. Conclui-se que no Brasil a livre concorrência e competitividade estão ainda num processo de desenvolvimento e reforma, necessitando de um maior aprimoramento da legislação. O difícil para o regulador é atender aos anseios dos comercializadores que esperam atitudes que possibilitem o aumento do portfólio dos consumidores potencialmente livres contra os das distribuidoras que temem perda de receita pela migração mais acentuada dos consumidores cativos para livres. Por outro lado, comprovou-se a convivência de características do modelo monopolista anterior e do modelo de livre mercado em que as tendências desse modelo híbrido nem sempre estão claramente definidas.

Palavras-chave: Sistemas elétricos de potência, mercados elétricos, livre concorrência e competitividade.

ABSTRACT

In this work the relevant aspects of free competition and competitiveness in the Brazilian electric sector after deregulation initiated in 1995 are analyzed. The earlier model of the electric sector, a State monopoly, moved for a desverticalized structure with the separation of the sectors of generation, transmission and distribution. With this scenario as background it was performed a retrospect of the more important aspects of the restructuring process, being identified the regulatory outline created for the conception of a free market model that culminated with the changes occurred from promulgation of legislation, in 2004, which defined a new regulatory environment for the Brazilian electric sector. In this specific case are distinguished the performance of the main institutions of the sector, the free access to the electric networks, the economic signal represented by the tariffs, the free and captive consumers, as well as the commercialization process. The risks and challenges, generated by the introduction of the free market model, were analyzed, verifying if the implemented rules facilitate or difficult the free competition and competitiveness. It is concluded that in Brazil the free competition and competitiveness of the electricity market agents are in a developing process and enhancements and reforms to the wholesale electricity market rules are required. The difficulty for the regulator is to meet the yearnings of the commercializers that wait attitudes that make possible the increase of the portfolio of the potentially free consumers against the ones of distribution concessionaires that may have reduction in their profits due the increase of migration from captive to free consumers. On the other hand, the coexistence of characteristics of the monopolist and free market models has been proved where the tendencies of that hybrid model are not clearly defined.

Keywords: Electric power systems, electric markets, free competition and competitiveness.

SUMÁRIO

Lista de Tabelas	vii
Lista de Figuras	viii
Abreviaturas e Símbolos	ix
1. Introdução	1
1.1. Generalidades	1
1.2. Formulação do problema	2
1.3. Objetivos	3
1.4. Justificativa	4
1.5. Metodologia	5
1.6. Estrutura do trabalho	6
2. Reestruturação do setor elétrico brasileiro	7
2.1. Introdução	7
2.2. O novo modelo do setor elétrico brasileiro	15
2.2.1. Antecedentes à reestruturação (Monopólio).....	15
2.2.2. Modelo FHC: modelo de livre mercado.....	18
2.2.3. Modelo Lula: ajustes no modelo de livre mercado.....	28
2.3. Funcionamento do novo setor elétrico e instituições	31
2.4. Principais diferenças do modelo Lula em relação ao modelo FHC	34
2.5. Experiência internacional	35
3. Análise da Livre concorrência e competitividade	45
3.1. Introdução	45
3.2. Aspectos inerentes à livre concorrência e competitividade	46
3.2.1. Livre acesso e tarifas de uso	46
3.2.2. Competitividade	50
3.2.3. Comercialização	52
3.2.4. Política tarifária	57
3.2.5. Qualidade no fornecimento de energia.....	57

3.2.6.	Investimentos em geração, transmissão e distribuição.....	59
3.2.7.	Análise de riscos.....	61
3.2.8.	PIB e competitividade.....	63
3.2.9.	Modicidade tarifária.....	64
3.2.10.	Licenciamento ambiental.....	68
4.	Conclusões	72
ANEXOS..... 75		
ANEXO A..... 76		
ANEXO B..... 77		
APÊNDICES..... 84		
APÊNDICE A..... 85		
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 104		

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Resultado das privatizações do setor elétrico brasileiro.....	23
Tabela 2.2 Experiência internacional da desregulamentação.....	36
Tabela 3.1 Ponto de conexão X emissão do parecer de acesso	49
Tabela 3.2 Celebração de contratos.....	49
Tabela 3.3 Caracterização do consumidor	54
Tabela 3.4 Cenários X Riscos de Racionamento	62
Tabela 3.5 Taxa de crescimento do PIB (% ao ano)	64
Tabela 3.6 Previsão de entrada em operação de usinas X restrições ambientais.....	69
Tabela 3.7 Evolução da Distribuição das UHEs nas Regiões Hidrográficas	70

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Modelo 1 – Monopólio.	10
Figura 2.2 Modelo 2 – Agente Comprador (pool)	11
Figura 2.3 Modelo 3 – Competição no atacado	12
Figura 2.4 Modelo 4 – Competição no varejo.	13
Figura 2.5 Estrutura do antigo modelo do setor elétrico.....	15
Figura 2.6 Capacidade instalada X Consumo de eletricidade (Ano base: 1980).....	28
Figura 2.7 Instituições do Setor Elétrico Brasileiro, 2007	32
Figura 3.1 Consumo de eletricidade e variação anual.	51
Figura 3.2 Tipos de contratação no ACR.....	52
Figura 3.3 Indicadores de qualidade – DEC – Anual, Brasil	58
Figura 3. 4 Indicadores de qualidade – FEC – Anual, Brasil	58
Figura 3.5 Oferta de energia X Consumo	63
Figura 3.6 Fluxos econômicos do Setor Elétrico.	65
Figura 3.7 Tributos e Encargos: maior parcela da conta de luz.....	65
Figura 3.8 Conta de luz Reino Unido: Tributos e Encargos	66
Figura 3.9 Conta de luz Portugal: Tributos e Encargos.....	66
Figura 3.10 Reajustes das tarifas de eletricidade nos governos FHC e LULA	68

ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDEC	Centro de Despacho Econômico de Carga
CELG	Companhia Energética de Goiás
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CPUC	<i>California Public Utilities</i>
CERJ	Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNE	Comissão Nacional de Energia
CNPE	Conselho Nacional de Prática Energética
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DNAEE	Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
ELETOBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras
ELETROSUL	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S.A.
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia
ISO	Operador Independente de Sistema
IUEE	Imposto Único sobre Energia Elétrica
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S.A.

MAE	Mercado Atacadista de Energia
ME	Ministério da Economia
MME	Ministério das Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Relocação de Energia
MRT	Margem de Reserva Teórico
ONS	Operador Nacional de Sistema
PND	Programa Nacional de Desestatização
PRS	Plano de Recuperação do Setor Elétrico
PX	<i>Power Exchange</i>
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SC	<i>Schedule Coordinators</i>
SEC	Superintendência de Eletricidade e Combustível
SIN	Sistema Interligado Nacional
UBP	Uso de Bem Público

1. INTRODUÇÃO

1.1. Generalidades

O processo de desregulamentação do setor elétrico é marcado por profundas mudanças no arcabouço regulatório. Com o advento do novo modelo institucional do setor elétrico, apresentado em 2004 pelo Ministério das Minas e Energia (MME), houve uma nova redefinição dos papéis dos agentes setoriais notadamente a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a implementação de novas regras de mercado para estimular a livre concorrência e a competitividade dentro do setor elétrico brasileiro. Foram elaboradas, por exemplo, regras para a interconexão às redes com o objetivo de permitir o uso indiscriminatório e garantir o livre acesso, juntamente com uma metodologia para a cobrança das tarifas de uso das redes. A adoção de novos mecanismos que visem assegurar a livre concorrência e a competitividade dentro do setor poderá ser crucial para garantir as vantagens do novo modelo.

A comercialização de energia neste sistema de livre concorrência e competitividade é gerenciada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e se dá perante dois ambientes de contratação: um regulado onde participam agentes de geração e de distribuição de energia elétrica e são geralmente precedidos de leilões; e outro livre do qual participam agentes de geração, comercialização, importadores e exportadores de energia e consumidores livres que negociam livremente a partir de contratos bilaterais.

É neste contexto que se procurou analisar e estudar as regras estabelecidas para estimular a competição e a livre concorrência dentro do setor elétrico brasileiro, com o intuito de investigar até que ponto a eficiência da indústria de energia elétrica pode ser alcançada. A análise, bem como a comparação com alguns casos de experiências internacionais, conduz a uma reflexão sobre as limitações e os desafios advindos de uma operação em ambientes competitivos no Brasil, bem como os impactos provocados por este processo de liberalização do mercado que tende a influenciar nos investimentos, nas tarifas, nos agentes setoriais e nos mecanismos de regulação.

1.2. Formulação do problema

A indústria de energia elétrica brasileira que desde 1995 vem passando por reformas estruturais e institucionais, atravessa um momento de intenso debate e de expectativas quanto à capacidade do novo modelo garantir a livre concorrência e a competitividade dentro do setor.

Anteriormente a 1995 tinha-se o modelo monopólio e verticalizado do Estado no setor elétrico. Em 1995/1996 é adotado/implantado um novo modelo do setor elétrico, um modelo desverticalizado em que os setores de geração (aberto e competitivo), transmissão (monopólio natural regulado de livre acesso) e distribuição (além da comercialização) são considerados setores independentes. Esse modelo, inspirado no conceito de livre mercado, foi sancionado pela Lei Nº. 9.074 de julho de 1995.

Para a implantação desse modelo foi necessário adotar um cronograma de privatizações em que foram vendidas supostamente aquelas concessionárias que operavam com dificuldades econômico/financeiras ou que simplesmente não geravam lucros ou que não tinham capacidade de realizar mais investimentos para atender a demanda.

Assim, pode-se dizer que o setor elétrico brasileiro desde 1995 vem atravessando um contexto de intensas transformações iniciadas no primeiro governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso com o advento de um conjunto de reformas e regras voltadas a atrair investidores privados, especialmente estrangeiros. A energia elétrica passaria a ser uma mercadoria como as demais, sujeita a oscilações de oferta e demanda, e o sistema estatal cooperativo daria lugar a um sistema privado concorrencial. Para tanto o governo contratou uma empresa inglesa, a Coopers & Lybrand, com a orientação de privatizar tudo, rapidamente. (BENJAMIM, 2001)

Este novo desenho molda um setor elétrico onde: “...o governo seja somente formulador de políticas, regulador e fiscalizador, transferindo a novos agentes as tarefas operacionais; a participação privada seja significativamente aumentada, os agentes sejam específicos para os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização e a competição exista sempre que possível, com a regulamentação restringindo-se aos campos realmente necessários” . (PAIXÃO, 1997)

No primeiro governo de Fernando Henrique Cardoso, iniciou em 1994, o que, para o MME (1996, p.15) é o início para as mudanças no setor elétrico brasileiro, pois foram criadas “condições para o desenvolvimento de novos mercados e a introdução de novos agentes no setor de energia elétrica” (GARRIDO, 1999).

Contrapondo esta posição, Benjamin no seu artigo Descaminhos do Setor comenta:

“A reforma de Fernando Henrique nos prometia aumento de oferta: gerou racionamento. Prometia energia barata: entre 1995 e 2002, as tarifas subiram 182,6% para a energia residencial, 130,3% para a industrial, 130,1% para a comercial e 110,2% para a rural, enquanto a inflação acumulada no período foi de 58,68%. Prometia dinheiro estrangeiro: foi o BNDES que financiou a maior parte dos investimentos privados. Tudo resultou, é claro, numa completa desordem física, legal e institucional. Depois de privatizar todas as distribuidoras rentáveis e parte do sistema de geração, a reforma teve de ser interrompida com o apagão de 2001.” (BENJAMIN, 2006)

Após essa experiência, inicia-se em 2003, o governo Lula com uma nova proposta de modelo institucional para o setor elétrico, consolidada em 2004 com as Leis Nº. 10.847 e Nº. 10.848 e seus respectivos decretos. Os pontos principais do atual modelo são: a maximização da segurança do suprimento de energia elétrica e a universalização do acesso, em harmonia com a eficiência econômica, expressa pelo princípio de modicidade tarifária. (CORREIA, 2005)

No entanto, será que este novo modelo privilegia a livre concorrência e a competitividade ou representa algo híbrido com tendência ao monopólio? Neste sentido procurou-se analisar se realmente as regras estabelecidas visam estimular a competição e a livre concorrência dentro do setor elétrico brasileiro.

1.3. Objetivos

Objetivo geral:

- Analisar os principais aspectos técnico-econômicos da livre concorrência e competitividade no setor elétrico brasileiro após o início, em 1995, da desregulamentação e aplicação do modelo de livre mercado.

Objetivos específicos:

- Estudar as mudanças propostas pelo novo modelo do setor elétrico brasileiro bem como o aparato regulatório criado para estabelecer um ambiente de livre mercado;
- Pesquisar e selecionar na literatura especializada as leis e regras que estabelecem a livre concorrência e a competitividade dentro do setor elétrico brasileiro a partir da instituição do novo modelo;
- Identificar os mecanismos que estão sendo utilizados para implantação da livre concorrência e competitividade dentro do setor elétrico brasileiro;
- Analisar as tendências atuais do novo modelo do setor elétrico brasileiro assim como as suas vantagens e desvantagens.

1.4. Justificativa

O processo de desregulamentação do setor elétrico refere-se a uma tendência mundial com motivações distintas, dada às características específicas peculiares de cada país. Cabe aos estudiosos do meio acadêmico, técnicos e especialistas do setor contribuírem continuamente com o processo, de forma a avaliar as medidas implementadas ou em implementação no setor, de modo a identificar as imperfeições, na busca do equilíbrio e da melhor convivência entre os diversos agentes envolvidos e a sociedade em geral.

A livre concorrência é uma situação em que as empresas competem entre si e os preços de mercado formam-se conforme a lei da oferta e procura sem que a intervenção dos compradores ou vendedores seja relevante. A livre concorrência implica uma situação ideal em que há uma distribuição de bens eficaz entre as empresas e os consumidores. Na prática não existe uma concorrência perfeita e sim um mercado que se desenvolve entre os limites de uma concorrência perfeita e monopólio absoluto, caracterizado pela possibilidade de que os vendedores podem influenciar a demanda e os preços.

A competitividade está relacionada com a capacidade de uma empresa pública ou privada de manter vantagens que lhe permitam alcançar, sustentar e até melhorar sua

posição socioeconômica. Por outro lado, a competitividade tem associado o conceito de excelência envolvendo por sua vez eficiência e eficácia. Qualidade total é uma estratégia relevante da competitividade. Para estimular a competitividade é preciso ter condições como estabilidade necessária para crescer, através de uma sólida associação entre o governo e o setor privado.

Na literatura técnica e científica relacionada com o problema proposto, não existem muitas referências que tratem a livre concorrência e competitividade no setor elétrico nem que permitam ter uma definição clara da importância desses conceitos dentro do novo modelo do setor elétrico brasileiro.

Este trabalho pretende contribuir com a discussão sobre a livre concorrência e competitividade no novo modelo do setor elétrico brasileiro proposto e levado à prática pelo governo do Presidente Luís Inácio Lula da Silva. Uma análise da situação anterior e atual permitirá ter uma visão das tendências da livre concorrência e competitividade nesse novo modelo do setor elétrico, de forma a apontar as vantagens e desvantagens para os consumidores e concessionárias de eletricidade.

1.5. Metodologia

Neste trabalho foi adotada a metodologia de pesquisa científica considerando as seguintes etapas:

Realizar uma adequada pesquisa bibliográfica de forma a levantar o estado da arte relacionado com o tema proposto. As referências consideradas correspondem à bibliografia composta por artigos científicos, relatórios de pesquisa, livros, material eletrônico disponível na Internet, entre outros.

Analisar os aspectos relevantes da legislação e as regras estabelecidas para estimular a competitividade e a livre concorrência dentro do setor elétrico brasileiro com o advento do novo modelo;

Investigar até que ponto a eficiência da indústria de energia elétrica pode ser alcançada através da competição e da livre concorrência dentro do setor elétrico brasileiro;

Analisar os resultados esperados/alcançados da introdução da livre concorrência e da competitividade dentro do setor elétrico brasileiro bem como os desafios advindos de uma operação em ambientes competitivos.

1.6. Estrutura do trabalho

No presente capítulo tem-se um resumo do projeto de pesquisa que inclui a formulação do problema, os objetivos, a justificativa e a metodologia.

No Capítulo 2 trata-se o tema da reestruturação do setor elétrico brasileiro e são analisados os aspectos mais importantes desta reestruturação, tais como, a evolução da legislação e a experiência internacional.

No Capítulo 3 são apresentados os aspectos associados à livre concorrência e competitividade no setor elétrico brasileiro, enfocando e analisando os principais indicadores e características para o desenvolvimento de um mercado elétrico competitivo. São analisados indicadores como modicidade tarifária, PIB, investimentos e riscos no atendimento da demanda.

No Capítulo 4 têm-se as conclusões sobre a análise crítica do atual modelo, bem como dos mecanismos criados com o intuito de estabelecer a livre concorrência e a competitividade.

2. REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1. Introdução

A indústria da eletricidade em vários países do mundo vem passando por um processo de reestruturação cujo elemento principal é a constatação de que é possível tratar a energia elétrica como um produto e separá-la comercialmente do serviço de transporte (transmissão e distribuição). Essa visão do processo de produção de energia elétrica permite o estabelecimento de um mercado competitivo nos setores de geração (produção) e comercialização de energia elétrica. (FALCÃO, 2006)

Segundo Falcão (2006), as premissas que levaram alguns países a adotarem um novo modelo a partir da reestruturação, foram:

- Atração de capitais privados com o intuito de liberação do governo dos altos investimentos para garantir a expansão da indústria de eletricidade;
- Descentralização administrativa;
- Aumentar a competição com vistas à busca da modicidade tarifária.

No caso do Brasil a reestruturação da indústria de eletricidade foi iniciada no ano de 1995 com a adoção do processo de desverticalização das empresas de energia elétrica que consistiu na separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia.

Modelos aplicáveis ao setor elétrico

A evolução dos modelos aplicáveis ao setor elétrico tem como principal objetivo a eficiência da indústria de eletricidade. Contudo, para que isso ocorra é necessário introduzir um processo de competição que só pode ser viabilizado reformando a indústria, a partir de sua **reestruturação, desregulamentação** e estabelecendo a

condição de **livre acesso**. No sentido de maior entendimento sobre os termos ora mencionados apresentam-se a seguir o significado de cada um deles: (HUNT, 2002)

Reestruturação: trata-se da mudança institucional pela qual as empresas devem passar no sentido de prepará-las para atuarem em ambientes competitivos. Assim, algumas funções são suprimidas, outras combinadas e algumas vezes criadas novas funções. O objetivo é prevenir comportamentos discriminatórios, favorecer a competição, ou consolidar a malha de transmissão por uma vasta região.

Desregulamentação: significa retirar o controle de preços estimulando a competição na geração, agindo de forma contrária à regulamentação que controla os preços dos fornecedores aplicando restrição para mercado.

Livre Acesso: Quando se trata de um modelo competitivo na produção de energia elétrica, é primordial que seja assegurado aos produtores, livre acesso às redes de transmissão e distribuição de modo a poderem escoar a potência produzida. Neste sentido deverá ser dado igual tratamento a todos de modo que não haja discriminação no uso das redes e nem dos custos envolvidos.

A indústria da energia elétrica no Brasil e no mundo em seu primórdio trabalhava de forma verticalizada, ou seja, uma mesma empresa gerava, transportava e distribuía seu produto, energia elétrica, aos consumidores finais. Apenas a função de distribuição, em alguns casos, era separada das funções de geração e transporte. Contudo, separar o produto e o serviço de transporte do mesmo era considerado uma tarefa difícil tendo em vista as implicações de ordem técnica e comercial para operacionalização da indústria. Pela parte técnica a dificuldade seria a necessidade de que os sistemas elétricos operassem de forma interligada, sendo necessário para isso um controle único que congregasse empresas de geração e transporte. Pelo lado comercial as dificuldades giravam em torno dos custos comerciais envolvidos como: contratação, operação dos contratos, que tenderiam a ser muito elevados.

A quebra do paradigma relacionado às dificuldades técnicas e comerciais para separação entre o produto energia elétrica e o transporte foi iniciado a partir das experiências de reestruturação do setor elétrico dos Estados Unidos (1978) e Inglaterra (1988). Em ambos os casos houve um estímulo por parte do governo para entrada de novos geradores, ou seja, produtores independentes, no mercado.

Assim, com o início do processo de desverticalização inicia-se um processo de estudo sobre as possíveis variações de modelos estruturais para a indústria de energia elétrica baseada na separação das funções de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Sally Hunt (2002) define quatro modelos nos quais pode ser observado um processo de evolução no que concerne a redução do monopólio e a conseqüente maior liberdade de escolha do suprimento por parte do consumidor. São eles:

Modelo 1: Monopólio Verticalmente Integrado

Neste modelo a principal característica é que as empresas de energia elétrica são organizadas numa estrutura vertical e de forma integrada. É baseado no monopólio uma vez que a concessão para atendimento a uma determinada região é entregue a uma única empresa que pode ser proprietária de ativos de geração e transmissão e eventualmente até de ativos de distribuição. Outra característica marcante deste modelo é o fato de não ser permitida por parte de uma empresa geradora a comercialização de energia elétrica com consumidores pertencentes à concessão de outra empresa. Este modelo que ainda existe em muitos lugares, serviu bem a indústria de energia elétrica por 100 anos, contribuindo para implementação de obras de interesse geral como subsídios a áreas carentes e eletrificação rural (MARANGON, 2000). Na Figura 2.1 mostra-se a estrutura organizacional deste modelo.

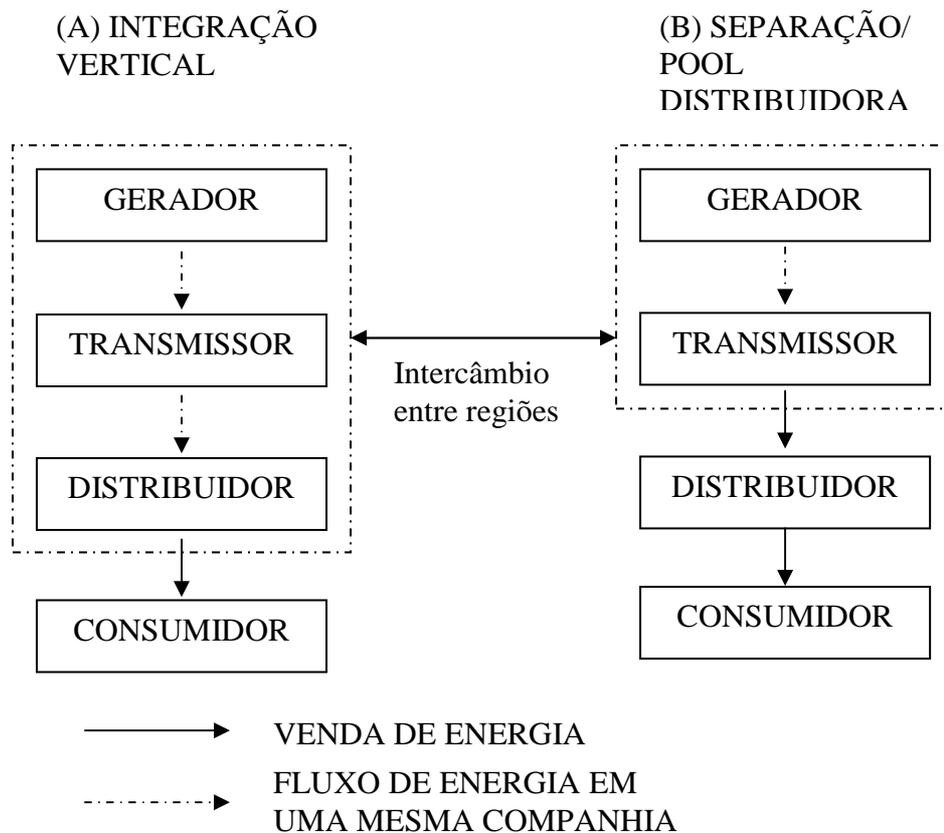


Figura 2.1 Modelo 1 – Monopólio.
 Fonte: (HUNT, 2002)

Modelo 2: Comprador Único

Neste modelo a principal característica é a introdução da figura do produtor independente, permitindo assim a competição entre os agentes produtores de energia. Contudo, para que isso aconteça, deve existir um agente que detenha um monopólio para compra de toda energia gerada (Pool) e venda aos agentes distribuidores e/ou consumidores finais. Vale ressaltar que não é permitido acesso à rede de transmissão aos agentes geradores, distribuidores e consumidores finais. Neste modelo há somente competição para construir e operar plantas de geração, que uma vez despachadas garantem suas receitas mesmo que entre um produtor mais barato no sistema. Além disso, geralmente os contratos firmados entre os produtores e consumidores são de longo prazo de forma a trazer segurança contra a oscilação de preços. Na Figura 2.2 tem-se a estrutura organizacional deste modelo.

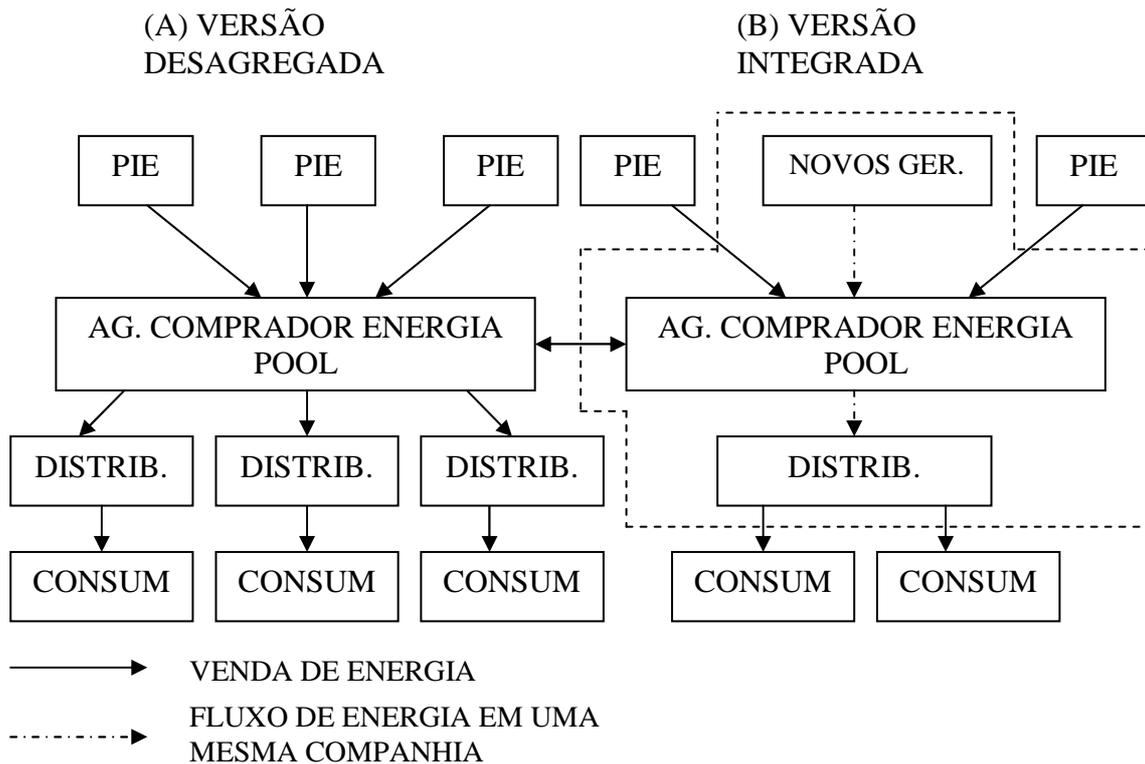


Figura 2.2 Modelo 2 – Agente Comprador (pool)
 Fonte: (HUNT, 2002)

É relevante destacar que a transição do modelo 1 para o modelo 2 requer a promulgação de leis, resoluções e regras que definam um arcabouço regulatório onde possa ser inserida a figura do produtor independente de energia com a regulamentação dos contratos de compra de energia e definição de preços.

Modelo 3: Competição por Atacado

Em relação ao modelo 2 podem-se destacar duas diferenças básicas. A primeira refere-se à possibilidade dos agentes distribuidores escolherem de qual gerador comprar a energia (Mercado Atacado) necessária para suprimento a seus clientes atendidos ainda em regime de monopólio (Mercado Varejista). A segunda trata-se do livre acesso à rede de transmissão.

Neste modelo há competição na geração, sendo compradores diretos os grandes consumidores e os agentes distribuidores. Não é permitida aos pequenos consumidores a compra de energia junto aos agentes produtores. O fato dos geradores poderem vender seu produto a mais de um comprador, dinamiza o mercado tornando-o mais

competitivo. Além disso, os geradores assumem os riscos de mercado e tecnológico. Na Figura 2.3 é mostrada a estrutura organizacional deste modelo.

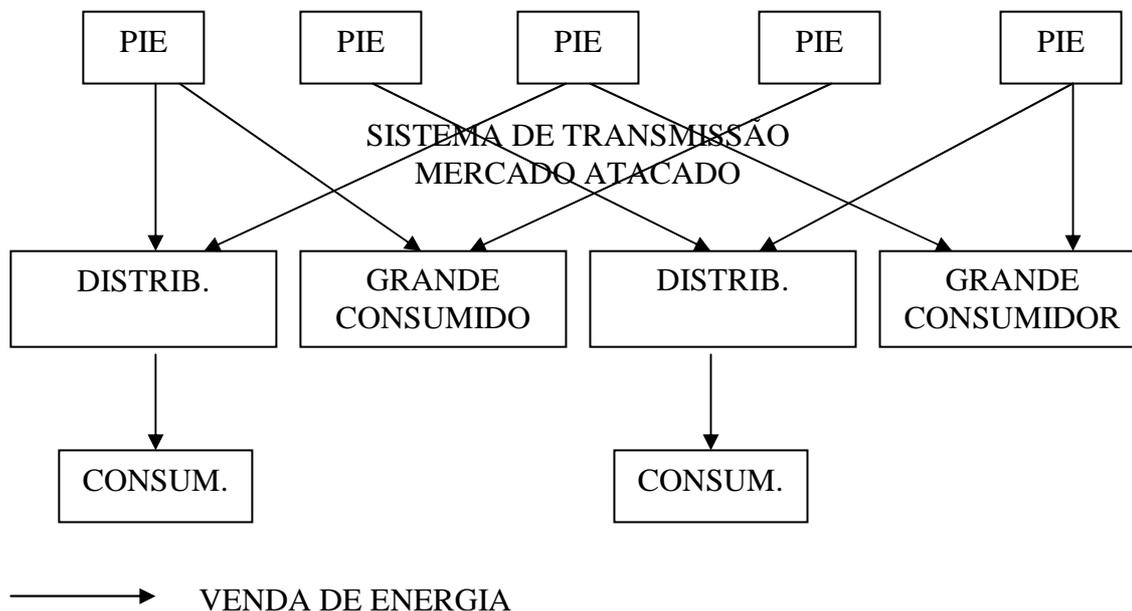


Figura 2.3 Modelo 3 – Competição no atacado
 Fonte: (HUNT, 2002)

A transição do modelo 2 para o modelo 3 só é possível com a implantação de um ambiente de mercado para possibilitar as transações de compra e venda de energia entre os agentes de geração e distribuição. Além disso, o livre acesso ao sistema de transmissão requer a definição de tarifas de forma a viabilizar esta operação.

Modelo 4: Competição de Varejo

Este modelo é uma evolução do modelo 3 por agregar a competição no varejo, ou seja, o consumidor final também pode escolher seu agente fornecedor. Além disso, neste modelo, é permitido o acesso à rede de distribuição. Ressalta-se que neste caso a atividade de distribuição deve limitar-se ao transporte estando separada da comercialização, ou seja, a venda de energia no varejo. Para o bom funcionamento deste modelo é primordial que o agente regulador fiscalize as operações do mercado competitivo, de forma a garantir a melhor transação para os consumidores sem perder de vista a integridade da rede que necessita de constantes investimentos para a sua perfeita operação. “A competição no varejo traz os consumidores finais ao mercado, porém aumenta os custos de transação, esta estrutura passa a requerer arranjos

transacionais mais complexos e medições sofisticadas o que para consumidores pequenos pode facilmente sobrepujar os benefícios associados. Outro problema associado é a falta de capacidade em responsabilizar precisamente a má prestação do serviço de entrega quando a distribuidora local não é a varejista responsável pela venda da eletricidade que está sendo entregue”. (MARANGON, 2000). Na Figura 2.4 mostra-se a estrutura organizacional deste modelo.

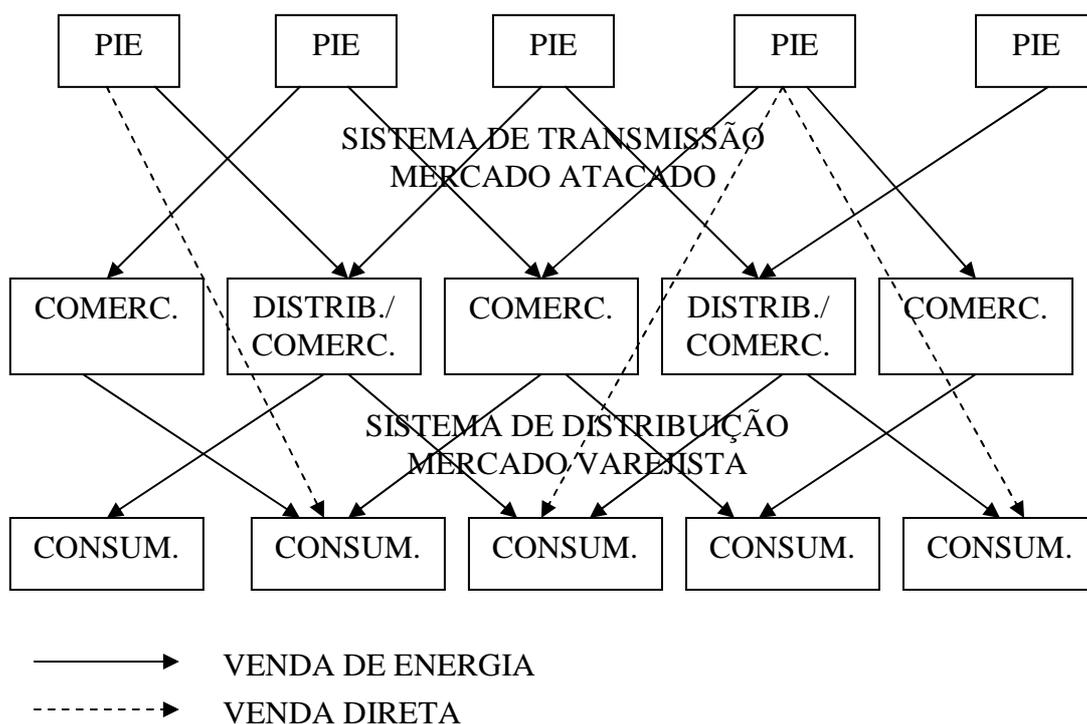


Figura 2.4 Modelo 4 – Competição no varejo.

A transição do modelo 3 para o modelo 4 exige a definição de um arcabouço regulatório que contemple e regule os agentes comercializadores de energia elétrica. Além disso, o livre acesso ao sistema de distribuição requer a definição de tarifas de forma a viabilizar esta operação.

Como se pode observar a transição de um modelo para o outro representa aumento de concorrência e competitividade entre os agentes que atuam nos segmentos de geração e comercialização. Essa evolução tende a apresentar: - arranjos legais e comerciais mais complexos, isso implica em custos significativos para a sociedade, que só se justificam na medida em que ocorra redução do custo de energia elétrica para os

consumidores finais; - um aumento na participação da iniciativa privada, menor influência direta do poder Executivo e maior dos poderes Legislativo e Judiciário na orientação das atividades da indústria de energia elétrica. (BANDEIRA, 2003)

Por fim pode-se dizer que para se ter sucesso na transição de um modelo para o outro devem ser observados três pontos básicos: 1) implantação de um novo marco legal no qual não existam vácuos regulatórios; 2) clareza nos papéis definidos para os agentes; e 3) segurança jurídica das transações realizadas. (BANDEIRA, 2003)

Modelo atual brasileiro

O atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro possui características dos modelos 2 e 4, conforme se destaca a seguir:

- Ambiente regulado – característica do modelo 2
 - Agente comprador de energia (pool) → MME
 - Distribuidor adquire energia apenas do pool
- Ambiente livre – característica do modelo 4
 - Existência da figura do comercializador de energia
 - Geradores vendem energia para pool e clientes livres
- Regime tarifário – característica dos modelos 2 e 4
 - Tarifas reguladas no Ambiente de Contratação Regulada
 - Preços livres no Ambiente de Contratação Livre
- Acesso à rede de transmissão e distribuição – característica do modelo 4

2.2. O novo modelo do setor elétrico brasileiro

2.2.1. Antecedentes à reestruturação (Monopólio)

Antes de sua reestruturação, o sistema elétrico brasileiro operava num monopólio regulado em que as empresas recebiam uma concessão para operar em uma determinada região onde todos os consumidores eram cativos, não podendo comercializar sua energia fora de sua concessão. As atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização estavam integradas numa mesma empresa e eram estabelecidos contratos bilaterais de médio e longo prazo para a comercialização da energia entre as empresas do setor. Na Figura 2.5 ilustra-se o antigo modelo do setor elétrico em que era adotada uma estrutura vertical tipo monopólio do Estado.

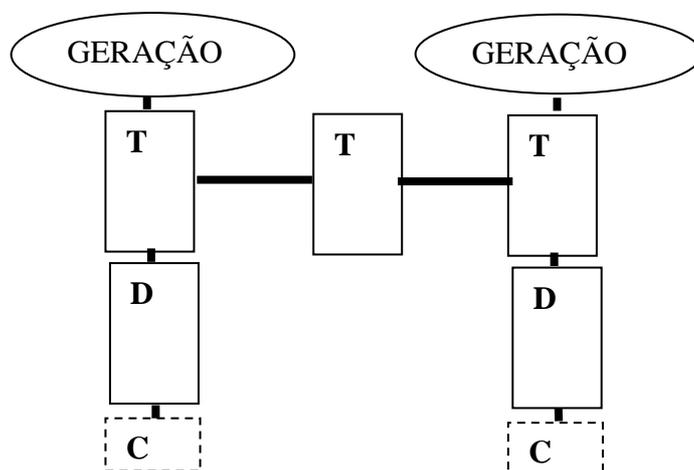


Figura 2.5 Estrutura do antigo modelo do setor elétrico.

Fonte: (FALCÃO, 2006)

“Em sua grande maioria, essas empresas tinham uma participação acionária mista (estatal e privada), com controle acionário estatal. O segmento de geração e transmissão era constituído por empresas federais sob o controle da Eletrobrás (Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte) e algumas estaduais (Cesp, Cemig, Copel, etc.) enquanto que o segmento de distribuição era, principalmente, formado por empresas estaduais (Cerj, Celg, Cpfl, etc.), algumas federais (Light, por exemplo) e poucas privadas (Cataguazes, etc.). O setor tinha a característica de monopólio regulado, com a regulação exercida pelo DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica). A Eletrobrás, além de seu papel de empresa holding, era também responsável pelo planejamento e execução da política federal de energia elétrica”. (FALCÃO, 2006)

Quanto aos aspectos referentes ao financiamento do setor de energia elétrica brasileiro podem ser observadas três fases distintas: (SILVEIRA, 1997)

- Na primeira fase, chamada **fiscal**, a principal fonte de financiamento era oriunda de recursos públicos federais e estaduais, do Fundo Federal de Eletrificação e dos créditos subsidiados pelo BNDE (Banco Nacional de Desenvolvimento). Além disso, os estados e municípios eram obrigados a aplicar os 60% do IUEE (Imposto Único sobre Energia Elétrica) que lhes correspondia, no setor de energia elétrica. Observa-se que neste período (até 1967) foram gerados as principais condições institucionais e os instrumentos financeiros para a futura expansão do setor, onde a tônica da política setorial já começava a se concentrar na expansão mediante recursos próprios.
- A partir de 1967, é iniciada a fase **empresarial**, onde o foco foi a retomada dos investimentos no setor que eram baseados em 67% de recursos próprios e em 33% de recursos de terceiros. Isso se tornou possível uma vez que o setor elétrico brasileiro apresentava uma situação econômico-financeira equilibrada, com níveis tarifários suficientes para cobrir os custos operacionais e remunerar o capital investido.
- A partir de 1974 tem início a fase de **endividamento externo** que culminou com a crise financeira do setor elétrico motivada por uma série de medidas adotadas pelo governo brasileiro tais como: - adoção de uma política de contenção tarifária, que tinha entre outros objetivos reduzir a inflação, subsidiar indústrias eletro-intensivas voltadas para a exportação e reduzir a demanda por derivados de petróleo importado; - utilização do setor elétrico para a captação de recursos externos, necessários para o fechamento do balanço de pagamento do país, que em alguns casos não eram aplicados no próprio setor; - modificação da política tarifária que deixou de ser diferenciada por região e passou a ser praticada de forma equalizada em todo o país, além disso, estas passaram a evoluir em um patamar abaixo da inflação, obrigando o setor a aumentar o nível de captação de recursos externos, com o conseqüente

processo de endividamento; - corte dos investimentos em 1981, 1983 e 1984 que adiou a conclusão de vários projetos, aumentando seus custos em função dos juros durante a construção. No final de 1986 a dívida consolidada do setor de energia elétrica atingia 24 bilhões de dólares, dos quais 80% em moeda estrangeira, e a participação no ativo total do setor eram representadas por 35% de recursos próprios e 65% de capital de terceiros.

Assim, em 1985, é elaborado o Plano de Recuperação do Setor de Energia Elétrica (PRS), cujos recursos necessários para viabilizar a expansão eram oriundos de três fontes básicas: recursos tarifários, recursos orçamentários e rolamento da dívida. Ressalta-se que esta medida gerou uma melhoria na estrutura de financiamento do setor que já apresentava ao final de 1988, 46% de recursos próprios e 54% de terceiros. (SILVEIRA, 1997)

Neste contexto, ganhou força a corrente que defendia a privatização do setor elétrico como forma de assegurar os recursos necessários para a consecução do plano de obras setorial. (SILVEIRA, 1997)

O processo de privatização das estatais no Brasil começou a ser discutido no governo Figueiredo, 1979 a 1984, sob o argumento de que tais empresas tinham saído do controle das autoridades federais. Já no governo de Fernando Collor de Mello foi dada grande ênfase à viabilização da privatização de empresas estatais com a promulgação de duas leis e dois decretos: a) Lei Nº. 8031, de 12 de abril de 1990, que criou o Programa Nacional de Desestatização – PND; b) Decreto Nº. 99.463, de 16 de agosto de 1990, que regulamentou a lei anterior; c) Decreto Nº. 99.464, de 16 de agosto de 1990, que designou o BNDES gestor do PND; d) Lei Nº. 8.250, de 24 de outubro de 1990, que estabeleceu as formas de pagamento das empresas privatizadas. (TOMASQUIM, 2002)

Em 1992, as dívidas das concessionárias estaduais relativas às faturas de energia comprada e não quitada atingiram a marca de 5 bilhões de dólares. Assim, o governo Itamar Franco promoveu significativas alterações na legislação do setor elétrico brasileiro, visando o restabelecimento da adimplência entre as empresas estatais, e a retomada dos investimentos em geração com o aporte do capital privado. Logo, foi

promulgada a Lei 8.631 de março de 1993, que estabelece, entre outras coisas, a desigualização tarifária e a obrigatoriedade de celebração de contratos entre concessionárias supridoras e distribuidoras. Ao abolir o regime de equalização tarifária a referida Lei atribuiu às concessionárias a prerrogativa de propor trienalmente os níveis das tarifas de energia elétrica para homologação pelo DNAEE.

Outra medida favorável à participação do capital privado nos investimento do setor foi a instituição, pelo governo Itamar Franco, do Sintrel (Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica) . O Sintrel foi definido como um pacto operativo entre as concessionárias de transmissão, fundamentado no princípio de livre acesso a rede de transmissão. Assim, poder-se-ia estimular a participação do capital privado no setor de geração com a entrada dos produtores independentes. Entretanto, o Sintrel foi inviabilizado pelas dificuldades para definição de mecanismos de tarifação para o transporte de energia no sistema.

2.2.2. Modelo FHC: modelo de livre mercado

Com o advento do governo Fernando Henrique Cardoso, em 1995, foi iniciado de forma contundente o processo de reforma institucional no setor de energia elétrica, inspirado em experiência de reestruturação de diversos países Europeus e Sul Americanos. Esta reforma tinha como motivo principal a introdução de um ambiente competitivo na geração e comercialização e conseqüente mudança regulatória nos segmentos considerados monopólios naturais: transmissão e distribuição.

O novo arcabouço regulatório foi iniciado com a promulgação da Lei Nº. 8.987 de fevereiro/1995 (Lei Geral das Concessões) que dispõe sobre o regime de concessão e permissão de prestação de serviços públicos, regulamentando o artigo 175 da Constituição, isso obriga a realização de licitação da geração, transmissão e distribuição. A nova lei cancelou diversas concessões dadas no passado, em que as obras não tinham sido iniciadas (GARRIDO, 1999). Nos termos da lei, a concessão de serviço público foi definida como “a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação na modalidade concorrência à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho por sua conta e risco e por prazo determinado”.

A reestruturação tinha como principal objetivo promover a mudança de um modelo baseado no monopólio verticalmente integrado em um modelo mais competitivo com a desverticalização da indústria. Assim, em julho de 1995, o governo Fernando Henrique Cardoso sanciona a Lei Nº. 9.074 que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Estabeleceu-se também, a figura do produtor independente de energia elétrica, permitindo aos consumidores com carga maior ou igual a 3.000 kW, atendidos em alta tensão a escolha do seu fornecedor de energia elétrica. Além disso, estabeleceu o livre acesso às instalações de transmissão e possibilitou a formação de consórcios de geração. (TOMASQUIM, 2002)

A Lei Nº. 9.074/95 antecipa as bases do novo modelo competitivo. Os principais pontos desta lei descrevem-se a seguir:

Das Concessões, Permissões e Autorizações

- Contratações, outorga e prorrogação poderão ser feitas a título oneroso em favor da União;
- Amortização dos investimentos de concessões de geração, de transmissão e distribuição limitadas em 35 e 30 anos respectivamente, podendo ser prorrogada por igual período;
- São objetos de concessão, mediante licitação:
 - I – o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 kW, destinada a execução de serviço público;
 - II – o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW, destinados à produção independente de energia elétrica;
 - III – o uso de bem público, o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 10.000 kW, destinados ao uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes.
- As usinas termelétricas destinadas à produção independente poderão ser objeto de concessão mediante licitação ou autorização.
- São objetos de autorização:
 - I – a implantação de usinas termelétricas, de potência superior a 5.000 kW, destinada a uso exclusivo do autoprodutor;

II – o aproveitamento de potenciais hidráulicos, de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 10.000 kW, destinados a uso exclusivo do autoprodutor.

Do Produtor Independente de Energia Elétrica

- Cria a figura do produtor independente de energia, ou seja, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;
- A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:
 - I – concessionário de serviço público de energia elétrica;
 - II – consumidor de energia elétrica, nas condições estabelecidas no tópico seguinte;
 - III – consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de co-geração;
 - IV – conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;
 - V – qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contado da respectiva solicitação.

Das Opções de Compra de Energia Elétrica por parte dos Consumidores

- Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

- Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos no artigo poderão também estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado, excluídas as concessionárias supridoras regionais.
- Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.
- Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão.
- É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

Das Instalações de Transmissão e dos Consórcios de Geração

- O poder concedente deverá definir, dentre as instalações de transmissão, as que se destinam à formação da rede básica dos sistemas interligados, as de âmbito próprio do concessionário de distribuição e as de interesse exclusivo das centrais de geração.
- As instalações de transmissão, integrantes da rede básica dos sistemas elétricos interligados, serão objeto de concessão mediante licitação, e funcionarão na modalidade de instalações integradas aos sistemas e com regras operativas definidas por agente sob controle da União, de forma a assegurar a otimização dos recursos eletro-energéticos existentes ou futuros.
- As instalações de transmissão de âmbito próprio do concessionário de distribuição poderão ser consideradas pelo poder concedente parte integrante da concessão de distribuição.
- As instalações de transmissão de interesse restrito das centrais de geração serão consideradas integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações.

O decreto 2003/96 regulamentou as figuras do Autoprodutor e do Produtor Independente de energia. O autoprodutor recebia uma concessão ou autorização do governo para produzir energia elétrica para uso próprio com possibilidade de comercializar o excedente gerado. Para o Produtor Independente a concessão ou autorização seria para produzir energia elétrica e vender aos agentes de mercado, por sua conta e risco. Além disso, para estimular a concorrência na geração, a Resolução ANEEL N°. 265/98 regulamentou a figura do Comercializador de Energia para atuar no campo da compra e venda de eletricidade. (PIERONI, 2005)

No sentido de privatização dos ativos do Sistema Eletrobrás, o Decreto 1503/95 incluiu esta empresa no Programa Nacional de Desestatização. Com isso, através de leilões empresas estatais de geração e distribuição foram vendidas à iniciativa privada. Entre os anos de 1995 e 2003 muitas empresas foram privatizadas como pode ser observado na Tabela 2.1. (PIERONI, 2005)

Tabela 2.1
Resultado das privatizações do setor elétrico brasileiro.

Natureza	Empresa	Data da Oferta	Venda (US\$ milhões)	Dívidas (US\$ milhões)
Empresas Federais	Escelsa	11/7/1995	519	2.0
	Light	21/5/1996	2509	585.9
	Gerasul	15/9/1998	880	1.082.0
Geradoras Estaduais	Cachoeira Dourada	5/9/1997	714	140
	CESP Paranapanema	28/7/1999	682	482
	CESP Tietê	27/10/1999	472	668
Distribuidoras Estaduais	Cerj	20/11/1996	587	364
	Coelba	31/7/1997	1.589	213
	CEEE-Norte-NE	21/10/1997	1.486	149
	CEEE-Centro-Oeste	21/7/1997	1.372	64
	CPFL	5/11/1997	2.731	102
	Enersul	19/11/1997	565	218
	Cemat	27/11/1997	353	461
	Energipe	1/12/1997	520	40
	Cosern	12/12/1997	606	112
	Coelce	2/4/1998	868	378
	Eletropaulo	15/4/1998	1.777	1.241
	Celpa	9/7/1998	388	116
	Elektro	16/7/1998	1.273	428
	EBE	17/9/1998	860	375
	Celpe	17/2/2000	1.004	131
	Cemar	15/6/2000	289	158
Saelpa	30/11/2000	185	-	
Total das privatizações			22.239	7.510

Em dezembro de 1996 foi promulgada a Lei Nº. 9.427 que cria a ANEEL, órgão responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal.

Em julho de 1996, o Ministério das Minas e Energia constituiu um grupo de trabalho, coordenado pela empresa britânica Coopers & Lybrand, contratada a partir de uma concorrência internacional lançada pelo governo brasileiro, com o objetivo de conceber um novo modelo institucional para o setor.

Assim, especialistas ligados ao setor elétrico iniciaram um projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro denominado PROJETO RESEB com o objetivo de “elaboração de regras claras e definitivas para o setor”. (GARRIDO, 1999)

Foram trabalhadas quatro grandes linhas de atuação: a) Novos arranjos mercantis: compra e venda de energia no atacado, acesso as redes de transmissão e distribuição e mecanismos para assegurar planejamento e expansão do setor; b) medidas jurídicas e regulamentares; c) mudanças institucionais, novos agentes e órgãos; d) financiamento do setor. (TOMASQUIM, 2002)

Os trabalhos foram iniciados em agosto de 1996 e em outubro daquele ano estava pronto o diagnóstico setorial, discutido e ajustado à realidade nacional. A fase seguinte envolveu a discussão dos aspectos técnicos, que resultou na elaboração de 25 documentos de trabalho (Working Papers), produzidos e discutidos em 6 meses. “Tudo isso considerando os objetivos fundamentais do trabalho: aumento de competitividade, incentivo à participação privada e venda de ativos da União”. (PAIXÃO, 1997)

Após meses de atividades, em dezembro de 1997, estavam concluídos os documentos básicos que traduziram a concepção do novo modelo e critérios para a sua implementação.

Apresentam-se, a seguir, algumas das principais recomendações do projeto RESEB: (COOPERS & LYBRAND, 1997)

- O Projeto RESEB apresentou um modelo comercial competitivo proposto para a compra e venda de energia elétrica. A característica central do novo modelo comercial foi a criação do Mercado de Atacado de Energia (MAE), para substituir o sistema de preços regulamentados de geração e contratos renováveis de suprimento e ainda a criação do Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pelo planejamento operacional, programação e despacho. Para executar estas funções, receberá dados sobre aflúncias hídricas, níveis dos reservatórios, disponibilidade de usinas e custos de combustíveis e calculará um preço que representará o custo marginal do sistema ou preço “spot”, em que oferta e demanda estarão equilibradas.

- A negociação de energia entre os geradores e as empresas de serviço público de distribuição e comercialização (D/C) será em sua maior parte celebradas a partir de contratos bilaterais que especificarão o preço e os volumes contratados durante sua vigência. Contratos bilaterais representam proteção a ambas as partes contra a exposição ao risco representado pela potencial volatilidade do preço “spot” de energia do MAE, pois somente fluxos de energia não contratados serão negociados diretamente no MAE e liquidados ao preço deste. A contabilização de energia no MAE deverá envolver, portanto, os dados de medição para toda a energia do sistema.
- Um modelo comercial competitivo pressupõe preços contratuais de energia desregulamentado e acordado entre as partes. Contudo, para dar início ordenado ao MAE foram instituídos os chamados contratos iniciais celebrados entre geradores e empresas de D/C. Estes contratos terão duração de 15 anos “os volumes contratados serão constantes nos anos de um a seis e passarão a ser reduzidos gradualmente a partir de então. Geradores e empresas de D/C estarão assim livres para negociar novos contratos aos preços de mercado para substituir os volumes não contratados e atender à demanda crescente”.
- Os arranjos comerciais propostos no projeto RESEB darão pleno apoio à concorrência na comercialização por consumidores livres através da implementação de políticas que possibilitem o livre acesso de todos os agentes de mercado aos sistemas de transmissão e distribuição e regulamentação de tarifas apropriadas pelo uso destes sistemas. O sistema de transmissão é composto pelos ativos em tensões iguais ou superiores a 230 kV, já os com tensões inferiores a esta representam os ativos da distribuição. Os consumidores livres poderão comprar energia de qualquer Comercializador Autorizado ou através do MAE.

Com base nas recomendações da consultoria Coopers & Lybrand, o governo sancionou a Lei Nº. 9.648 de 27 de maio de 1998 que institui dois agentes muito importantes para o novo modelo: o ONS responsável pela coordenação e controle da

operação das instalações de geração e transmissão dos sistemas elétricos interligados; e o MAE, ambiente onde se realizariam as transações de compra e venda de energia nos sistemas interligados, incluindo as atividades de compatibilização dessas transações e liquidação das diferenças entre os valores contratados e verificados por medição. Além da compra e venda de energia por contratos bilaterais de longo prazo, foi prevista a liquidação de blocos de energia no curto prazo (mercado spot), a partir das disponibilidades ofertadas pelos geradores, conforme regras de acordo de mercado.

Em 2 de julho de 1998 foi publicado o Decreto 2.655 de regulamentação do Mercado Atacadista de Energia – MAE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Em março de 1998 o ONS assume as funções de Operação, supervisão e controle do Sistema Elétrico Brasileiro e em setembro de 2000 entra em operação o Mercado Atacadista de Energia.

No sentido de estabelecer garantias no processo de negociação entre os novos agentes de mercado, o modelo FHC criou três ambientes de contratação: a) Mercado Regulado, para os consumidores cativos de concessionárias de distribuição, tendo tarifas de energia reguladas pelo governo; b) Mercado livre de longo prazo para negociação do fornecimento de energia elétrica e estabelecimento de contratos bilaterais entre geradores, comercializadores, consumidores livres e distribuidoras; e c) Mercado livre de curto prazo (mercado spot), para comercialização de energia não contratada recorrente da diferença entre os contratos bilaterais firmados pelos agentes nos outros dois ambientes e o suprimento de fato realizado. Para este caso, o preço da energia deve refletir o custo marginal de operação do sistema no curto prazo definido a partir de modelos computacionais. (PIERONI, 2005)

Em 24 de julho de 2000, o governo sanciona a Lei Nº. 9.991 que dispõe sobre a obrigação das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor elétrico em aplicar anualmente 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética.

Em maio de 2001, com o nível dos reservatórios de água muito abaixo dos níveis necessários para manter a geração de energia elétrica suficiente para atender à sua demanda, o governo federal, através da Medida Provisória Nº 2.147, de 15 de maio de

2001, criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). De acordo com essa Medida Provisória, a GCE ficou encarregada de “estabelecer e gerenciar o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica”. (OLIVEIRA, 2003)

No dia seguinte à sua criação, a GCE emitiu sua Resolução Nº 001 determinando o início do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, popularmente chamado apenas de “acionamento” que atingiu as Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. O racionamento prolongou-se na Região Nordeste por todo o restante do ano 2001 e início do ano 2002, trazendo uma perda de faturamento significativa para as distribuidoras dessa região durante esse período. (OLIVEIRA, 2003)

Em março de 2002, foi anunciado o fim do racionamento deixando uma frustração aos consumidores que mesmo reduzindo o consumo, como pedia o governo, foram penalizados com aumento no preço da energia. Apesar do prejuízo alegado pelas empresas distribuidoras, estas obtiveram uma revisão das tarifas denominada “recomposição tarifária extraordinária” para cobrir os “prejuízos” com a crise, que entrou em vigor em dezembro de 2001.

Principais fragilidades do modelo FHC

O modelo FHC, durante a sua vigência enfrentou muitas dificuldades que levaram à adoção de um novo marco regulatório iniciado no governo do presidente Luís Inácio Lula da Silva. Dentre as dificuldades observadas pode-se citar:

a) Elevação das tarifas: ocasionada principalmente, pelo reajuste tarifário concedido às concessionárias de distribuição por ocasião da privatização das mesmas;

b) Crise no abastecimento de energia elétrica: ocasionado o racionamento de energia. Situação devida à falta de investimento em geração tanto do estado, quanto do setor privado e baixo nível dos reservatórios provocados por um período de estiagem; Pela Figura 2.6 pode-se constatar que o crescimento do consumo é superior ao da capacidade instalada.

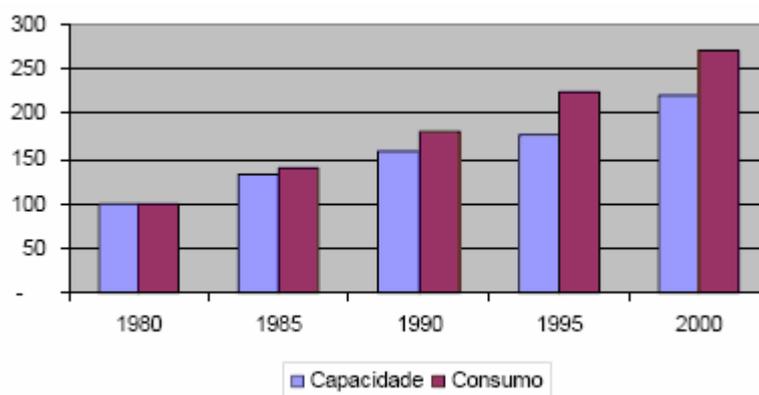


Figura 2.6 Capacidade instalada X Consumo de eletricidade (Ano base: 1980)
 Fonte: (BEN, 2004)

c) Incertezas Regulatórias: ocasionadas principalmente, pelas indefinições das regras de mercado que não davam segurança aos investidores na expansão do sistema.

Como se pode observar estes três problemas atuam negativamente na indústria como um todo, pois envolvem os consumidores, agentes setoriais (concessionárias de distribuição e geração, ANEEL, MAE, etc.) e os investidores. Esses fatos levaram ao governo recém eleito (governo do presidente Luís Inácio Lula da Silva) a promover mudanças no Modelo Institucional do Setor Elétrico instituído pelo governo Fernando Henrique Cardoso.

2.2.3. Modelo Lula: ajustes no modelo de livre mercado

Em janeiro de 2003 toma posse o Presidente Luís Inácio Lula da Silva que propôs uma revisão no setor de energia elétrica. Assim, sob o comando da Ministra de Minas e Energia Dilma Rousseff foi iniciado o processo de redefinição do modelo institucional do setor que deveria obedecer a oito diretrizes básicas: prevalência do conceito de serviço público para a produção e distribuição de energia elétrica aos consumidores cativos; modicidade tarifária; restauração do planejamento da expansão; transparência no processo de licitação permitindo a contestação pública, por técnica e preço, das obras a serem licitadas; mitigação dos riscos sistêmicos; manutenção da operação coordenada e centralizada do sistema hidrotérmico brasileiro; universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade; e modificação no processo de licitação de concessão do serviço público de geração, priorizando a menor tarifa.

Diante das recomendações apresentadas pelo grupo de trabalho responsável por apresentar uma proposta de reforma ao modelo FHC, o presidente Lula emitiu as medidas provisórias (MP) Nº. 144 e Nº. 145 estabelecendo as bases para implantação do novo modelo.

A MP Nº 144 tratou da definição das regras de comercialização de energia definindo como elementos fundamentais do novo modelo: - a competição na geração mediante a realização em separado dos leilões de energia de empreendimentos existentes (energia velha) e de novos empreendimentos (energia nova) pelo critério de menor tarifa; - a existência de dois ambientes de contratação de energia, um regulado para proteção do consumidor cativo e outro livre para estímulos aos consumidores livres; - instituição de um pool de contratação regulada de energia a ser comprada pelas distribuidoras. Outra medida importante desta MP foi a substituição do MAE pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) que dentre outras atribuições ficou responsável pela administração de contratos de compra e venda de energia no ambiente de contratação regulada e contabilização e liquidação das diferenças contratuais no ambiente de contratação livre.

A MP Nº145 criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pela elaboração de estudos de planejamento integrado de recursos energéticos e planos de expansão do setor de energia elétrica. Além disso, criou o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável por manter a segurança do suprimento de energia elétrica de forma a garantir o atendimento do mercado no horizonte de cinco anos.

O modelo proposto preservou as funções da ANEEL e do ONS e deu ao Conselho Nacional de Política Energética duas novas funções: formular o critério de garantia estrutural de suprimento de energia elétrica e a licitação individual de projetos especiais para o setor. Quanto a Eletrobrás, esta manteria as funções de holding das empresas federais, ficando responsável pela administração dos encargos e fundos setoriais, pela gestão do programa Luz para Todos e pela comercialização da energia de Itaipu Binacional e das fontes alternativas do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa).

Em março de 2004 foram promulgadas as leis Nº. 10.847 e Nº. 10.848, além dos decretos Nº. 5.163 e Nº. 5.175, que estabeleceram um novo marco regulatório.

Princípios básicos do modelo Lula

O modelo Lula foi delineado com o objetivo de vencer alguns desafios, tais como: promover a modicidade tarifária, garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, assegurar a estabilidade do marco regulatório com vistas 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. (SAUER, 2002)

Na busca de atingir o desafio da modicidade tarifária, um conjunto de medidas foi adotado, das quais se destacam:

- O estabelecimento do ambiente de contratação de energia regulado, para congregar todos os consumidores cativos e os distribuidores, no qual as compras de energia são realizadas sempre por licitação e pelo critério de menor tarifa; e o ambiente de contratação livre, onde comercializadores e consumidores livres podem negociar seus contratos de suprimento;
- O estabelecimento da contratação conjunta por todos os distribuidores, na forma de um pool, permitindo a apropriação na tarifa de economias de escala na compra da energia;
- A reestruturação do planejamento setorial, com contestação de preço, permitindo a escolha dos projetos mais eficientes e das soluções mais econômicas para a expansão da oferta.

Para a garantia da segurança do fornecimento de energia elétrica o modelo prevê um conjunto integrado de medidas, dentre elas se destacam:

- A constituição de uma reserva de segurança do sistema, visando a matriz hidrotérmica – combinação ótima de hidrelétricas e térmicas – capaz de garantir a maior segurança ao menor custo de suprimento possível;
- A exigência de contratação de 100% da demanda por parte de todos os agentes de consumo (distribuidores e consumidores livres), lastreada, basicamente, em contratos com prazos não inferiores a cinco anos;

- A contratação da energia visando a expansão do mercado com antecedência de três e cinco anos e por meio de contratos de longo prazo;
- A criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, coordenado pelo MME, responsável pelo monitoramento permanente da segurança de suprimento, podendo propor a contratação de reserva conjuntural, em caso de desequilíbrio entre a oferta e a demanda.

A atratividade dos investimentos de expansão do sistema, no novo modelo, se dá a partir de medidas que permitem a realização de contratos de longo prazo entre quaisquer geradores e quaisquer distribuidores.

Contudo, esses princípios básicos podem ser reformulados e aprimorados segundo o comportamento e evolução do mercado elétrico no tempo. Em algum momento pode ser revisto e avaliado o assunto dos investimentos, subsídios e abertura do livre mercado em que não exista a figura do consumidor cativo.

Em que pese o contexto de livre mercado, a inserção social não deve ser esquecida, pois a energia elétrica representa um insumo básico na vida das pessoas, sendo tarefa do Estado promover o acesso a este serviço de forma a minimizar a exclusão social, sem, no entanto, transferir este ônus ao setor privado de modo a não afetar o equilíbrio econômico destas empresas.

2.3. Funcionamento do novo setor elétrico e instituições

O modelo Lula foi desenhado para promover uma importante melhoria na segurança do suprimento de energia. A estrutura do desenho institucional, onde cada instituição tenha suas funções, atribuições e responsabilidades claramente definidas, é condição essencial para que o sistema funcione cumprindo seus objetivos de eficiência e eficácia. Na Figura 2.7 apresenta-se a estrutura do atual do setor.

Na continuação descreve-se uma síntese do papel de cada Instituição do Novo Modelo referenciada na Figura 2.7.

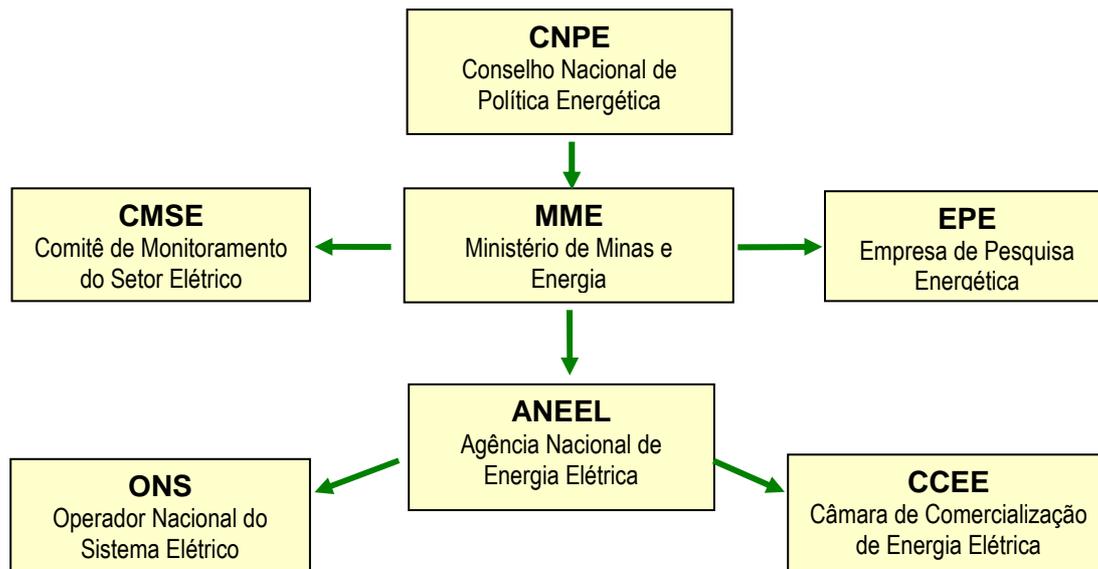


Figura 2.7 Instituições do Setor Elétrico Brasileiro, 2007

Fonte: CCEE

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

É um órgão de assessoramento do presidente da república, cuja principal função no novo modelo é a homologação da política energética, em articulação com as demais políticas públicas. Além disso, tem como atribuição propor licitação individual de projetos especiais do setor elétrico, recomendados pelo MME e critério de garantia estrutural de suprimento.

Ministério das Minas e Energia - MME

Neste novo modelo tem como atribuições: - formular e implementar políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE; - retomar o exercício da função de planejamento setorial, com contestação pública, permitindo que possíveis interessados, tais como concessionários, universidades, movimentos sociais, consumidores e investidores, tenham a oportunidade de se manifestar, contribuindo na elaboração do plano de expansão com objetivo de garantir a transparência do processo licitatório; - monitorar a segurança de suprimento do setor elétrico, por intermédio do CMSE; - e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como gestão da demanda e/ou contratação de uma reserva conjuntural de energia do sistema interligado.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Seu papel no novo modelo a conduz as seguintes responsabilidades: - execução de estudos para definição da Matriz Energética com indicação das estratégias a serem seguidas e das metas a serem alcançadas, dentro de uma perspectiva de longo prazo; - execução dos estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos; - execução dos estudos do planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão); - promoção dos estudos de potencial energético, incluindo inventário de bacias hidrográficas e de campos de petróleo e de gás natural; - e promoção dos estudos de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas e obtenção da Licença Prévia para aproveitamentos hidrelétricos.

Esta empresa assumiu o papel do CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão) e é vinculado ao MME. Enquanto no modelo FHC o Planejamento da Expansão da Geração tinha um caráter indicativo, no modelo Lula este passou a ter um caráter determinativo.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

O CMSE, coordenado pelo MME, é responsável pelo monitoramento permanente da segurança de suprimento, com o objetivo de assegurar a implementação de providências com vistas a garantir a normalidade do suprimento de energia elétrica, podendo propor a contratação de reserva conjuntural, em caso de desequilíbrio entre a oferta e a demanda.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

A ANEEL é uma autarquia especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, vincula-se ao Ministério de Minas e Energia. Seu papel é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como a atuação dos agentes envolvidos com essas atividades, zelando pelo cumprimento das normas do marco regulatório vigente, de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Este órgão que absorveu as funções do MAE é responsável pela: implantação das Regras de Comercialização, administração dos ambientes de contratação Regulada e Livre, coleta de dados automática dos valores produzidos e consumidos no sistema elétrico interligado, registro de contratos firmados entre os agentes, realização de leilões de 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 utilizado para liquidação de 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. A CCEE atua como interveniente: - nos contratos bilaterais de suprimento que cada gerador firmará com cada distribuidor, na forma de um pool, permitindo a apropriação, na tarifa, de economias de escala na compra da energia, repartindo os riscos e benefícios dos contratos e equalizando o preço da energia para os distribuidores; - nos contratos de constituição de garantias que cada distribuidor terá que firmar, a fim de reduzir a inadimplência.

Operador Nacional do Sistema – ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é uma entidade privada, responsável pela operação integrada e centralizada do SIN e administração da contratação das instalações de transmissão, cujos integrantes são as empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres. Cabe ao ONS conduzir a operação do SIN de forma otimizada, a menor custo. Desenvolve o planejamento e a operação hidrotérmica do SIN, buscando a eficiência no uso integrado dos recursos que são disponibilizados, explorando-os de forma otimizada, produzindo ganhos e garantindo a segurança eletroenergética do SIN.

2.4. Principais diferenças do modelo Lula em relação ao modelo FHC

A reforma introduzida pelo modelo Lula conservou alguns dos princípios básicos do modelo FHC, notadamente a desverticalização da indústria, as figuras do consumidor livre, do produtor independente e do autoprodutor de energia. Instituições como ANEEL e ONS foram mantidas, embora com redução de responsabilidades, menos autonomia e maior interferência por parte do governo federal.

No modelo Lula a preocupação com o fortalecimento do planejamento setorial, a redução de riscos de investimento na expansão do parque gerador e confiabilidade do suprimento resultou na definição de três novos agentes EPE (Empresa de Pesquisa Energética), CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico).

Uma medida adotada pelo modelo Lula que vai diretamente de encontro à proposição do modelo FHC é o fortalecimento do papel do governo na indústria de energia elétrica, isto se tornou bem claro quando da retirada da ELETROBRÁS, FURNAS, CHESF, ELETRONORTE, ELETROSUL e CGTEE do Programa Nacional de Desestatização. (PIERONI, 2005)

No ANEXO A, estão listadas as principais diferenças entre os três modelos já aplicados no sistema elétrico brasileiro.

2.5. Experiência internacional

A reestruturação da indústria de energia elétrica com foco em um modelo competitivo na comercialização e na geração foi a opção de muitos países espalhados pelo globo. Este processo foi iniciado nos anos 80 pelo Reino Unido (Inglaterra, Escócia e País de Gales) e Chile, sendo estendidas para outros países na década de 90. A seguir apresenta-se um histórico deste processo em vários países do mundo. Na Tabela 2.2 é mostrado um resumo da experiência internacional sobre a desregulamentação do setor elétrico.

Tabela 2.2
Experiência internacional da desregulamentação.

Ano	País	Evento
1978	EUA	<i>Public Utilities Regulatory Act (PURPA)</i> : introduziu a idéia de competição na geração; as concessionárias foram obrigadas a adquirir a energia produzida pelos produtores independentes (<i>Independent Power Producers</i>) ou, IPPS, entretanto, não podiam vender essa energia diretamente ao consumidor
1982	Chile	Reorganização do setor elétrico
1988	Reino Unido (Inglaterra e País de Gales)	O governo propôs um desmembramento da CEGB (<i>Central Electricity Generating Board</i>), empresa estatal responsável pela geração e transmissão de energia elétrica em todo o país.
1990	Reino Unido	A nova estrutura do mercado competitivo de energia elétrica foi implantada
1990	Noruega	Implementação de mercado de energia elétrica
1991-94	Argentina	Privatizações e estabelecimentos do mercado de energia elétrica
1993	Peru	Regulamentação do processo de desregularização
1995	Colômbia	Início do funcionamento do esquema de mercado de energia elétrica
1998	EUA	Entram em operação os primeiros mercados totalmente operacionais: Califórnia e PJM.
2000	EUA	Início da crise de energia na Califórnia

Fonte: (FALCÃO, 2006)

É importante destacar que no Reino Unido e em países da América Latina, a reestruturação acompanha o processo de privatização do setor elétrico, direcionado a atrair capitais privados para investirem no setor liberando o governo desta responsabilidade. Nos países do Leste Europeu, e alguns países socialistas (como a China, por exemplo), o processo segue uma tendência generalizada de privatização e descentralização administrativa. Nos EUA e em outros países nos quais as empresas de energia elétrica em sua maior parte já eram empresas privadas, a reestruturação tem como objetivos: aumentar a competição e a desregulamentação do setor, visando reduzir

o custo final da energia para o consumidor; conduzir a uma utilização mais eficiente dos recursos energéticos e melhorar a preservação do meio ambiente. (FALCÃO, 2006)

A seguir apresenta-se um breve relato sobre a desregulamentação na América Latina e nos países Nórdicos. Na seqüência são abordados com maiores detalhes os casos referentes especificamente à Califórnia e ao Chile.

América Latina

A transformação da indústria de energia elétrica na América Latina se deu a partir da inserção de uma nova regulamentação com vista a criar mercados mais competitivos com o ingresso do setor privado no negócio para bancar os altos investimentos necessários a fim de atender a crescente demanda, liberando o Estado para focar nos problemas básicos como educação e saúde. Esta transformação seguiu esta cronologia: Chile em 1982, Argentina em 1992, Peru em 1993, Bolívia e Colômbia em 1994, e os países da América Central em 1997. Logo após aderiu ao novo processo o Brasil, Venezuela, México e Equador. (RUDNICK, 2002), (HOGAN, 2002)

A seguir apresentam-se os principais problemas enfrentados em alguns países da América do Sul que levaram os mesmos a adotarem um novo modelo do setor elétrico a partir de uma nova regulação: (RUDNICK, 1996)

- A crise na Argentina foi instaurada entre os anos de 1988 e 1989 devido, principalmente, a necessidade de realizar um investimento superior a US\$ 25.000 milhões acumulado desde 1970.
- A Colômbia, devido a seu limitado parque de geração térmica, adotou um racionamento de energia entre os anos 1992 a 1993 causado por uma severa seca ocorrida naquele país.
- Na Bolívia e Peru os governos não tinham recursos para investir no setor, em contrapartida ofereciam subsídios para consumidores carentes.
- No Brasil não foi diferente, a falta de dinheiro paralisou inúmeros investimentos levando o país a uma crise no setor que culminou num racionamento de energia ocorrido em 2001.

- Entre os anos 1998 e 1999 o mercado chileno enfrentou uma grave crise no suprimento de eletricidade ocasionada por uma grande seca que abateu o país. Com a falta de água houve uma drástica redução no nível de armazenamento no principal reservatório do sistema elétrico chileno, o Lago Laja. (RUDNICK, 2003)

Países Nórdicos

A reestruturação da indústria da eletricidade nos países Nórdicos aconteceu a partir de 1990 na Noruega, seguido da Suécia em 1995 com o estabelecimento de mercado comum entre estes dois países. Posteriormente, entre 1998 e 2000, a Finlândia e a Dinamarca se juntaram a este mercado nórdico comum. (FLATABO, 2003)

“O mercado de eletricidade nórdico é agora o único verdadeiramente internacional. Nesta estrutura há um operador de mercado, cinco operadores de sistema e agências reguladoras em cada um dos quatro países”. (FLATABO, 2003)

A geração de energia nos países Nórdicos é bastante diversificada. A Noruega tem quase 100% da geração de energia produzida através de usinas hidrelétricas. A Suécia e a Finlândia possuem usinas hidrelétricas, térmicas, nucleares e outras. Já a Dinamarca tem quase 100% de usinas térmicas.

Após a reestruturação da indústria da eletricidade na região Nórdica, foi estabelecido um regime de competição a partir da criação de um mercado atacadista de energia.

O Caso da Califórnia

No início dos anos 90 o custo da energia elétrica no estado da Califórnia estava entre os mais altos do país motivado principalmente por:

- Excesso de capacidade instalada ociosa;
- Ineficiência de muitas centrais geradoras;
- Necessidade de amortizar investimentos feitos em grandes centrais nucleares.

Até 1998 o mercado californiano era formado principalmente por três monopólios privados responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de energia

elétrica a todos os clientes de sua área de concessão, sendo estas reguladas no âmbito de tarifas, custos e obrigações pela Califórnia Public Utilities (CPUC) órgão responsável pela regulação do mercado elétrico. (ARIZTIA, 2002)

Deste modo, a Califórnia que passou por sérios problemas energéticos foi o primeiro estado norte-americano a oferecer aos consumidores a possibilidade de escolha do fornecedor de energia elétrica nos moldes da regulamentação adotada em outros países como o Reino Unido, a Austrália, a Noruega e a Nova Zelândia. (PIRES, 2001)

A implementação do novo modelo do setor elétrico do estado da Califórnia ocorreu a partir de 1º de janeiro de 1998. A nova legislação tinha como principais objetivos: (PIRES, 2001)

- Criação de um ambiente competitivo na comercialização (livre escolha por parte dos consumidores) e na geração de energia;
- Redução das tarifas cobradas aos consumidores finais;
- Estimular a entrada de novas usinas geradoras com base em energias limpas e mais eficientes;
- Fim dos monopólios verticalizados, separação da geração, transmissão e distribuição.

Para atingir os objetivos, a nova legislação determinou: (PIRES, 2001)

- Venda de 50% dos ativos de geração das duas principais empresas distribuidoras do estado; South California Edison e a Pacific Gas & Electric;
- Criação da Bolsa de Energia (Power Exchange – PX), para realização de transações spots de compra e venda de energia;
- Criação do Operador Independente do Sistema (ISO), para administrar todos os ativos de transmissão do sistema elétrico do estado e garantir a segurança e a confiabilidade do sistema.

- Acesso livre ao sistema de transmissão para todos os participantes do mercado através do pagamento de tarifas de transmissão fixadas pela CPUC e *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC).

A regulamentação das atividades do PX e do ISO cabia à agência federal de eletricidade ou FERC.

A primeira ação do processo de desregulamentação do mercado elétrico Californiano foi a desverticalização do setor onde as três principais empresas (Pacific Gás & Electric Company, Southem Califórnia Edison Company e San Diego Gás & Electric Company) deveriam vender parte de sua geração térmica e passar o controle do sistema de transmissão a um operador independente, de modo a produzir três mercados diferentes: um de geração, um de transmissão e um de distribuição. (PIRES, 2001)

Sob a condução do PX os geradores participam de leilão diário no mercado atacadista, ocasião em que declaram a energia necessária para atender à demanda do dia seguinte na Califórnia. O PX paga o maior preço/hora para todas as geradoras e, após isso, o ISO direciona o fluxo de eletricidade através do estado. Se, após o leilão, a oferta comprada no PX for menor do que a demanda, o ISO cobre a diferença por meio da compra de energia de reserva junto aos geradores. (PIRES, 2001)

Neste contexto, foi proibido o estabelecimento de contratos bilaterais de longo prazo entre as distribuidoras pela necessidade de priorizar a transparência de preços nesse mercado.

Sobre o regime tarifário pode se destacar que este é composto de um preço teto que reflete: (PIRES, 2001)

- Máximo valor que as três distribuidoras podem cobrar de seus consumidores;
- Inclusão de percentual referente aos chamados custos amortizados (*stranded costs*) referentes aos investimentos realizados pelas distribuidoras anteriores à liberalização de mercado, com vigência máxima de quatro anos (até 2002). À medida que as distribuidoras fossem cobrindo esses custos eliminando-os da tarifa, passariam a ter plena liberdade de determinação de preços.

A contra reforma na Califórnia

Após dois anos da implementação do novo modelo do sistema elétrico da Califórnia, mais precisamente no verão do ano 2000, começaram a ser percebidas fragilidades regulatórias do modelo com impacto direto para os agentes de mercado. Assim, houve uma crise de fornecimento de energia e colapso financeiro das distribuidoras que foram provocados por uma série de fatores que se destacam a seguir: (PIRES, 2001)

- Houve uma alta nos preços spot do PX de até sete vezes os patamares de 1999 motivada pelo fato de que a oferta não havia acompanhado o aumento da demanda de eletricidade;
- Deste o início da implementação do modelo as distribuidoras vinham recuperando seus custos amortizados com base na tarifa de transição. A partir de 1998 a San Diego Gas & Energy, passou a ter liberdade de fixação de preços conquistando consumidores das outras duas distribuidoras. Com o advento da crise a Edison e a Pacific Gas tiveram prejuízo da ordem de US\$ 13 bilhões sem poderem repassar os custos aos consumidores finais uma vez que os preços eram controlados. Por outro lado, a San Diego teve a liberdade de praticar aumentos de até 270% aos consumidores pertencentes a sua área de atuação. Contudo, o órgão regulador estadual – California Public Utility Commission (CPUC) – retomou imediatamente o controle de preços da San Diego Pacific Gas.
- Houve elevado crescimento da demanda (12% entre 1996 e 1999), estimulado pelo crescimento econômico não acompanhado pela oferta que cresceu somente 2% no mesmo período e ainda uma alta nos preços do petróleo e do gás natural, insumos responsáveis pela alimentação de 53% da capacidade instalada. A conjunção destes fatos culminou num aumento de preços aos consumidores finais;
- O sistema baseava-se exclusivamente em contratos spot, isto obrigava o PX a remunerar os geradores pelo maior preço licitado sob pena de não garantia do atendimento a demanda. Com isso, pode-se perceber o poder de mercado exercido pelos geradores principalmente pela escassez da oferta frente a uma

demanda crescente. Assim sendo só restou a ISO, dentro de sua função de zelar pela confiabilidade do sistema, remunerar geradores para disponibilizar sua capacidade de suprimento para o caso de uma emergência, uma vez que não havia capacidade de transmissão e interligação suficientes para importação de energia de outros sistemas;

- Enquanto a construção de novas plantas de geração esbarrava nas regras ambientais, a carga crescia e nenhuma atitude era tomada no sentido de atenuar este crescimento através de políticas de conservação de energia e redução da demanda no horário de ponta.

O acúmulo de todos estes problemas gerou a crise que culminou num colapso de energia em 2001.

O Caso do Chile

A indústria de eletricidade Chilena, em 1982, estabeleceu a criação de um mercado livre e competitivo na geração, um mercado regulado de transmissão e um mercado de monopólios regulados em distribuição. A seguir relacionam-se os aspectos mais importantes do modelo de mercado atacadista implementado no Chile: (ARIZTIA, 2002)

- Possibilidade de acesso livre no sistema elétrico por qualquer gerador;
- Uso não discriminatório do sistema de transmissão e distribuição mediante pagamento de pedágios;
- Despacho dos geradores realizado por um operador independente do sistema (Centro de Despacho Econômico da Carga - CDEC) de forma centralizada utilizando critério de mínimo custo. Este operador encarregava-se do controle do sistema de transmissão e determinava o preço da energia spot para cada hora do dia.
- Os geradores negociam sua energia a clientes livres, empresas distribuidoras e mercado spot;
- O mercado considera três tipos de preços para negociar a energia:

- Preços livres, estabelecidos de comum acordo entre o consumidor e o provedor;
- Preço fixo, estabelecidos para consumidores regulados que recebem energia por uma empresa distribuidora;
- Preço spot, fixado pela CDEC a cada hora que corresponde aos custos marginais do sistema.

De forma a garantir o suprimento às cargas, os geradores eram remunerados por manter a disposição do sistema uma potência firme, estejam ou não gerando. Foi criada também a chamada MRT (Margem de reserva teórico) que corresponde ao déficit ou excedente de geração verificados no balanço de potencia firme realizado pela CDEC em cima do compromisso assumidos pelos geradores. Deste balanço eram determinados pagamentos pelo conceito de transferência de potência firme entre geradores. (ARIZTIA, 2002)

Sendo verificadas situações de dificuldades de suprimento as cargas, deverá ser decretado um racionamento de energia, obrigando, contudo, os geradores a compensarem seus clientes regulados com o pagamento pela energia não suprida que corresponde ao custo de falha menos o preço regulado. Este custo de falha, determinado pelo governo, corresponde ao custo dos usuários por não receberem energia. (ARIZTIA, 2002)

A contra reforma no Chile

A seca que atingiu o Chile entre 1998 e 1999 provocou uma grande descontinuidade de suprimento gerando blecautes em muitos lugares. O suprimento de energia elétrica a Santiago foi reduzido três horas por dia, ocasionando uma energia não suprida de mais de 450 GWh, provocando significativo impacto social e econômico. (RUDNICK, 2003)

O que ficou claro foi uma falha no sistema de tarifas contidas na regulamentação vigente. Estas não eram suficientes para conter a crise e prover sinais econômicos certos para que os agentes pudessem contribuir na resolução do problema. (RUDNICK, 2003)

A crise no suprimento de energia demonstrou que a classe política não estava preparada para enfrentar essa condição de emergência. Contudo, em 1999, o congresso alterou drasticamente a lei que regulamentava o setor. Esta passou a indicar que qualquer gerador com tarifa nodal contratada junto às companhias de distribuição, que por sua vez atendam a consumidores finais, deverá arcar totalmente com os riscos de uma seca eventual. (RUDNICK, 2003)

Em setembro de 2000, a Comissão de Energia chilena publica a nova lei que redesenha o setor de eletricidade daquele país. Dentre as mudanças realizadas estava a criação da Bolsa de Energia – PX e do Operador Independente do Sistema - ISO. (WATTS, 2002)

Ao contrário de modelos centralizados em que uma única instituição assume as três funções principais do mercado, o PX-ISO, é um modelo que contempla uma separação explícita entre o mercado e as funções físicas. Assim, o PX assume a função de operador de mercado de energia enquanto a ISO toma conta da operação física da rede, ou seja, enquanto o operador de mercado baseia-se em princípios econômicos, o ISO deve operar de acordo com requisitos físicos e de segurança. (WATTS, 2002)

Além disso, dois provedores deram lugar a cinco companhias geradoras que competem entre si.

3. ANÁLISE DA LIVRE CONCORRÊNCIA E COMPETITIVIDADE

3.1. Introdução

Nos últimos anos muitas foram as mudanças que ocorreram no setor elétrico brasileiro com o objetivo de estimular a livre concorrência e a competitividade e assim beneficiar os consumidores em geral. Com isso, foi criado o mercado livre de energia com o intuito de oferecer novas opções e fomentar a redução de custos. Entretanto, exigiu que os consumidores (principalmente os grandes consumidores) conhecessem melhor o mercado e seus agentes de forma a fazer a escolha mais adequada aos seus negócios, como por exemplo, tornar-se consumidor livre ou continuar cativo.

Assim, a indústria da eletricidade assume uma nova estrutura institucional levando em conta que os setores de geração e comercialização são competitivos e expostos à concorrência, enquanto a transmissão e distribuição continuam sendo tratados como monopólios naturais. Por isso, para que possa haver competição na geração e comercialização, torna-se necessária a obrigatoriedade do livre acesso à rede de transmissão e distribuição e determinação dos limites técnicos ou regulamentares do uso das redes, pois, se mal dimensionado pode afetar a competição entre os setores, uma vez que geram poder de mercado para quem está a jusante da restrição. (HOGAN, 2002)

Neste capítulo serão analisados os aspectos relevantes que caracterizam um ambiente de mercado elétrico destacando aqueles mais relacionados com a livre concorrência e a competitividade no setor elétrico brasileiro.

3.2. Aspectos inerentes à livre concorrência e competitividade

3.2.1. Livre acesso e tarifas de uso

O estabelecimento da livre concorrência na indústria da eletricidade vai de encontro a atitudes anticompetitivas que visem à concentração de mercado bem como o impedimento ao livre acesso às redes de transmissão e distribuição do sistema elétrico para o transporte da energia elétrica. Assim sendo, e de forma a coibir atitudes contrárias a livre concorrência foi promulgada a lei Nº. 9.648/98 que versa sobre o livre acesso de centrais geradoras e grandes consumidores às redes de transmissão e distribuição, a partir do pagamento de tarifas de uso e conexão não discriminatória aos proprietários das redes.

O livre acesso ao sistema de transporte de energia é fundamental para que se tenha a livre concorrência. Assim, a ANEEL, por meio das resoluções Nº. 245/98 e Nº. 66/99 promoveu a separação dos ativos de transmissão e distribuição. Os ativos de transmissão, chamado Rede Básica, são compostos por linhas com tensão igual ou superior a 230 kV, já os ativos de distribuição são compostos por linhas com tensão inferior a 230 kV. Outras medidas importantes foram estabelecidas pelas resoluções Nº. 281/99, Nº. 282/99 e Nº. 286/99, a primeira trata das condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição enquanto a segunda e a terceira tratam das tarifas de uso das instalações de transmissão e distribuição, respectivamente.

Além do estabelecimento da regulação de acesso, a prevenção de abuso do poder dominante bem como a concentração de mercado, necessitam de tratamento especial. Neste sentido, foi muito importante a desverticalização da indústria de energia elétrica e conseqüente separação contábil, dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de forma a prevenir possíveis cobranças discriminatórias para o uso das redes e permitir a visualização dos custos de transporte pelos consumidores, de modo a facilitar a ampliação do mercado não cativo.

No que tange a concentração de mercado, a resolução ANEEL Nº. 94/98 estabeleceu limites à composição acionária, à propriedade cruzada e à política de

compra de energia entre os agentes. Por essa resolução é vedado aos agentes de mercado: - deter mais do que 20% da capacidade instalada nacional ou 25% e 35%, respectivamente, da capacidade existente nos sistemas interligados Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste; - deter mais do que 20% do mercado nacional de distribuição ou 25% e 35%, respectivamente, do mercado de distribuição dos sistemas interligados Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste; - possuir participação cruzada na geração e distribuição que resulte em percentual superior a 30% considerando-se o somatório aritmético da participação nos dois mercados.

Conforme discutido anteriormente, instalações de transmissão são aquelas que se destinam a formação da rede básica do SIN, bem como as que servem às concessionárias de distribuição além das de interesse exclusivo de centrais de geração. Já as instalações de distribuição são vinculadas à prestação de serviço público sendo de propriedade das concessionárias ou permissionária de distribuição. É importante ressaltar que as Demais Instalações da Transmissão - DITs, estabelecida na Resolução Normativa ANEEL Nº. 67 de 8/6/2004, são disponibilizadas para os geradores e importadores e/ou exportadores de energia, em caráter exclusivo ou compartilhado e para as distribuidoras, como instalações de âmbito próprio da distribuição.

A garantia de livre acesso a estes sistemas impõe o pagamento de tarifas de uso do sistema de transmissão – TUST e de tarifas de uso do sistema de distribuição TUSD. As Demais Instalações de Transmissão, de uso exclusivo, são remuneradas mediante o pagamento de encargos de conexão.

Para ter acesso aos sistemas de transmissão e distribuição os agentes interessados deverão executar as obras de interligação necessárias até o ponto de conexão com a rede. Assim, para:

- Geradores, autoprodutores, importadores e/ou exportadores: A forma de conexão é definida pelo planejamento setorial realizado pela EPE que adotará a solução de mínimo custo global uma vez que se trata de serviços de utilidade pública;
- Concessionárias e permissionárias de distribuição: A conexão poderá ser feita mediante a solicitação de acesso: - ao ONS ou à transmissora, quando se tratar

de acesso às instalações da rede básica (tensão maior que 230 kV); - a concessionária proprietária de instalações com tensões inferiores a 230 kV;

- Consumidor Livre: O decreto Nº. 5.597/2005 definiu novas formas de acesso destes consumidores a rede básica, uma vez que anterior ao referido decreto o acesso só poderia ser realizado a partir da concessionária de distribuição, a menos que suas instalações de conexão estivessem totalmente contidas em área de sua propriedade. Pelo decreto tem-se:

Art. 1º O acesso de consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 230 kV à rede básica de transmissão de energia elétrica deverá ser efetuado pelas formas a seguir descritas:

I - atendimento por intermédio do concessionário local de distribuição de energia elétrica;

II - atendimento por intermédio do concessionário de transmissão de energia elétrica, nos termos do § 2º do art. 4º do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957; ou

III - mediante construção das instalações necessárias para o acesso diretamente pelo próprio consumidor.

A viabilização do acesso a que se refere o art. 1º do referido Decreto deve ser precedido da emissão de dois documentos:

Art. 2º O acesso a que se refere o art. 1º, para atendimento exclusivo de um único consumidor, deverá ser precedido de:

I - portaria do Ministério de Minas e Energia fundamentada em parecer técnico, o qual deverá considerar o critério de mínimo custo global de interligação e reforço nas redes, além de estar compatibilizado com o planejamento da expansão do setor elétrico para um horizonte mínimo de cinco anos; e

II - parecer de acesso emitido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Parágrafo único. Quando da elaboração do parecer de acesso, pelo ONS, deverão ser observados os Procedimentos de Rede aprovados pela ANEEL e os padrões técnicos da instalação de transmissão acessada.

O Decreto dispõe ainda que a migração de consumidores livres dos sistemas de distribuição para a Rede Básica pode-se dar por duas razões: (i) aumento de carga e/ou (ii) melhoria de qualidade. Nesta última, é necessária a análise prévia por parte da ANEEL, conforme disposto nos seus artigos 3º e 6º.

A formalização do acesso é precedida da emissão por parte do acessado de um documento denominado Parecer de Acesso (Ver Tabela 3.1).

Tabela 3.1
Ponto de conexão X emissão do parecer de acesso

Ponto de conexão	Emissão do parecer de acesso
Rede Básica	ONS ou Transmissora
Demais Instalações de Transmissão - DITs	Transmissora
Instalações de Concessionária de Distribuição	Distribuidora

Emitido o Parecer de Acesso deverão ser firmados entre as partes contratos de conexão e uso da rede conforme se pode ver na Tabela 3.2:

Tabela 3.2
Celebração de contratos

Ponto de conexão	Acessante	Contrato	
Rede Básica e DITs	Distribuidoras/ geradoras/ importadoras/ exportadoras de energia e Consumidoras Livres	CCT * Celebrado c/ Transmissora	CUST *** Celebrado c/ ONS
Instalação de Distribuição	Distribuidoras/ geradoras/ importadoras/ exportadoras de energia e Consumidoras Livres	CCD ** Celebrado c/ Distribuidora	CUSD**** Celebrado c/ Distribuidora

* CCT - Contrato de Conexão à Transmissão

** CCD – Contrato de Conexão à Distribuição

Estes contratos referem-se às condições técnicas e contratuais das instalações de conexão incluindo o ponto de conexão.

*** CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

**** CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

Estes contratos especificam os montantes de uso (MW) injetados no ponto de conexão. Ressalta-se que sobre estes montantes deverá ser aplicada tarifas de uso do sistema de Transmissão - TUST ou Distribuição TUSD, sendo previstas penalidades

para o caso de ultrapassagem dos valores contratados. Uma parcela destas tarifas conhecida como tarifa-fio, refere-se ao custo de transporte da energia gerada ou consumida e está relacionada com os investimentos feitos para construção destas redes.

A TUSD-fio tem como principal insumo a receita requerida pela distribuidora para exploração do serviço fio. Esta receita é constituída de uma parcela referente aos custos gerenciáveis (Parcela B) e outra referente aos custos não gerenciáveis (Parcela A).

A TUST está definida em duas parcelas: $TUST_{FR}$ e $TUST_{RB}$. A $TUST_{FR}$ contempla o serviço prestado por instalações de transmissão necessárias para rebaixar tensões maiores ou iguais a 230 kV para tensões de distribuição (< 230 kV), sendo paga exclusivamente pelas concessionárias de distribuição que se beneficiam deste serviço. A $TUST_{RB}$ contempla o serviço prestado pelas instalações de transmissão com tensões maiores ou iguais a 230 kV necessárias para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema, sendo esta aplicada a todos os usuários. (TERRA, 05/01/2007)

3.2.2. Competitividade

Além da livre concorrência, um outro pilar bastante relevante no novo modelo setorial é a competitividade. Neste sentido, torna-se necessário um ambiente para livre negociação de preços dos fluxos energéticos, entre geradores e consumidores.

O mercado elétrico brasileiro está dividido em quatro submercados: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste, sendo que este último é responsável por mais de 60% do consumo do país. O consumo de eletricidade que cresce a taxas razoáveis, como pode ser observado na Figura 3.1, em sua maior parte é devido aos consumidores cativos, contudo deve-se destacar o rápido crescimento do número de consumidores livres.



Figura 3.1 Consumo de eletricidade e variação anual.

As diversidades regionais bem como as limitações de capacidade de transmissão para o intercâmbio de energia entre os submercados dificultam a competitividade no mercado elétrico brasileiro. Neste sentido, justificam-se a adoção de regras diferenciadas adaptada às condições estruturais dos mercados regionais. (OLIVEIRA, 2007)

Com o advento do mercado atacadista de energia - MAE, criado em 1996 no governo de Fernando Henrique Cardoso, procurou-se estabelecer um mercado competitivo, onde geradores e distribuidores/consumidores firmavam contratos bilaterais sendo inclusos nos mesmos os custos da gestão dos riscos setoriais (incertezas de mercado). Foi criado também um mercado de curto prazo (mercado spot) com o intuito de permitir o ajuste de diferenças entre a energia contratada e consumida. No mercado spot os preços negociados são calculados a partir de modelos computacionais operados pelo ONS.

No modelo Lula, o MAE deu lugar à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que modificou o mercado de contratos com criação do ambiente de contratação livre, para transações de consumidores livres e do ambiente de contratação regulada, destinado a atender exclusivamente o mercado cativo a partir de contratação realizada pelas distribuidoras. Este assunto será abordado como mais detalhes no item a seguir.

3.2.3. Comercialização

A comercialização de energia no modelo Lula foi regulamentada pelo Decreto Nº. 5.163, de 30 de julho de 2004. Nele estão contidas as regras de comercialização entre os diversos agentes do setor e destes com os consumidores. Essa comercialização acontece em dois ambientes de contratação: um regulado e outro livre.

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) as operações de compra e venda de energia elétrica são precedidas de leilões e podem participar os agentes geradores ou comercializadores e os agentes de distribuição que são responsáveis em distribuir energia elétrica de forma regulada. Destaca-se que de modo a não serem penalizados, os agentes vendedores devem garantir a venda de cem por cento de seus contratos, para isso, devem apresentar lastro para venda de energia e potência. Já os agentes de distribuição devem garantir o atendimento a cem por cento de seus mercados através da aquisição, por meio de leilões, de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes ou novos. Vale ressaltar que os leilões acontecem em três etapas: na primeira, chamada “A-1”, os leilões ocorrem no ano anterior à previsão do início de suprimento para energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existente; na segunda, chamada “A-3”, os leilões ocorrem no terceiro ano anterior à previsão do início do suprimento; e na terceira, chamada “A-5”, os leilões ocorrem no quinto ano anterior à previsão do início do suprimento. Para os casos “A-3” e “A-5” a energia elétrica deverá ser proveniente de um novo empreendimento de geração. Na Figura 3.2 ilustram-se os tipos de contratação no ACR.

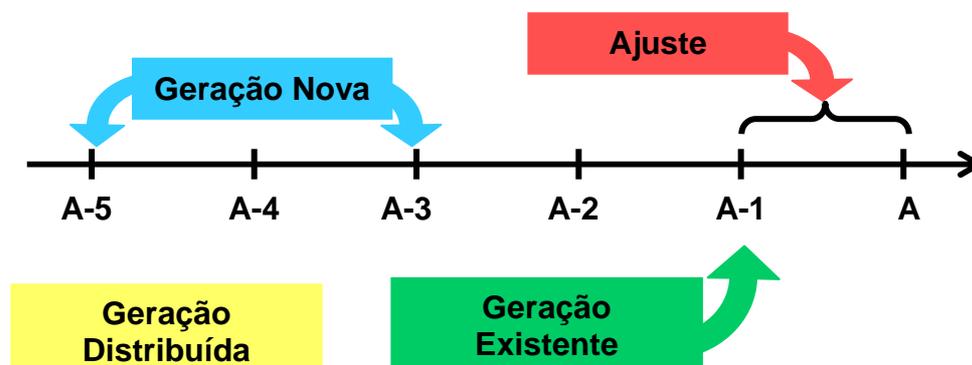


Figura 3.2 Tipos de contratação no ACR.
Fonte: (OLIVEIRA, 2003)

No Ambiente de Contratação Livre (ACL) são celebrados contratos bilaterais entre os agentes geradores ou comercializadores e os consumidores livres. Ressalta-se que os consumidores potencialmente livres, com contratos firmados com um agente de distribuição, que desejarem adquirir parte ou toda energia necessária a sua unidade consumidora de outro fornecedor, deverão fazer uma declaração formal ao referido agente até quinze dias antes da data em que este está obrigado a declarar sua necessidade de compra de energia elétrica para atendimento ao mercado, sendo a entrega prevista no ano subsequente ao da declaração. Entretanto, para que os consumidores livres possam ser novamente atendidos pelo agente de distribuição mediante tarifas e condições reguladas, deverão formalizar esta decisão com antecedência mínima de cinco anos, salvo se for de interesse do agente de distribuição reduzir este prazo.

Comercialização da energia elétrica - Consumidores Livres

A livre concorrência e competitividade dentro do setor elétrico, começaram a tomar forma com a publicação da Lei Nº. 9.074, de 07 de julho de 1995, que definiu a figura do consumidor livre. Este poderá escolher seu fornecedor de energia desde que respeitados os contratos de fornecimento já firmados. Assim, segundo esta lei no seu artigo 15º parágrafo 2º, os consumidores cuja carga seja igual ou superior a 3.000 kW atendidos em uma tensão igual ou superior a 69 kV podem ser caracterizados como consumidores potencialmente livres. Já o artigo 16º define que, os consumidores cuja data de instalação seja realizada após a publicação desta Lei e a carga de consumo for maior que 3.000 kW serão caracterizados como livres independente da tensão de atendimento.

É relevante destacar ainda, que a Lei Nº. 9.074 define que após 8 anos da sua publicação, o órgão regulador poderá aumentar mais o leque do consumidor potencialmente livre com a diminuição dos limites mínimos de carga e tensão. Entretanto, isso ainda não ocorreu de fato.

Em novembro de 2003 a Lei Nº. 10.762 aumenta o portfólio dos consumidores livres quando define, no seu artigo 8º, que consumidores reunidos por comunhão de interesse de fato ou de direito, cuja carga seja maior que 500 kW, independente da tensão de atendimento, podem comprar energia das chamadas fontes alternativas de

energia elétrica, a saber: usinas hidrelétricas com capacidade instalada de até 30.000 kW, usinas de cogeração de energia elétrica a partir de biomassa, fontes solares e eólicas. No final de 2006, a ANEEL regulamentou esta condição com a edição da resolução N°. 247.

“Resumindo a legislação em vigor, temos, portanto hoje três possíveis classificações para um consumidor de energia elétrica: consumidor cativo, consumidor potencialmente livre para comprar energia apenas de "fontes alternativas" e consumidor potencialmente livre, conforme demonstrado na Tabela 3.3:” (ICEE, 11/01/2007)

Tabela 3.3
Caracterização do consumidor

Carga de consumo	Tensão de conexão	Data da instalação	Caracterização
Menor que 500 kW	---	---	Consumidor cativo
Maior que 500 kW menor que 3.000 kW	---	---	Consumidor livre para comprar energia apenas de “fontes alternativas”
Maior que 3.000 kW	Menor que 69 kV	Anterior a 07/07/1995	Consumidor livre para comprar energia apenas de “fontes alternativas”
Maior que 3.000 kW	Menor que 69 kV	Posterior a 07/07/1995	Consumidor potencialmente livre
Maior que 3.000 kW	Maior que 69 kV	---	Consumidor potencialmente livre

O consumidor livre deverá ter livre acesso à rede elétrica da distribuidora ou transmissora, mediante celebração de contratos: - de conexão com a empresa de distribuição local ou com o ONS; - de uso do sistema de distribuição e/ou transmissão; - e de compra e venda de energia com o fornecedor.

Não se pode deixar de destacar que a compra de energia elétrica no mercado livre, com negociação bilateral conforme a vontade das partes envolvidas: comprador e vendedor de energia elétrica, é um ponto forte do novo modelo.

Logicamente, o consumidor potencialmente livre que opte por um novo fornecedor que não a concessionária local, não se desvincula totalmente desta, pois utilizará as redes elétricas de sua propriedade para receber a energia elétrica, pagando

por isso, tarifas de uso do sistema de distribuição (pedágio), a menos que seja um consumidor atendido em tensão igual ou superior a 230 kV que pode segundo decreto N° 597/2005 construir suas próprias instalações para o acesso à rede básica.

“Desde 1999, indústrias, shopping centers e hospitais, entre outros estabelecimentos, exercem o direito de compra de energia elétrica – insumo básico de suas atividades - do agente que seja capaz de lhes oferecer os melhores preços.” (MACIEL, 2005)

Comercialização da energia elétrica – consumidores cativos

Quanto à comercialização de energia, os consumidores cativos estão inseridos no ambiente de contratação regulada (ACR), em que os contratos de energia podem variar em duas modalidades, a saber:

- Contratos de quantidade de energia, nos quais os riscos (ônus e bônus) da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos geradores, arcando eles com todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada; e
- Contratos de disponibilidade de energia, em que os riscos da variação de produção em relação à energia assegurada (placa) são alocados ao pool e repassados aos consumidores regulados. Neste ambiente, são realizados leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes e leilões de energia de novos empreendimentos.

A contratação da geração existente visa atender à carga das geradoras com energia de contratos expirados. Os contratos firmados para a aquisição de nova geração devem englobar prazos de duração entre 15 e 35 anos, dependendo do tempo necessário para a amortização dos investimentos, e possuir cláusulas de incentivo à modicidade tarifária. O repasse dos custos destes contratos às tarifas de fornecimento é realizado pelo valor mínimo entre o preço contratado e o Valor de Referência (VR) calculado no ano corrente. O VR publicado pela ANEEL representa o preço que resulta dos montantes contratados pelo conjunto dos distribuidores nas licitações A-5 e A-3 vigentes no ano de efetivação do consumo. Ressalta-se que os preços obtidos nos leilões serão integralmente repassados à tarifa. [CORREIA, 2005]

O VR é calculado a partir da seguinte fórmula:

$$VR = \frac{[VL_5 \cdot Q_5 + VL_3 \cdot Q_3]}{[Q_5 + Q_3]}$$

na qual:

VL5 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano “A-5”, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;

Q5 é a quantidade total de energia, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano “A - 5”;

VL3 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano “A-3”, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas; e

Q3 é a quantidade total de energia, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano “A-3”.

Os resultados alcançados nos primeiros leilões de energia de empreendimentos existentes, em dezembro de 2004, abril e outubro de 2005 revelam que a modicidade tarifária vem sendo atingida. (LANDI, 2006)

Neste cenário observa-se o desafio imposto às distribuidoras de prever e contratar nestes leilões, energia suficiente para atender a 100% do seu mercado com antecedência de 5 anos. Vale ressaltar que as diferenças entre os montantes contratados e verificados são contabilizadas e liquidadas mensalmente na CCEE, sob o preço de liquidação de diferenças (PLD), o qual é calculado e publicado pela CCEE, tendo por referência o custo marginal de operação e limitado por valores mínimo (piso) e máximo (teto), determinado pelo MME. Como os preços resultantes desses leilões tenderão a ser diferentes, e os desvios entre o mercado previsto e o realizado serão liquidados no mercado de curto prazo, que é bastante volátil, a distribuidora deverá gerenciar o risco associado à contratação de energia para não prejudicar sua receita. (CASTRO, 2004)

3.2.4. Política tarifária

Com vista a trazer benefícios aos consumidores na forma de modicidade, um vetor de extrema importância é a política tarifária adotada. No Brasil, o método de tarifação adotado é o *price cap* (preço teto). Neste sentido, por ocasião da revisão tarifária, é definido para cada empresa com base na análise dos dados econômico-financeiros e operacionais da concessionária, o chamado fator X, que define a produtividade a ser rateada com o consumidor.

Na prática, o fator X significa uma meta mínima de desempenho que a empresa terá que alcançar, reduzindo suas despesas operacionais, sob pena de sofrer perdas de receita, porque sua parcela B não mais tem reajustes anuais pelo total do IGPM. Contudo, deve-se ressaltar a dificuldade de determinar com precisão, os tais ganhos de produtividade com base nos quais, como foi dito anteriormente, será definido o fator X. Mesmo assim, a cada revisão tarifária a ANEEL calcula e projeta sob a forma de um percentual o fator X que valerá até o próximo período de revisão. Ressalta-se que este percentual será aplicado automática e obrigatoriamente a cada reajuste tarifário anual, reduzindo o preço ao consumidor.

Na verdade trata-se de definir um modelo de empresa eficiente e eficaz cujas despesas operacionais, estrutura do capital, ativo fixo e investimentos representem um padrão de gestão ótimo - ou quase, de forma que nem o consumidor nem a empresa sejam prejudicados, porque é com base nesse modelo ou padrão que será calculada a nova tarifa.

Como esses dados e informações, basicamente, estão na posse da empresa e não do órgão regulador, essa assim chamada assimetria de informações é uma das grandes dificuldades, ou desafios, para aplicação correta do método de tarifação adotado, o *price cap*. (TAVARES, 2003; RUDNICK, 2000)

3.2.5. Qualidade no fornecimento de energia

Não se deve esquecer outro aspecto importante e que vem sendo um desafio a vencer continuamente que é a qualidade no fornecimento de energia aos consumidores, traduzidos principalmente nos índices de DEC (duração equivalente de interrupção) e FEC (frequência equivalente de interrupção), apurados rotineiramente pela ANEEL. Após o início do processo de reestruturação do setor elétrico houve uma melhora

significativa nos indicadores. Esta melhora reflete o trabalho de acompanhamento e fiscalização da ANEEL. Depois dos primeiros anos observa-se uma estabilização nas tendências do DEC (ver Figura 3.3) principalmente, e de alguma forma no FEC (ver Figura 3.4).

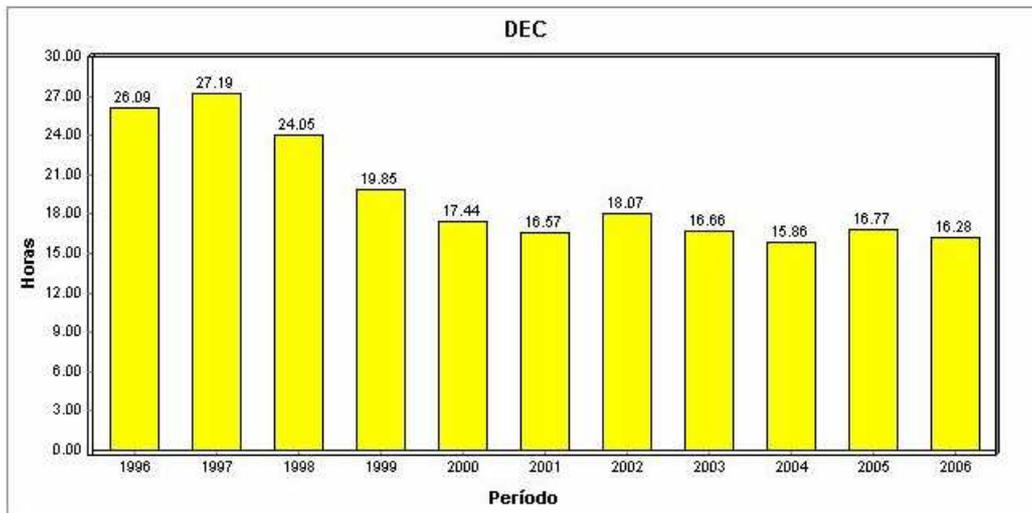


Figura 3.3 Indicadores de qualidade – DEC – Anual, Brasil
Fonte: ANEEL

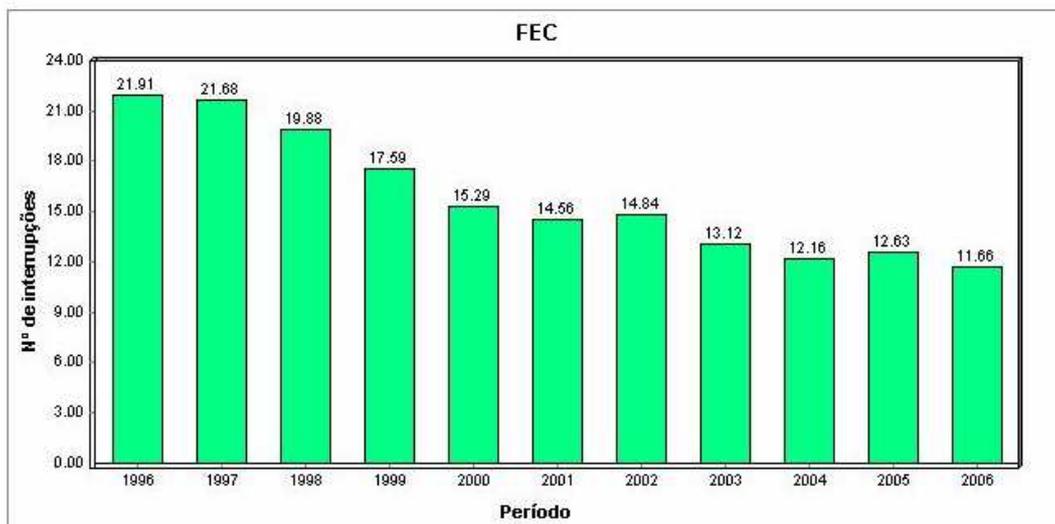


Figura 3.4 Indicadores de qualidade – FEC – Anual, Brasil
Fonte: ANEEL

3.2.6. Investimentos em geração, transmissão e distribuição

O novo modelo do setor elétrico associa a participação de agentes públicos e privados na realização de investimentos na geração e transmissão de modo a garantir o atendimento do mercado de energia elétrica com qualidade e confiabilidade. Esses investimentos devem ser realizados dentro do critério de menor custo global, de forma a garantir suprimento adequado ao mercado com qualidade e sempre privilegiando a modicidade tarifária.

Desta forma, a EPE elabora o Planejamento Decenal da Expansão do SIN, definindo um cenário de referência para implementação de novas instalações de geração e transmissão, com vistas a atender ao crescimento do mercado. Este planejamento, que é revisado anualmente, servirá de subsídio para os futuros leilões de compra de energia de novos empreendimentos de geração e de novas instalações de transmissão.

Os novos montantes de energia elétrica provenientes de novas instalações de geração são negociados e contratados pelas distribuidoras nos leilões A-3 e A-5.

Os agentes de geração candidatos à construção dos novos parques geradores deverão participar de leilões apresentando propostas de preços de venda de sua energia elétrica, competindo por contratos de compra de energia das concessionárias distribuidoras. Adicionalmente, os geradores podem ainda contratar direta e livremente com consumidores livres.

Com a definição das novas unidades geradoras, bem como o montante de carga a ser atendida, é estabelecida a expansão do sistema de transmissão (novas linhas de transmissão e subestações da rede básica) necessária para o transporte de energia elétrica desde as fontes de produção até o local de consumo, atendendo a critérios de confiabilidade, continuidade e segurança no abastecimento.

Das afirmativas anteriores pode-se verificar que neste novo modelo do setor elétrico brasileiro, os agentes de geração e transmissão são responsáveis pela realização dos investimentos necessários para atendimento ao montante de energia contratado pelos agentes de distribuição nos leilões A-3 e A-5. Logicamente, para os agentes privados a decisão de investir está sempre atrelada as suas estratégias de maximização

de resultados e em estratégias e aspirações de taxas de retorno, enquanto o planejamento governamental busca a minimização dos custos de energia elétrica para a sociedade.

O Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 aponta para uma expansão de 39.057 MW na capacidade instalada no SIN, dos quais 30.045 MW em usinas hidrelétricas e 9.012 MW em usinas térmicas. Para atender a esta expansão são necessários investimentos da ordem de R\$ 75,0 bilhões, sendo R\$ 60,0 bilhões referentes a usinas hidrelétricas e 15,0 bilhões a unidades térmicas.

Para a transmissão, o Plano Decenal estima que a Rede Básica agregue 41.127 km, passando de 82.092 km no final de 2005 para 123.219 km no final de 2015. Para este incremento são necessários investimentos da ordem de R\$ 26,7 bilhões em linhas de transmissão e de R\$ 12,7 bilhões em subestações e transformadores.

As empresas distribuidoras nesse novo modelo são responsáveis pelos serviços de rede e venda de energia ao mercado cativo de sua área de concessão com participação obrigatória no ambiente de contratação regulada onde celebra contratos de compra e venda de energia com preços resultantes de leilões. Estas empresas cumprem um importante papel no processo de inserção social por meio do setor elétrico, participando como agente executor no Programa Luz para Todos do governo federal iniciado em 2003. Para isso, recebem recursos subvencionados do governo que por sua vez estabeleceu metas de atendimento que devem ser cumpridas sob pena de sofrerem penalizações.

Contudo, as ligações destes consumidores trazem sérios problemas a estas concessionárias tendo em vista que são, em sua maioria, consumidores de baixa renda representando um mercado muito pequeno sem atrativos comerciais, mas que entram na rede elétrica, levando a necessidade de implementação de investimentos adicionais que podem não gerar retorno. Além disso, após a conclusão do programa, previsto para 2008, toda solicitação de novas ligações com carga menor que 50 kW e tensão menor que 2,3 kV devem ser atendidas pela distribuidora nem que seja necessária a realização de reforços na rede, e neste caso, não deverá mais existir a subvenção.

Além disso, para atender de forma satisfatória os seus consumidores cativos, as distribuidoras devem investir com vistas a cumprir as metas de qualidade de fornecimento estabelecidas pela ANEEL, bem como a própria expansão do seu mercado

vegetativo. O investimento realizado será considerado no processo de revisão tarifária que acontece a cada quatro anos.

3.2.7. Análise de riscos

A competitividade e a livre concorrência podem ser bastante afetadas quando não estão claros riscos de desequilíbrios entre a oferta e a demanda e ainda a elevação dos preços. A falta de transparência neste caso pode levar a uma retração dos investimentos por parte dos empreendedores privados. O CMSE, apoiado pela EPE, ONS e ANEEL tem a obrigação de monitorar continuamente a partir de estudos de cenários e de forma transparente, o grau de risco de se chegar a um novo racionamento de energia no futuro. Considera-se um risco aceitável quando os estudos apontam um valor menor ou igual a 5%. O Instituto Acende Brasil trimestralmente edita um relatório analisando o risco de haver racionamento de energia no período 2008 a 2011. O relatório referente ao segundo trimestre deste ano, que utilizou dados da EPE, ONS, e ANEEL, aponta para os riscos de se decretar racionamento nos anos 2010 (11,5%) e 2011 (28%) considerando o crescimento do PIB e demanda de energia em 4,8% e 5,3% ao ano, respectivamente. Se a deficiência do planejamento setorial foi uma das principais causas do racionamento de 2001, o governo federal deve estar atento a este sério problema que põe em xeque a credibilidade do modelo podendo levar a sociedade a pagar mais uma vez a conta pela adoção de soluções emergências para enfrentar a uma suposta crise.

Na Tabela 3.4 têm-se os cenários utilizados pelo Instituto Acende Brasil, bem como os riscos associados a cada um deles. Vale ressaltar, que os estudos realizados pelo referido Instituto foram simulados com o software computacional RISK desenvolvido por pesquisadores experientes em desregulamentação e planejamento de mercados elétricos internacionais, dando assim, maior credibilidade ao mesmo. (KELMAN, 2007)

Tabela 3.4
Cenários X Riscos de Racionamento

	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3	CENÁRIO 4
PIB	4%	4,80%	4,80%	4,80%
CRESC.DEMANDA	BAIXO	5,30%	BAIXO	5,30%
PROINFA	SEM ATRASOS	SEM ATRASOS	Deficit 40%	Deficit 40%
PROJETOS ENERGÉTICOS	SEM ATRASOS	SEM ATRASOS	COM ATRASOS	COM ATRASOS

2010	RISCO DE RACIONAMENTO	7%	11,50%	10%	14%
2011		16,50%	28%	21%	32%

Causa grande preocupação o fato de que continue ocorrendo os erros de um passado próximo, quando a falta de ação de governos passados culminou com o racionamento de energia no governo de FHC. Por isso, é preciso que o atual governo administre o setor elétrico de olho no futuro para não transferir o problema do suprimento de energia ao governo que estará administrando o país em 2011.

Estudos realizados pela Universidade Federal de Itajubá liderado pelo Professor Afonso Henrique dos Santos conclui que mais de 90% das usinas inauguradas pelo governo Lula foram leiloadas no governo FHC, ou seja, o atual governo ainda não iniciou nenhuma grande obra de geração de energia. O estudo ainda aponta que, a contar do ano 2003, foram acrescentados ao sistema 17.500 MW a matriz energética, sendo que destes somente 1.700 MW foram contratados durante o governo Lula. Não há dúvidas de que sem investimentos em novas usinas estará comprometido o crescimento do país. (Revista Veja - Edição 2020 – 08/08/2007)

Segundo os estudos realizados pelo Instituto Acende Brasil há um déficit de demanda de 3100 MW médios para o ano 2011 e os leilões de energia A-3 que ocorrerão em 2007 e 2008 para atender a demanda de 2010 e 2011 deverão disponibilizar apenas 1600 MW médios. Neste sentido, cabe a CMSE apontar medidas urgentes para corrigir o rumo evitando um futuro apagão (ver Figura 3.5) que certamente comprometerá a livre concorrência e a competitividade na indústria de energia elétrica brasileira.

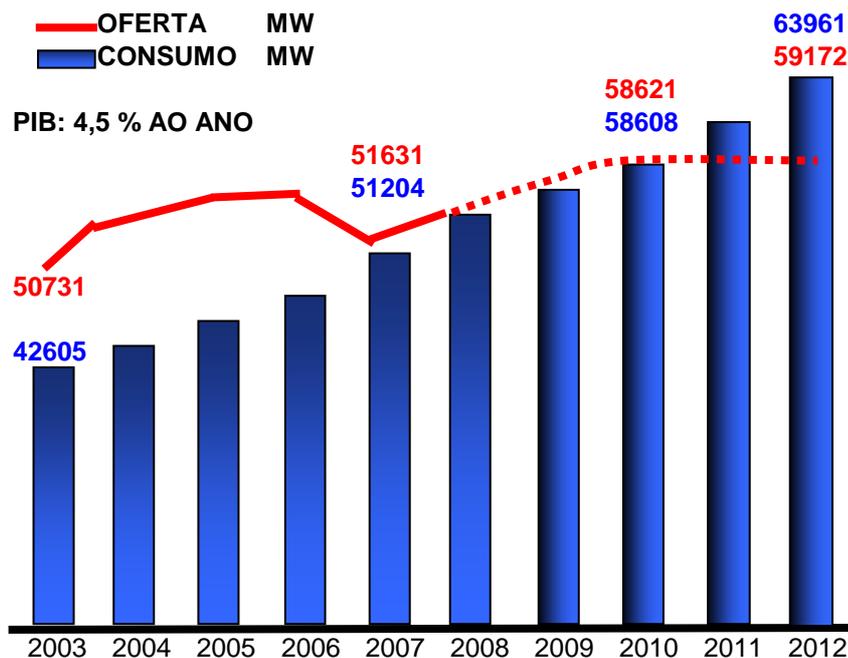


Figura 3.5 Oferta de energia X Consumo

Fonte: Edson Luiz da Silva, UFSC

3.2.8. PIB e competitividade

Nos seus dois mandatos o governo FHC (1995/2002) ostentou como conquista o fim da inflação e a estabilidade da moeda. No primeiro mandato de Lula (2003/2006) foi dada maior ênfase a programas assistencialistas que beneficiaram milhões de famílias. Agora, no seu segundo mandato (2007/2010), o presidente Lula tem a missão de fazer com que o Brasil volte a crescer de forma sustentável com o objetivo, dentre outros, de aumentar a oferta de emprego e reduzir a pobreza. Pela avaliação de especialistas do governo o Produto Interno Bruto - PIB deve atingir 3,5 % a 4 % em 2010 e em 2011 chegar a 4,5 ou 5%. Contudo, segundo o IPEA (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada), este crescimento enfrentará um gargalo na indústria de energia elétrica devido à limitada capacidade de geração que não suportará nos próximos anos, crescimento superior a 4% sem o risco de um apagão. (POMPONET, 2006)

Estudos de projeção de mercado (consumo e carga) de energia elétrica realizados pela EPE para o período 2006-2015 contemplam o crescimento da economia brasileira baseado em cenários macroeconômicos a partir do qual são geradas três trajetórias denominadas: trajetória de referência, trajetória de crescimento alto e trajetória de crescimento baixo. A trajetória de referência foi adotada como base para os estudos de planejamento decenal, enquanto as outras duas representam estudos de

sensibilidade. Na Tabela 3.5 retrata-se o crescimento anual do PIB considerado as três trajetórias. (Plano Decenal da Expansão 2006-2015)

Tabela 3.5
Taxa de crescimento do PIB (% ao ano)

Trajatória	2005	2006	2007-2011	2012-2015
Alta	3,0	4,5	4,5	6,0
Referência	3,0	4,0	4,0	4,5
Baixa	3,0	3,0	3,0	3,5

Fonte: EPE.

Como pode ser visto pelos próprios dados da EPE é provável que o PIB atinja pelo menos o valor de 4% em 2010, assim sendo o governo precisa encarar o problema de frente, a fim de que soluções possam ser tomadas hoje a fim de evitar um novo racionamento de energia em 2010 ou 2011.

3.2.9. Modicidade tarifária

Um dos principais objetivos de um modelo de livre concorrência e competitividade, na indústria da energia elétrica, é a busca da modicidade tarifária responsável por promover a competitividade da economia, estimular o desenvolvimento econômico e atender as demandas sociais.

A busca pela modicidade não é fácil, pois há diversos interesses em jogo: de um lado têm-se os consumidores que querem energia barata e de boa qualidade, de outro os investidores preocupados com a maximização dos lucros, tendo em vista os riscos associados aos investimentos e ainda de um outro, o governo, preocupado com a arrecadação fiscal e o desenvolvimento de políticas sociais (ex.: subsídios aos consumidores rurais, sistemas isolados e de baixa renda, universalização, P&D, entre outros, Figura 3.6) com recursos obtidos a partir da cobrança de encargos nas tarifas.

Na Figura 3.7 mostra-se a composição de uma conta de energia elétrica no Brasil. Pode-se observar que os tributos e encargos representam a maior parcela da conta, quase 40 %. A consequência disso pode ser mensurada na inadimplência e no furto de energia elétrica que se traduz em riscos aos investidores e custos adicionais aos bons pagadores.

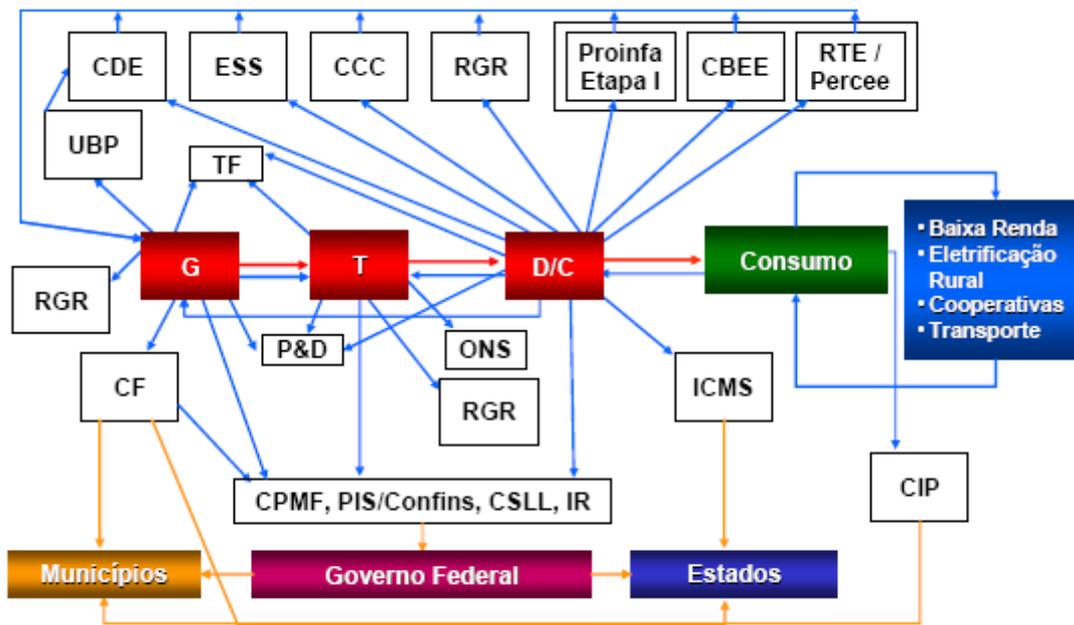


Figura 3.6 Fluxos econômicos do Setor Elétrico.
 Fonte: (PEDROSA, 2005)

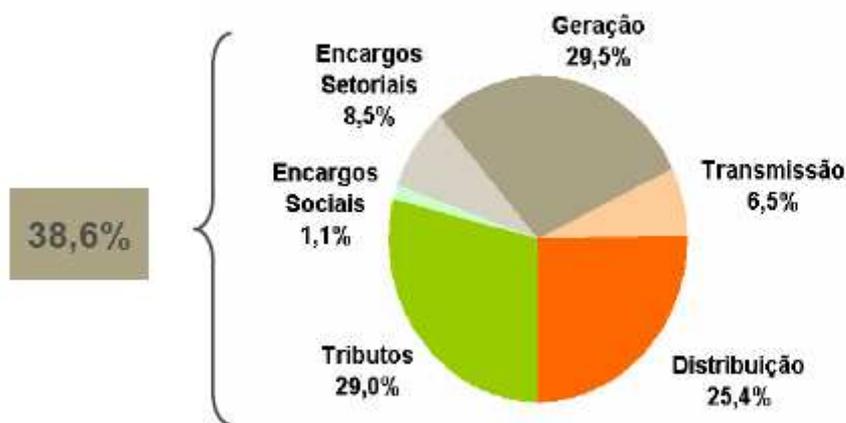


Figura 3.7 Tributos e Encargos: maior parcela da conta de luz.
 Fonte: (CVM, Abradeç, 2005)

Para efeitos de comparação, nas Figuras 3.8 e 3.9 tem-se a composição de uma conta de energia no Reino Unido e em Portugal, respectivamente.

- **Tributos:** 6% da Conta
- **Geração + Transmissão:** 70% da Conta

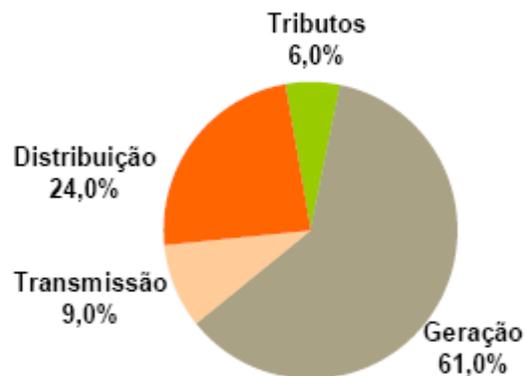


Figura 3.8 Conta de luz Reino Unido: Tributos e Encargos
 Fonte: (Jamab, 2002)

- **Geração + Transmissão:** 72% da Conta

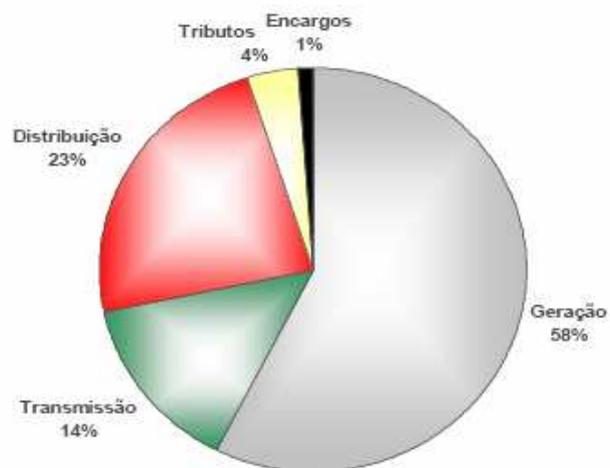


Figura 3.9 Conta de luz Portugal: Tributos e Encargos
 Fonte (Entidade Reguladora de Serviços Energéticos)

Neste conflito de interesses a modicidade tarifária não é vista como prioridade. Assim, é dever da ANEEL buscar o equilíbrio de forma a proteger os consumidores do abuso do poder de mercado, dando aos investidores garantia de rentabilidade adequada desde que atuem de forma eficiente.

Um dos principais problemas enfrentados pelo modelo FHC foi a dificuldade de conter o aumento das tarifas. De 1995, início do governo FHC, até o final de seu segundo mandato em 2002, as tarifas nas classes residencial, industrial, comercial e rural subiram 116%, 81%, 83% e 75% respectivamente, como pode ser visto na Figura 3.10. Esta situação não favorece as propostas de competitividade na indústria de energia elétrica.

No modelo Lula, ações como: a) ampliação da competição na geração, através de leilões pelo critério de menor tarifa; b) garantia do equilíbrio entre a oferta e a demanda por energia, para não onerar o consumidor pela falta ou excesso de energia; c) concessão de licença prévia ambiental a fim de reduzir riscos de investimentos, d) firmar contratos de compra de energia de longo prazo; e e) apropriar custos somente referentes à prestação do serviço; foram inseridas no modelo com vistas a mudar esta situação adversa rumo à diminuição das tarifas.

Pode-se dizer que, apesar de nem todas as ações estarem sendo realizadas a contento, a partir dos dados da Figura 3.10 verifica-se que no primeiro ano do governo Lula (2003/2006) houve um avanço na modicidade tarifária em relação aos dois mandatos de FHC (1995/2002), principalmente no que diz respeito à classe residencial, que sofreu reajuste de 23% contra 116% do governo FHC. Entretanto, para a classe industrial a tarifa foi reajustada em 86%, maior do que o reajuste dos dois mandatos de FHC que ficou em 81%.

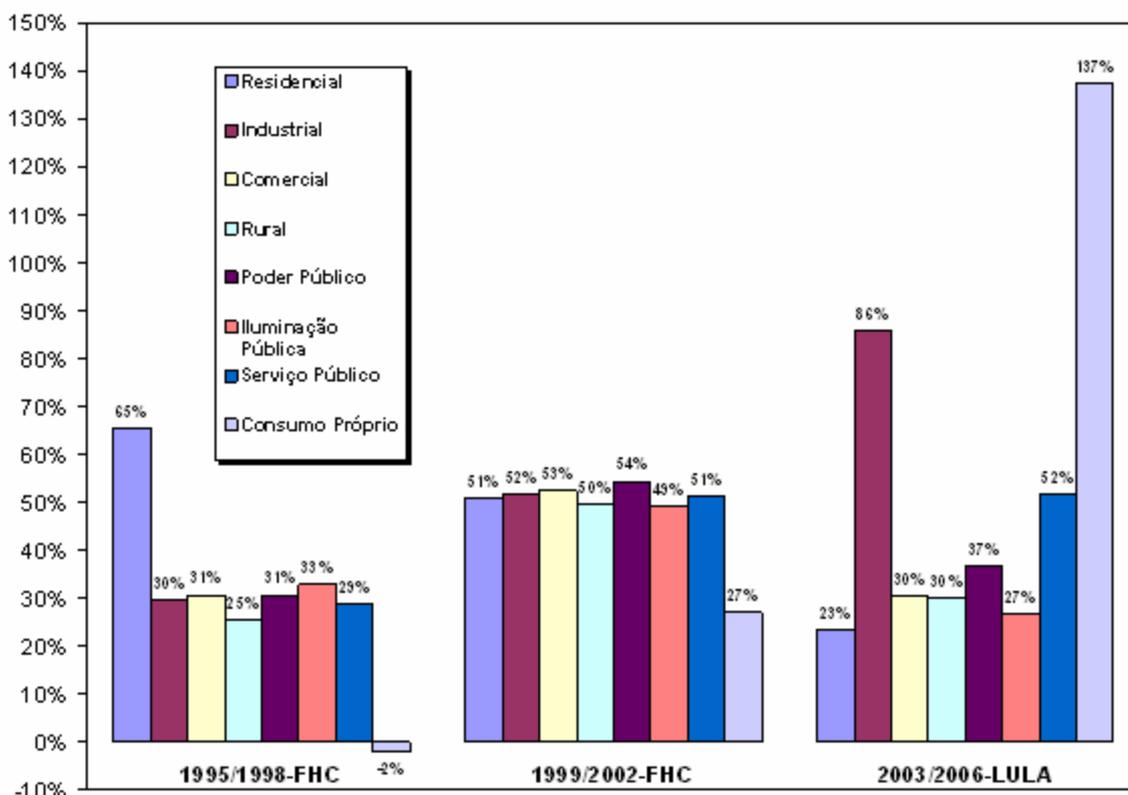


Figura 3.10 Reajustes das tarifas de eletricidade nos governos FHC e LULA
Fonte (ANEEL)

A modicidade tarifária só estará assegurada, na medida em que o governo apresente medidas eficazes para resolver alguns problemas urgentes como:

Política Ambiental: O processo de licenciamento ambiental é bastante moroso, impedindo a construção de várias hidrelétricas necessárias para manter o equilíbrio oferta e demanda, principalmente nos anos 2010 e 2011;

Política tributária, de encargos setoriais e sociais: É necessário que aja uma revisão nos tributos e encargos inseridos na conta de energia, e de subvenções como: CCC, Baixa Renda, Universalização e Energia Alternativa (PROINFA).

3.2.10. Licenciamento ambiental

Outro fator importante na busca da competitividade e da livre concorrência na indústria da energia elétrica é o processo de licenciamento ambiental. Uma vez que a realização de investimentos na expansão do sistema elétrico depende da aprovação dos órgãos de defesa do meio ambiente como, por exemplo, o IBAMA (Instituto Brasileiro

do Meio Ambiente e Recursos Renováveis). Não se tem dúvidas da importância do licenciamento ambiental, pois neste processo além de serem avaliados os impactos da construção de um determinado empreendimento, são estudadas medidas para compensar o seu efeito sobre o meio ambiente. Contudo, este processo deve acontecer de forma transparente de modo a não haver interferência política que muitas vezes buscam interesses particulares e com isso provocam atrasos significativos na instalação de novos projetos de geração importantes para a segurança energética. Na Tabela 3.6, mostra-se dados em MW referentes à previsão de entrada de novas usinas no sistema elétrico brasileiro. Pode-se observar que na grande maioria, existem restrições ambientais para entrada em operação dos empreendimentos.

Tabela 3.6
Previsão de entrada em operação de usinas X restrições ambientais

ANO	2004	2005	2006	2007	2008
✱	2.500,1	3.058,6	2.763,5	438,4	70,0
✱	4.406,9	2.591,9	8.284,3	2.024,4	1.241,6
✱	5.593,2	3.780,1	1.727,4	1.307,6	1.047,7
TOTAL	12.500,2	9.430,6	12.775,2	3.770,4	2.359,3



Não existem restrições para a entrada em operação



Existem restrições para entrada em operação (licenciamento ambiental etc)



Graves restrições para entrada em operação (liminar judicial, inviabilidade ambiental do empreendimento etc)

Para o diretor geral da ANEEL, Jerson Kelman, a escolha de empreendimentos de interesse nacional deve ser feita em quatro dimensões: a ambiental, a social, a econômica e a segurança energética:

A social e ambiental já existem e são conhecidas. A dimensão energética tratará da garantia de o país ter energia elétrica necessária para o bem estar da população e para atividades produtivas, sem as quais não se cria emprego nem se combate a pobreza. A questão energética vai dizer qual é o acréscimo de energia que precisamos para dar segurança ao país, pois sem segurança energética nada acontece. E tem que ter a questão econômica, para dizer o que vai significar ter ou não energia, como vai impactar o PIB, na atração de investimentos, na competitividade, no câmbio, etc. A decisão final de como se fazer é uma decisão

essencialmente política e não técnica. Esse é o cerne da proposta. Não se pode travestir de decisão técnica algo que é político. Trata-se de escolher entre coisas desiguais: cada dimensão tem uma visão e um argumento. Não tem jeito de haver um consenso. Por isso sugiro que essa decisão seja dada por um conselho de alto nível: o Conselho de Defesa Nacional, composto pelo vice-presidente da República, os presidentes da Câmara e do Senado e vários ministros. Estamos falando de um pacto nacional, do Legislativo com o Executivo, que se reúnem e decidem o que é melhor para o país, com base nos argumentos apresentados por cada instância.

Segundo estudos realizados pelo Banco Mundial, estão sendo necessários 39 meses na obtenção de licença prévia para construção de usinas hidrelétricas. Um exemplo disso é a usina de Estreito prevista para entrar em operação em 2010. Após seis anos de análise, o IBAMA emitiu, em dezembro de 2006, a licença de autorização para o início da obra, contudo a Justiça do Maranhão determinou a paralisação da obra devido a supostos impactos sobre uma comunidade indígena situada a 140 km da usina.

De acordo com estudos realizados pela EPE deverá haver um aumento de 31.000 MW na capacidade de geração hidrelétrica instalada. Com isso, será necessária a implantação de 83 novas usinas hidrelétricas até o ano 2015 (16 destas já se encontram na etapa de construção). Na Tabela 3.7, mostra-se a distribuição das usinas hidrelétricas nas diversas regiões hidrográficas.

Tabela 3.7
Evolução da Distribuição das UHEs nas Regiões Hidrográficas
Fonte: EPE

Região Hidrográfica (CNRH 32)	Existente		Planejado		TOTAL	
	UHE Operação	Potência Instalada (MW)	UHE Planejada	Potência Instalada (MW)	UHEs	Potência Instalada (MW)
Amazônica	5	710	8	12.494	13	13.204
Atlântico Norte	-	-	-	-	-	-
Tocantins-Araguaia	5	10.780	14	7.021	19	17.961
Parnaíba	1	225	5	612	6	837
São Francisco	8	10.475	3	642	11	11.117
Atlântico Leste	3	1529	2	480	7	2.009
Atlântico Sudeste	23	2401	9	913	32	3.253
Paraná	52	40.222	29	4.848	81	45.070
Paraguai	6	747	-	-	6	747
Atlântico Sul	7	1.121	4	477	11	1.598
Uruguai	4	2.930	9	3.476	13	6.406
Total	114	71.140	83	30.963	199	102.202

A retomada no crescimento do Brasil, bem como a competitividade na indústria de energia elétrica, requer segurança energética e isso só poderá acontecer na medida em que os empreendimentos de geração possam ser construídos de forma a atender a expansão da demanda. Assim, cabe ao governo interferir neste processo no sentido de garantir a implantação das usinas necessárias ao sistema elétrico brasileiro.

4. CONCLUSÕES

Em 1995 inicia-se o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica no Brasil, uma vez que o modelo baseado no monopólio não estava mais conseguindo assegurar o atendimento da demanda, tendo em vista que os investimentos requeridos não estavam sendo viabilizados por falta de recursos financeiros. Assim, o setor elétrico foi reestruturado procurando estabelecer as bases para a livre concorrência e competitividade num ambiente de mercado elétrico que até então tinha características monopolistas com empresas verticalizadas.

As características relevantes do modelo de mercado elétrico desverticalizado consideram que as tarifas podem ser definidas pelas forças do mercado (desregulamentação), que os investimentos para atender a demanda devem ser realizados adequadamente e no tempo previsto. Nesse contexto a competitividade e livre concorrência deverão estar presentes nos setores de geração e comercialização.

A estruturação da indústria de eletricidade brasileira em linhas gerais segue a tendência internacional de desenvolver um ambiente competitivo e de livre concorrência. Neste sentido, muitas foram às mudanças implementadas com vista atingir este objetivo. Esta reestruturação, de fato, teve início no governo de Fernando Henrique Cardoso, sofrendo modificações na sua concepção original no governo de Luís Inácio Lula da Silva. Entretanto, passados quatro anos da implementação do modelo Lula, verifica-se que várias ações necessitam ser tomadas de modo a privilegiar a livre concorrência e a competitividade na indústria de energia elétrica brasileira.

As regras regulatórias definidas no modelo Lula suspenderam o processo de privatização iniciado no modelo FHC e alteraram a forma de contratação e precificação de energia entre os consumidores livres e os cativos das distribuidoras, de forma a terem tratamentos diferenciados. Os consumidores cativos, representados pelas distribuidoras, adquirem a energia necessária a seu suprimento através de leilões, enquanto os consumidores livres negociam livremente com o fornecedor de sua escolha. Sobre estes leilões de energia realizados pela CCEE ressalta-se que em caso de escassez de energia,

por falta de investimentos necessários em geração, os consumidores livres e as distribuidoras serão obrigados a pagar preços elevados, no mercado de curto prazo, a fim de poder atender toda demanda requerida, neste caso estará comprometida a modicidade tarifária.

Atualmente o mercado não é totalmente livre, pois ainda não é possível a livre comercialização de energia por parte de consumidores com tensão inferior a 69 kV. Esta limitação visa atender ao anseio das distribuidoras que temem uma saída em massa dos consumidores cativos como shopping centers e pequenas indústrias, para o ambiente de livre negociação, pois atualmente além de serem remuneradas pelo serviço de transporte da energia, estas repassam para o consumidor o preço da energia adquirida no ambiente regulado. O fato é que no ambiente de competição, a energia elétrica é vista como uma “commodity”, separando o produto dos serviços de transmissão e distribuição. Por isso, o ideal é que os consumidores paguem às distribuidoras a tarifa referente ao uso do fio e à empresa geradora ou comercializadora a energia em si, como já acontece em muitos países, onde o consumidor recebe duas contas distintas.

Existe um forte indício (alto risco) que entre os anos 2010 e 2011, o Brasil tenha que conviver com um novo apagão basta analisar os estudos realizados pelo Instituto Acende Brasil que utiliza em suas projeções de cenários dados dos órgãos ligados à indústria de energia elétrica como ONS, EPE e ANEEL. Esses estudos foram simulados com o software computacional RISK desenvolvido por pesquisadores experientes em desregulamentação e planejamento de mercados elétricos internacionais. Por isso, é necessário que o governo tome uma atitude agressiva para resolver, por exemplo, o problema de falta de obras de geração, pois a sua omissão agora trará, no futuro, sérios problemas à sociedade que poderá pagar um custo alto pela implementação de soluções emergenciais para conter o apagão e diminuir os problemas decorrentes de um racionamento de energia.

Esta situação impõe a retomada imediata dos investimentos em geração, principalmente usinas hidrelétricas consideradas prioritárias pelo próprio governo, que esbarram no licenciamento ambiental. Esse processo carece no mínimo de agilidade e respeito às normas da Instrução Normativa 65/2005, que estabelece o procedimento de licenciamento ambiental.

Um dos principais motivos para o estabelecimento de um ambiente competitivo e de livre concorrência é a busca da modicidade tarifária. Neste sentido, há muito que ser feito pelo modelo Lula, pois a política de concessão de subsídio do governo, acompanhada dos tributos e encargos setoriais torna-se um peso na composição das tarifas, não favorecendo o interesse dos consumidores.

É fato que, do modelo FHC até o modelo Lula, muitas foram às medidas tomadas em prol da reestruturação da indústria da energia elétrica brasileira, contudo, esta tarefa ainda não está concluída e necessita que estudiosos do meio acadêmico e especialistas do setor elétrico, trabalhem no desenvolvimento de aspectos institucionais e regulatórios de modo que se construa um “modelo Brasil”, desvinculado de interesses político-eleitorais onde estejam garantidas: - a expansão da capacidade geradora da indústria, favorecendo com isso, o crescimento econômico do país; - a ampliação do mercado livre para os consumidores residenciais; - a modicidade tarifária; e a universalização da energia elétrica.

Pelo que indica a experiência internacional, a comercialização precisa ser competitiva a nível de todos os usuários¹.

¹ No Reino Unido desde 2001, 10 agentes comercializadores disputam os consumidores finais. Na União Européia em junho de 2007 foi liberalizada a comercialização de energia para os consumidores finais baseada na competitividade (Gás e Eletricidade).

ANEXOS

ANEXO A

Modelos do setor elétrico brasileiro

Na Tabela A.1 são listadas as diferenças entre os três modelos já aplicados no sistema elétrico brasileiro, estando em vigor o modelo instituído em 2004.

Tabela A.1 Comparação entre os modelos do setor elétrico brasileiro.

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
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 Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	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: Site Internet da CCEE

ANEXO B

O Sistema Elétrico Interligado Nacional

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema hidrotérmico com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários formados por empresas distribuídas pelas regiões Sul, Sudeste, Centro Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Os sistemas isolados representam apenas 3,4% da capacidade de produção de energia elétrica do país e estão localizados principalmente na região amazônica. Na Tabela B.1 tem-se valores relacionados com a capacidade instalada do Brasil, os quais são maiores que os valores no SIN, mostrados na Tabela B.2.

Tabela B.1

Parque gerador existente em dezembro/2005 no Brasil (MW)

Fonte	Capacidade Instalada (MW)
Hidrelétrica	69.631
Termelétrica	19.770
Nuclear	2.007
PCH	1.330
Subtotal	92.738
Interligação com a Argentina	2.178
Parcela de Itaipu da ANDE	5.600
Total	100.516

Fonte: Plano decenal 2006-2015

Tabela B.2

Parque gerador existente no Sistema Interligado Nacional em dezembro/2005 no Brasil

Fonte	Capacidade Instalada (MW)
Hidrelétrica	68.637
Termelétrica	12.407
Nuclear	2.007
Outras fontes	2.899
Subtotal	85.950
Interligação com a Argentina	2.178
Parcela de Itaipu da ANDE	5.600
Total	93.728

Fonte: Plano Decenal 2006-2015

O sistema Interligado Nacional é dividido nos seguintes subsistemas elétricos:

- Sudeste/ Centro-Oeste: Compreendendo os estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul;
- Sul: Compreendendo os estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- Nordeste: compreendendo os estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia;
- Norte: Compreendendo os estados do Pará, Tocantins e Maranhão.

As interligações dessas regiões possibilitam a otimização energética das bacias hidrográficas, com o aproveitamento da sua diversidade hidrológica.

Em 1998 os subsistemas SE/CO e S foram interligados ao subsistema N/NE por uma linha de transmissão em 500 kV com 1.000 km de extensão e capacidade para transmitir 1.000 MW. Seus terminais encontram-se nas subestações Imperatriz (MA) e Serra da Mesa (Goiás). Esta interligação foi reforçada com a construção do segundo circuito Imperatriz/Serra da Mesa e de uma nova linha de transmissão ligando as subestações de Imperatriz e a região metropolitana de Salvador (BA).

Os subsistemas Norte e Nordeste foram interligados pelas linhas de transmissão em 500 kV Presidente Dutra - Boa Esperança e Presidente Dutra – Teresina – Sobral – Fortaleza C1 e C2. Esta interligação será reforçada com a construção da linha em 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho, já licitada, com previsão de entrada em operação em maio/2007.

Fontes de Energia

Hidreletricidade

“A fonte hidrelétrica se constitui numa das maiores vantagens competitivas do país, por se tratar de um recurso renovável e com possibilidade de ser implementado pelo parque industrial brasileiro com mais de 90% (noventa por cento) de bens e

serviços nacionais. Além do mais, ao possuir uma das mais exigentes legislações ambientais do mundo, é possível ao Brasil garantir que as hidrelétricas sejam construídas atendendo aos ditames do desenvolvimento sustentável.” [Plano Decenal 2006-2015]

Termeletricidade a Biomassa

“No Brasil, existe um potencial expressivo para geração de energia elétrica a partir de biomassa, a chamada “Bioeletricidade”, produzida especialmente a partir de resíduos da indústria sucroalcooleira, sobretudo o bagaço de cana de açúcar. A exploração deste potencial traz benefícios para o meio ambiente, por se tratar de uma fonte de energia renovável (bagaço e palhas da cana de açúcar), além de contribuir para a modicidade tarifária, por se tratar de uma geração termelétrica de baixo custo, com tecnologia dominada, e que pode ser disponibilizada em prazos relativamente curtos, com equipamentos fabricados no país.” [Plano Decenal 2006-2015]

“Embora a oferta desta biomassa seja sazonal, como o período natural de safra da cana de açúcar (maio – novembro no Sudeste) coincide com o período de estiagem na região Centro-Sul, esta geração termelétrica pode complementar adequadamente a geração do parque hidrelétrico existente no país. Outra vantagem é que grande parte deste potencial localiza-se próximo aos grandes centros de consumo, acarretando baixos custos de transmissão e/ou conexão às redes de distribuição em baixa tensão (BT).” [Plano Decenal 2006-2015]

Termeletricidade a Carvão Mineral

O Brasil possui importantes reservas de carvão mineral, de cerca de 32 bilhões de toneladas, localizadas em sua maior parte (89%) no Rio Grande do Sul, nas regiões de Candiota, Baixo Jacuí e litoral. Tais reservas, se utilizadas apenas em 50% para geração de energia elétrica e se a sua extração for efetuada com rendimento mínimo de 50%, seriam suficientes para suprir termelétricas que totalizem 20.000 MW, durante 100 anos. Na região sul do Brasil, também já existe em operação um importante parque de usinas termelétricas a carvão mineral, conforme mostrado na Tabela B.3. (Plano Decenal 2006-2015)

Tabela B.3
Usinas termelétricas a Carvão Mineral em operação

Usina	Empresa	Município	UF	Potência (MW)
São Gerônimo	CGTEE	São Gerônimo	RS	20
P. Médice – A/B	CGTEE	Candiota	RS	446
Figueira I	CGTEE	Figueira	PR	20
Jorge Lacerda A	Tractebel	Capivari de Baixo	SC	232
Jorge Lacerda B	Tractebel	Capivari de Baixo	SC	262
Jorge Lacerda IV	Tractebel	Capivari de Baixo	SC	363
Charqueadas	Tractebel	Capivari de Baixo	SC	72
Total				1.415

Fonte: Plano Decenal 2006-2015

Pequenas Centrais Hidrelétricas

“As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), caracterizadas por possuírem potência instalada entre 1.000 kW e 30.000 kW, com reservatórios de área não superior a 3 km² para a cheia centenária, representam um tipo de expansão hidráulica amplamente utilizado. A atratividade destas usinas fundamenta-se, principalmente, por suas características de menor impacto ambiental, menor volume de investimentos, prazo de maturação mais curto e tratamento diferenciado por parte da regulamentação vigente. Nesse sentido, uma característica das PCHs é a dispensa de licitação para obtenção da concessão, bastando o empreendedor obter autorização da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Outras características atrativas são: a isenção de pagamento de Uso de Bem Público (UBP), taxa de compensação financeira aos Estados e Municípios; a isenção da obrigação de aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico; a isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos; a possibilidade de comercializar de imediato a energia elétrica produzida com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e a redução de no mínimo 50% no pagamento dos encargos por uso das redes de transmissão e distribuição. Atualmente, existem no Brasil 253 PCHs em operação, somando 1.277 MW ao sistema interligado nacional.” [Plano Decenal 2006-2015]

Termeletricidade a Gás Natural

“Entre as fontes de recursos para produção de energia primária que compõem a matriz energética brasileira, o gás natural foi a de maior crescimento percentual, passando de 5,5 % em 1989, para 8,9 % em 2004. O deslocamento de combustíveis fósseis líquidos, com acentuadas características poluidoras, trouxe melhorias ao meio ambiente, principalmente em regiões industriais de grande concentração urbana ou nas cidades em que ocorreu maior inserção dos veículos automotivos a gás natural. Outra vantagem importante foi a melhoria nos processos e produtos de alguns segmentos industriais que requerem energia de queima mais eficiente e limpa. O crescimento da termogeração a gás natural também trouxe benefícios importantes ao sistema elétrico do país, tanto em termos energéticos, para aumentar as garantias do sistema gerando eletricidade quando há maiores riscos de geração hidrelétrica futura, quanto em termos de estabilidade do sistema elétrico, pois as termelétricas a gás natural podem ser instaladas próximas ou nos centros de carga, onde podem atuar na estabilização dos níveis de tensão.” [Plano Decenal 2006-2015]

Cogeração a Gás Natural

“A cogeração pode ser definida como a produção simultânea de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. O processo mais comum de cogeração é a produção de eletricidade e energia térmica (calor e/ou frio), a partir do uso de gás natural, biomassa ou outro energético. Com relação ao estágio atual de utilização desta tecnologia no Brasil, segundo registros da ANEEL, em 2005 havia 46 centrais de cogeração em operação, totalizando 958 MW, sendo 22 a gás natural, com capacidade instalada total de 285 MW.” [Plano Decenal 2006-2015]

Energia Eólica

“O desenvolvimento da energia eólica, no Brasil, tem ocorrido de forma gradual e consistente e está em consonância com a diretriz do Governo Federal de diversificação da Matriz Energética, bem como valorizando as características e potencialidades regionais na formulação e implementação de políticas energéticas. O potencial eólico brasileiro para aproveitamento energético tem sido objeto de estudos e inventários desde

a década de 1970, que culminaram com a publicação, em 2001, do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. O Atlas apontou a existência de áreas com regimes médios de vento, propícios a instalação de parques eólicos, principalmente nas regiões Nordeste (144 TWh/ano), e Sul e Sudeste do país, (96 TWh/ano).” [Plano Decenal 2006-2015]

No plano de obras decenal não é considerada a energia solar a qual pode representar uma fonte renovável importante no setor.

APÊNDICES

APÊNDICE A

Glossário do Setor Elétrico

Acordo de Mercado

Contrato multilateral de adesão homologado pela Resolução ANEEL nº 18, de 28 de janeiro de 1999.

Agente do Mercado

Pessoa física ou jurídica, ou empresas reunidas em consórcio, que atue na geração, comercialização, importação ou exportação de energia elétrica, bem com os consumidores livres, conforme disposto na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que participam no MAE.

Alta-Tensão

Toda tensão maior ou igual a 69.000 Volts (69kV). Geralmente, estas tensões são utilizadas para o transporte de energia elétrica do centro gerador para o centro consumidor.

ANEEL

Agência Nacional de Energia Elétrica: Organismo de Estado, independente do Governo, responsável por toda a regulamentação do setor e pelo equilíbrio entre os interesses e as necessidades dos clientes e das empresas.

Ano hidrológico

Período de um ano (doze meses) do histórico de vazões.

Ano Seco

Ano baseado em critérios estatísticos, em que o curso de água tem aflúências inferiores à média.

Ano úmido

Ano baseado em critérios estatísticos, em que curso de água tem aflúências superiores à média.

Assembléia geral do MAE

Órgão deliberativo superior do MAE.

Auditor do Sistema de Contabilização e Liquidação

Empresa independente, reconhecida publicamente, responsável pela auditoria do Sistema de Contabilização e Liquidação.

Bacia Hidrográfica

Área de influência de um curso d'água principal e de seus afluentes.

Baixa Tensão

Toda tensão inferior a 69.000 volts (69kV). Geralmente, essas tensões são utilizadas para a distribuição da energia elétrica.

Câmara de Arbitragem do MAE

Entidade destinada a estruturar, organizar e administrar processo alternativo de solução de conflitos, de âmbito específico, por meio de arbitragem, mediante seleção, credenciamento, treinamento e indicação de árbitros, bem como regulamentar e criar a infra-estrutura necessária para decidir sobre os respectivos processos.

Capacidade Instalada

Potência máxima em regime contínuo para a qual a instalação foi projetada. Normalmente vem indicada nas especificações fornecidas pelo fabricante e na chapa afixada nas máquinas.

Carga de base

Limite mínimo de energia consumida em qualquer horário/dia de atendimento.

Carga de Ponta

(Peak Load) Quantidade de energia consumida no horário de pico do atendimento (normalmente, entre 18h e 22h).

Carga Instalada

(Installed Load) Soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).

Carga Leve / Mínima

(Light Load / Minimum Load) Denominação dada ao consumo de energia elétrica na madrugada. É a parte da curva de carga onde são registrados os menores consumos de energia elétrica do dia.

Carga Pesada

(Heavy Load) Denominação dada ao consumo de energia elétrica que compreende o período do final da tarde (em torno das 20h, aproximadamente). É a parte da curva de carga onde são registrados os maiores consumos de energia elétrica do dia.

CBEE

Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) - (Emergency Power Brazilian Trader). Empresa Pública tem com os objetivos de: aumento da oferta de energia no curto prazo; garantia energética quanto aos riscos hidrológicos; assegurar a transição do novo modelo elétrico; garantir a infra-estrutura de energia elétrica para o desenvolvimento sócio-econômico. Prazo de existência da CBEE até 30/06/2006. São de competência da CBEE: a aquisição, o arrendamento e a alienação de bens e direitos, a celebração de contratos e a prática de atos destinados a: I – viabilização do aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica de qualquer fonte em curto prazo; e II - superação da crise de energia elétrica e ao reequilíbrio de oferta e demanda de energia elétrica.

CCC

Conta de Consumo de Combustível (CCC) - relativa a custeio de combustível termelétrico.

CCEAR

Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Começou a operar em 10 de novembro de 2004 - regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, sucedendo ao Mercado Atacadista de Energia (MAE). É uma associação civil integrada pelos agentes das categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização, a instituição desempenha papel estratégico para viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres. A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas externamente, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica). As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

CCPE

Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico: Órgão do governo vinculado ao Ministério de Minas e Energia que avalia as necessidades de expansão do sistema elétrico a médio e longo prazos.

CDE

Conta de Desenvolvimento Energético, instituída pela Lei 10.438/02 para financiar o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa) e parte dos projetos de universalização dos serviços de eletricidade.

CGSE

Câmara de Gestão do Setor Elétrico

Classe de Consumo

(Consumption, classes of) Designação de grupos de consumidores para enquadramento do fornecimento de energia elétrica realizado a unidades de consumo, classificadas como: Residencial, Industrial, Comercial Serviços e Outras Atividades, Rural, Poder Público fundações de direito público, autarquias, órgãos da União, Estado ou Município, Iluminação Pública, Serviço Público (tração elétrica, água esgoto e saneamento), Consumo Próprio (prédios das concessionárias de serviço público de eletricidade, canteiros de obras, usinas).

CMSE

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. O CMSE é um órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

CNPE

Conselho Nacional de Política Energética. O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso país. É também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

Cogeração

Produção de energia elétrica e térmica simultaneamente a partir de uma fonte de combustível. Exemplos típicos: 1) Uma caldeira produz vapor de alta pressão (podendo utilizar óleo, gás e/ou biomassa) que é entregue a um turbogerador que produz eletricidade entregando o vapor a baixa pressão para utilização no processo. 2) Um turbogerador (tipicamente a gás) gera eletricidade e o calor de sua exaustão é utilizado por uma caldeira de recuperação para produzir vapor a ser utilizado no processo. Os investimentos em plantas de cogeração costumam ser da ordem de US\$ 1000 por KW instalado e o preço da energia gerada pode ser adotado, para uma primeira avaliação, em US\$ 50 por MWh e US\$ 10 por tonelada de vapor incluindo-se todos os custos operacionais, depreciação e remuneração do capital.

Composição do potencial hidrelétrico brasileiro

O valor do potencial hidrelétrico brasileiro é composto pela soma de três parcelas: o que está em operação, o que está em construção e o que está em inventariado – sendo que a parcela do inventariado inclui inventário, projetos de viabilidade e projetos básicos.

Concessionária ou permissionária

Agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de energia elétrica.

Consumidor

Qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária ou permissionária e aprovado pela ANEEL.

Consumidor cativo

Consumidor que adquire energia de concessionária ou permissionária a cuja rede esteja conectado e segundo tarifas regulamentadas.

Consumidor Livre

Consumidor de energia que pode escolher sua empresa fornecedora e gerenciar suas necessidades da maneira mais conveniente, levando em conta preços, produtos e qualidade de serviços. Desde 2000, todos os consumidores com demanda superior a 3 MW e tensão maior que 69 kV são considerados clientes livres, mantidos os pré-requisitos dos contratos bilaterais vigentes. Consumidores que iniciaram suas atividades após a promulgação da lei e ligada em alta tensão, já são clientes livres, independentemente das suas variações em demanda de energia.

Consumo de energia elétrica

Quantidade de potência elétrica (kW) consumida num intervalo de tempo, sendo a unidade mais utilizada o (kWh) ou em pacotes de 1000 unidades (MWh).

Consumo Médio

Uma usina de 100 MW de potência entrega 36.000.000 kWh/mês (100 X 1.000 kWh por MWh X 24 horas X 30 dias X 50% de fator de carga). Considerando que a conta média residencial brasileira é de 150 kWh/mês, uma usina de 100 MW de potência atende a uma população residencial de 240.000 consumidores (36.000.000 / 150 = 240.000).

Conta de energia elétrica

Documento apresentado mensalmente a cada período de faturamento, à unidade consumidora, contendo os seguintes dados de forma genérica para exemplificar tanto unidades atendidas em baixa tensão, como, as em alta tensão: data de vencimento, data de leitura, código do cliente, consumo de energia ativa e reativa do mês, demanda máxima de potência registrada, fator de potência, histórico de consumo dos últimos 12 meses, espaço reservado para mensagens e informações, período de consumo, número do medidor, valor do tributo a ser recolhido, valor total a pagar, etc.

Contabilização do MAE

Processo de apropriação e registro das transações com energia elétrica entre os agentes que participam do MAE, determinando, em intervalos temporais definidos, a situação de cada agente (comprador e/ou vendedor) na condição de credor ou devedor no referido no Mercado.

Contrato de adesão

Instrumento contratual com cláusulas vinculadas às normas e regulamentos aprovados pela ANEEL, não podendo o conteúdo das mesmas ser modificado pela concessionária ou consumidor, a ser aceito ou rejeitado de forma integral.

Contrato de fornecimento

Instrumento contratual em que a concessionária e o consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo "A" ajustam as características técnicas e as condições comerciais do fornecimento de energia elétrica.

Contrato de uso e de conexão

Instrumento contratual em que o consumidor livre ajusta com a concessionária as características técnicas e as condições de utilização do sistema elétrico local, conforme regulamentação específica.

Contratos Bilaterais

São contratos de compra e venda, negociados livremente entre as partes, refletindo as expectativas de ambas, em relação às condições futuras do mercado. Ao registrarem um contrato bilateral no MAE os negociadores evitam as incertezas da variação do preço Spot.

Contratos Iniciais

São contratos bilaterais de longo prazo firmados entre empresas geradoras e distribuidoras de energia, com preços fixados pela ANEEL no início da reestruturação do Setor. São os instrumentos da transição entre o regime anterior de preços administrados e o regime de preços negociados entre os agentes de mercado.

CRC

Conta de Resultados a Compensar. Até 1993, as empresas do setor elétrico tinham garantia de remuneração anual de 10% a 12% sobre seus investimentos. Mas, para combater a inflação, o governo passou a segurar reajustes de tarifas, reduzindo assim os resultados das distribuidoras. Com isso, elas passaram a ter direito a compensações, lançadas na Conta de Resultados a Compensar (CRC). Com o desmoronamento das finanças públicas na década de 80, o governo não tinha como quitar esses créditos das empresas, e as distribuidoras passaram a não ter como pagar seus devedores, principalmente as geradoras de eletricidade. Isso provocou um calote generalizado no setor elétrico, que foi resolvido com o encontro de contas de 1993, promovido pela lei 8.631/93, conhecida como "Lei Eliseu Resende". Para tentar evitar que as perdas do Tesouro Nacional com o encontro de contas do setor elétrico ficasse muito acima de US\$ 20 bilhões, o governo federal aplicou um redutor nos créditos da conta, antes de fazer o encontro de contas. Na maioria dos Estados, os 75% que sobraram da CRC foram suficientes para quitar as dívidas das distribuidoras de energia estaduais.

Custos Gerenciáveis

Vide definição de Parcela B.

Custos Não-Gerenciáveis

Vide definição de Parcela A.

CVA

Conta de Variação dos Itens da Parcela A. Criada para represar por doze meses os impactos negativos ou positivos da variação cambial nos custos não-gerenciáveis das tarifas. A conta é atualizada anualmente pela taxa Selic.

DEC

Duração equivalente de interrupção por unidade

Demanda

Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.

Demanda Contratada

Demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

Demanda contratada fora de ponta

Valor da demanda contratada para o horário fora de ponta.

Demanda contratada ponta

Valor da demanda contratada para o horário de ponta.

Demanda de ultrapassagem

Parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada, expressa em quilowatts (kW).

Demanda faturável

Valor da demanda de potência ativa, identificando de acordo com os critérios estabelecidos e considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).

Demanda instantânea MW

Demanda requerida num determinado instante.

Demanda máxima fora de ponta

Maior valor de demanda verificado durante o horário de ponta.

Demanda máxima ponta

Maior valor de demanda verificado durante o horário de ponta.

Demanda média

Relação entre a quantidade de energia elétrica utilizada durante um período de tempo definido e esse mesmo período.

Demanda Medida

Maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

DIC

Duração de interrupção individual por unidade Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

DMIC

Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.

Eletricidade

Eletricidade é uma energia derivada que pode ser produzida a partir da maioria das formas energéticas. O mais importante processo da sua produção consiste em recorrer a um gerador ou alternador que converte a energia mecânica fornecida por um processo térmico ou por uma turbina hidráulica. Na maioria das suas aplicações, a eletricidade é uma energia de rede que deve ser produzida no momento do seu consumo.

Energia Armazenada

Energia equivalente de água armazenada em um reservatório acima da cota mínima normal.

Energia Assegurada

Referente a cada usina hidrelétrica, constitui o seu limite de contratação. Trata-se da fração a ela alocada da energia assegurada global do sistema. Esta alocação da energia assegurada e suas revisões são propostas em conjunto pelo ONS e o planejamento setorial, sendo homologadas pela ANEEL. Decreto no 2.655, de 2 de julho de 1998.

Energia elétrica ativa

Energia elétrica que pode ser convertida em outra forma de energia, expressa em quilowatts-hora (kWh).

Energia elétrica reativa

Energia elétrica que circula continuamente entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-reativo-hora (kvarh).

Energia hidráulica

A utilização da energia cinética e potencial das águas pela humanidade remonta a tempos imemoriais, já que desde sempre se instalaram variados dispositivos nas margens e nos leitos dos rios. Foi, porém, no século XIX que o aproveitamento dessa forma de energia se tornou mais atraente do ponto de vista econômico, pois, com a invenção dos grupos geradores de energia elétrica e a possibilidade do transporte de eletricidade a grandes distâncias, se conseguiu obter um elevado rendimento econômico desse aproveitamento.

EPE

Empresa de Pesquisa Energética. Instituída pela Lei nº 10.847/04 e criada pelo Decreto nº 5.184/04, a EPE é uma empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

ESS

O Encargo de Serviços do Sistema consiste basicamente num valor em R\$/MWh correspondente à média dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado, e que não estão incluídos no preço MAE. Este valor é pago por todos os agentes de consumo do MAE, na proporção do consumo medido correspondente, contratado ou não. Em mercados energéticos consolidados, os custos normalmente incluídos no ESS são: - Restrições de operação - Capacidade adicional - Serviços Ancilares - Testes de disponibilidade - Ofertantes de redução de carga - Aplicação de penalidades.

Estrutura tarifária

Conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento.

Estrutura tarifária convencional

Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

Estrutura tarifária horo-sazonal

Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, conforme especificação a seguir: a) Tarifa Azul: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. b) Tarifa Verde: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência. c) Horário de ponta (P): período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, “Corpus Christi”, dia de finados e os demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico. d) Horário fora de ponta (F): período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta. e) Período úmido (U): período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte. f) Período seco (S): período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

Faixa Capacitiva

Período diário de 6 horas consecutivas, compreendido, a critério da Concessionária, entre 23h30 e 06h30.

Faixa Indutiva

Período diário complementar ao definido para a faixa capacitativa.

Fator de capacidade

Relação entre a carga própria de energia e a capacidade instalada de uma instalação ou conjunto de instalações.

Fator de Carga

Reflete a capacidade de entrega de energia de uma fonte geradora. Exemplo: uma usina de 100 MW de potência entrega 36.000.000 kWh/mês se seu fator de carga for de 50% (100 X 1.000 kWh por MWh X 24 horas X 30 dias X 50% de fator de carga). Considerando que a conta média residencial brasileira é de 150 kWh/mês, uma usina de 100 MW de potência atende a uma população residencial de 240.000 consumidores (36.000.000 / 150 = 240.000)

Fator de demanda

Razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado e a carga instalada na unidade consumidora.

Fator de Potência

É a relação entre a energia ativa e a energia reativa para cada unidade consumidora. O fator de potência indica qual a porcentagem da energia total fornecida que é efetivamente utilizada como energia ativa. Assim, o fator de potência mostra o grau de eficiência do uso dos sistemas elétricos. Valores altos de fator de potência (próximos a 1,0) indicam uso eficiente da energia elétrica, enquanto fatores baixos indicam seu mau aproveitamento, além de representar uma

sobrecarga para todo sistema elétrico. O fator de potência máximo autorizado pela resolução 456 da ANEEL é de 0,92. Ou seja, clientes que tenham fator de potência menores terão sua energia e/ou demanda reativa excedentes cobradas em conta. Os principais fatores para um baixo fator de potência são: motores e transformadores operando "em vazio" ou com pequenas cargas, motores e transformadores superdimensionados, máquinas de solda, lâmpadas de descarga (fluorescentes, vapor de mercúrio, vapor de sódio) sem reatores de alto fator de potência. A instalação de bancos de capacitores pode reduzir o excedente em até 100%.

Fator de potência mínima diário

Menor valor do fator de potência verificado no período de 0h e 24h, diariamente.

Fatura de energia elétrica

Nota fiscal que apresenta a quantia total que deve ser paga pela prestação do serviço público de energia elétrica, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes.

FEC

Frequência equivalente de interrupção por unidade. Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

FIC

Frequência equivalente de interrupção individual por unidade. Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora.

Grupo A

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo nos termos definidos no art. 82, caracterizado pela estruturação tarifária binômia e subdividido nos seguintes subgrupos: a) Subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; b) Subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; c) Subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV; d) Subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV; e) Subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; f) Subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo em caráter opcional.

Grupo B

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste Grupo nos termos definidos nos arts. 79 a 81, caracterizado pela estruturação tarifária monômia e subdividido nos seguintes subgrupos: a) Subgrupo B1 - residencial; b) Subgrupo B1 - residencial baixa renda; c) Subgrupo B2 - rural; d) Subgrupo B2 - cooperativa de eletrificação rural; e) Subgrupo B2 - serviço público de irrigação; f) Subgrupo B3 - demais classes; g) Subgrupo B4 - iluminação pública.

Grupos Geradores

Equipamentos destinados à produção de energia elétrica a partir de diesel, óleo pesado ou gás. São usados em caso de emergência (interrupção do fornecimento de energia pela concessionária) ou nos horários em que a tarifa da concessionária é maior que o seu custo de geração.

Horário de Ponta

Período definido pela Concessionária e composta de 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, dia

de Finais e os demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico.

Horas fora de ponta

Período composto do conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

ICMS

Tributo de competência dos Governos Estaduais e do Distrito Federal, previsto no parágrafo 3º do artigo 155 da Nova Constituição Federal. O ICMS é cobrado de forma diferenciada na conta de energia elétrica no território brasileiro. Cada Estado da Federação definiu um valor de alíquotas que são aplicados às diferentes classes de consumidores. A energia elétrica está sujeita à incidência do ICMS por ser considerada uma mercadoria. O ICMS incide sobre o fornecimento de energia elétrica e é devido por alíquotas aplicáveis sobre o importe da conta. Na classe residencial, a aplicação da alíquota é de acordo com o consumo mensal. O ICMS é calculado sobre o importe da conta de energia, segundo a seguinte fórmula: $ICMS = (I \times A) / (100 - A)$ onde I= importe da conta em R\$ e A= alíquota do ICMS No Estado de São Paulo, o ICMS sobre energia elétrica foi instituído pela Lei Estadual no. 6374, de 01/03/89, com alíquotas de: 18% para as classes industrial, comercial, poder público, iluminação pública, consumo próprio. Isenção para a classe residencial com consumo de até 50 kWh, 12% para consumo no intervalo de $51 < \text{consumo} \leq 200$ kWh, 25% para consumo > 200 kWh.. 18% para unidades rurais ligadas sem Inscrição Estadual, 12% para unidades rurais ligadas com Inscrição Estadual, 18% para Serviço Público subclasses água, esgoto, saneamento e Serviço Público Municipal, 12% para Serviço Público subclasses tração elétrica urbana e ferroviária. O "Total da Conta" de energia elétrica - é o resultado do Importe + ICMS apurados. O "Importe" - é a parcela da conta de energia elétrica resultado da aplicação das tarifas respectivas (de demanda e consumo), sobre a demanda faturável e o consumo total medido, ou seja, $(kW \times R\$) + (kWh \times R\$)$.

Indicador de continuidade

Representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico, utilizada para a mensuração da continuidade apurada e análise comparativa com os padrões estabelecidos.

Instalação elétrica

Conjunto de obras de engenharia civil, edifícios, máquinas, aparelhos, linhas e acessórios que servem para a produção, conversão, transformação, transporte, distribuição e utilização de energia elétrica.

IRT

Índice de Reajuste Tarifário

Linha

Conjunto de condutores, isoladores e acessórios, usado para o transporte ou distribuição de eletricidade.

Linha de distribuição

Equipamentos elétricos utilizados para a distribuição da energia elétrica aos seus consumidores finais, operando com baixas tensões.

Linha de transmissão

Equipamentos elétricos utilizados para o transporte de energia elétrica entre o centro gerador e o centro consumidor, operando com altas tensões.

Liquidação

Processo de compensação financeira dos débitos e créditos contabilizados no âmbito do MAE, referentes à compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo.

MAE

Mercado Atacadista de Energia Elétrica: Entidade privada formada pelos agentes do mercado atacadista. Seu objetivo é o de definir as regras e procedimentos comerciais, incluindo representantes de todos os segmentos desse mercado. (O Governo Federal recentemente determinou alterações ainda não detalhadas no MAE).

Medidas de frequência

Hertz = Hz

Medidas de potência

Watt = W kilowatt = kW (1.000 x 1 W) Megawatt = MW (1.000.000 x 1 W) Gigawatt = GW (1.000.000.000 x 1 W)

Medidas de potência por unidade de tempo

kWh = consumo ou produção de 1 kW durante 1 hora. MWh = consumo ou produção de 1 MW durante 1 hora. GWh = consumo ou produção de 1 GW durante 1 hora. kWmês = consumo ou produção de 1 kW durante 1 mês. MWmês = consumo ou produção de 1 MW durante 1 mês. GWmês = consumo ou produção de 1 GW durante 1 mês. kWano = consumo ou produção de 1 kW durante 1 ano. MWano = consumo ou produção de 1 MW durante 1 ano. GWano = consumo ou produção de 1 GW durante 1 ano.

Medidas de tensão

Volt = V kiloVolt = kV (1.000 x 1V)

Mercado de curto prazo

Segmento do MAE onde é transacionada a energia elétrica não contratada bilateralmente, as eventuais sobras de contratos bilaterais de compra de energia elétrica firmados pelos agentes da Categoria Consumo e as insuficiências em relação aos contratos bilaterais de venda de energia elétrica de responsabilidade dos agentes da Categoria Produção.

Metas de continuidade

Padrões estabelecidos pela ANEEL, para os indicadores de continuidade, a serem respeitados mensalmente, trimestralmente e anualmente, para períodos preestabelecidos.

MME

Ministério de Minas e Energia.

Modalidades tarifárias

Tipos de tarifas reguladas pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, classificadas em tarifas horosazonais, caracterizadas por apresentarem preços diferenciados de demanda e consumo de energia elétrica de acordo com as horas do dia (ponta e fora de ponta) e os períodos do ano (seco e úmido). Tarifa Azul: caracterizada pela aplicação de preços diferenciados de demanda e consumo de energia elétrica para os horários de ponta e fora de ponta e para os períodos seco e úmido. Tarifa Verde: caracteriza-se pela aplicação de um preço único de demanda, independente de horário e período e preços diferenciados de consumo, de acordo com as horas do dia e períodos do ano.

Modulação de consumo

O índice de modulação de consumo é a relação do consumo na ponta sobre o consumo total: $(CP / CT) * 100$ O Índice de modulação de consumo pode variar em condições ideais

aproximadamente entre 0 e 11%. O preço médio da energia elétrica (R\$/MWh) se reduz na medida em que se decresce o índice de modulação de consumo até 0%.

MRE

Mecanismo de Realocação de Energia Mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam seus participantes, decorrentes particularmente dos efeitos da otimização centralizada do sistema sobre os níveis de geração de cada usina.

ONS

Operador Nacional do Sistema Elétrico: Entidade privada responsável pela operação centralizada do sistema elétrico.

Padrão de continuidade

Valor limite de um indicador de continuidade aprovado pela ANEEL e utilizado para a análise comparativa com os indicadores de continuidade apurados.

Parcela A

Custos Não-Gerenciáveis pelas Distribuidoras: Impostos, Encargos, Subsídios e Compra de Energia (incluindo a energia de Itaipu, denominada em dólares). Considerando-se a tarifa média brasileira, 73% do valor da tarifa advém da Parcela A.

Parcela B

Parcela da tarifa que engloba os Custos Gerenciáveis pelas empresas distribuidoras de energia elétrica.

PCH

Pequena Central Hidrelétrica. Definição adotada pela Eletrobras no mercado nacional de energia.

Pedido de fornecimento

Ato voluntário do interessado que solicita ser atendido pela concessionária no que tange à prestação de serviço público de fornecimento de energia elétrica, vinculando-se às condições regulamentares dos contratos respectivos.

Penalidades

Sistema ou conjunto de sanções definidas pela ANEEL, aplicável em caso de inobservância ou descumprimento das Regras de Mercado ou dos Procedimentos de Mercado.

Perdas elétricas

Sempre que uma corrente elétrica percorre um condutor ocorrem perdas. Essas perdas são ocasionadas pela resistência do condutor, sob forma de calor. Esse efeito é conhecido como "Efeito Joule".

Período hidrológico crítico ou período crítico

Período no qual, em virtude de condições hidrológicas desfavoráveis, o armazenamento projetado do sistema é inteiramente utilizado para o fim de produzir energia ou, período de uma série histórica ou simulada que necessita um maior volume armazenado para produzir uma vazão especificada. É geralmente definido a partir do início da utilização do armazenamento até o seu preenchimento.

Período seco (S)

(1) Período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro. (2) Período do ano hidrológico caracterizado, historicamente, pela menor incidência de precipitações.

Período úmido

Período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

Pico de demanda

Máxima demanda instantânea requerida num intervalo de tempo (dia, mês, ano, etc.).

PIE

Produtor Independente de Energia. Definição adotada no mercado nacional de energia e que corresponde ao produtor de energia (gerador) que vende sua produção no mercado.

PLD

Preço de Liquidação de Diferenças definido pela CCEE para contabilizar e liquidar eventuais diferenças entre a quantidade de energia elétrica contratada e os valores reais verificados.

Ponto de entrega

Ponto de conexão do sistema elétrico da concessionária com as instalações elétricas da unidade consumidora, caracterizando-se como o limite de responsabilidade do fornecimento.

Potência

Quantidade de energia elétrica solicitada na unidade de tempo, expressa em quilowatts (kW).

Potência aparente ou total

(volt x ampère) Resultado da soma da potência ativa (W), (parcela efetivamente transformada em potência mecânica, térmica e luminosa), mais a potência reativa (Var), (parcela transformada em campo magnético necessário ao funcionamento de equipamentos como motores, transformadores e reatores).

Potência bruta

Potência elétrica nos terminais do gerador

Potência de mínimo técnico

A mais baixa potência com que uma central pode funcionar em condições técnicas corretas.

Potência disponibilizada

Potência que o sistema elétrico da concessionária deve dispor para atender às instalações elétricas da unidade consumidora, segundo os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL 456/2000 e configurada nos seguintes parâmetros: a) unidade consumidora do Grupo "A": a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW); b) unidade consumidora do Grupo "B": a potência em kVA, resultante da multiplicação da capacidade nominal ou regulada, de condução de corrente elétrica do equipamento de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado no caso de fornecimento trifásico, o fator específico referente ao número de fases.

Potência elétrica

Intensidade dos efeitos de luz e calor. Um exemplo é a lâmpada, que é a potência elétrica transformada em potência luminosa e térmica. Capacidade nominal de um equipamento para produzir trabalho. Produto da tensão (V) pela corrente elétrica (I), ou seja, $Pot. = V \cdot I$. A unidade de potência elétrica é o Watt (W).

Potência elétrica disponível

Potência elétrica máxima que, em cada momento e em um determinado período, poderia ser obtida na central ou no grupo, na situação real em que se encontra nesse momento, sem considerar as possibilidades de colocação da energia elétrica que seria produzida.

Potência elétrica máxima possível

Maior potência elétrica que pode ser obtida em uma central ou em um grupo, durante um tempo determinado de funcionamento, supondo em estado de bom funcionamento a totalidade das suas instalações e em condições ótimas de alimentação (combustível ou água).

Potência instalada em consumidor

Soma das potências nominais de equipamentos elétricos de mesma espécie instalados na unidade consumidora e em condições de entrar em funcionamento.

Potência nominal

Capacidade instalada. Potência máxima em regime contínuo para a qual a instalação foi projetada. Normalmente vem indicada nas especificações fornecidas pelo fabricante e na chapa afixada nas máquinas.

Potência útil

Potência elétrica na saída da central.

PPT

Programa Prioritário de Termelétricidade.

Preço médio de energia - cálculo

Objetivo: O Preço Médio de Eletricidade é um parâmetro, como o próprio nome já diz, que define o custo da energia elétrica para uma unidade consumidora, resultado das tarifas aplicadas e o regime de operação. Principais variáveis necessárias ao cálculo: Demanda, Consumo, Fator de Carga e Índice de Modulação e tarifas de energia elétrica por classe de tensão e modalidades tarifárias. Metodologia de cálculo do preço médio. Comparação de Tarifas das diferentes modalidades tais como: azul, verde e binômia convencional, por subgrupo de tensão de fornecimento. Para ambas as modalidades tarifárias, são apresentadas para os períodos seco e úmido, e a média anual, na qual são ponderados os preços médios: $Pm \text{ anual} = (7 * Pm(\text{seco}) + 5 * Pm(\text{úmido})) / 12$. Alguns parâmetros são adotados para suporte de cálculo: CP/CT: Relação entre o consumo na ponta e o consumo total, esse parâmetro foi escolhido por ser comum às modalidades azuis e verde. Fator de Carga na Ponta e Fora da Ponta: medem a otimização entre o consumo de energia e sua demanda correspondente, para cada segmento horário. Para a modalidade verde, é feita uma média ponderada dos fatores de cargas para a obtenção do fator de carga geral. $FC = (66 * Fcp + 664 * Fcfp) / 730$ Resultado do Cálculo do "Preço Médio da Tarifa Azul" Nessa modalidade existe a segmentação horária na demanda (ponta e fora de ponta) e segmentação horo-sazonal no consumo (ponta e fora de ponta; seco e úmido). O resultado numérico do cálculo é mostrado em R\$/MWh. Resultado do Cálculo do "Preço Médio da Tarifa Verde Horo-Sazonal" Nessa modalidade não há diferenciação entre demanda na ponta e fora de ponta, existindo a tarifação para a demanda total, a qual é a máxima registrada no período de 15 minutos de integração, durante todo o período de fornecimento. Quanto ao consumo, há a segmentação horo-sazonal, existindo as tarifas na ponta e fora de ponta, além de tarifas nos períodos seco e úmido. Por isso, só são considerados dois parâmetros para cálculo, o CP/CT e o Fator de Carga total. Unidades: PM= R\$/MWh; TD= R\$/kW; TC= R\$/MWh; CP/CT= %; FC= %; IMOD= %

Procedimento do mercado

Conjunto de definições das atribuições e dos prazos necessários para operacionalizar as Regras do Mercado e de detalhamento da troca de informações entre os agentes do MAE.

Proinfa

Programa de Incentivo às Fontes Alternativas.

Qualidade de serviço de uma rede elétrica

Grau de conformidade com cláusulas contratuais entre distribuidor e consumidor, para uma entrega de energia elétrica num período de tempo determinado, ou, mais geralmente, grau de perturbação de uma alimentação de eletricidade. Os elementos a considerar para determinar a qualidade de serviço referem-se ao tempo de não fornecimento programado ou ocasional; ao respeito de condições de alimentação admissíveis relativas à queda de tensão máxima aceitável, ao vazio de tensão e ao nível das harmônicas de uma rede de corrente alternada. As cláusulas contratuais de um fornecimento de eletricidade e, conseqüentemente, a qualidade de serviço requerida, podem variar conforme a natureza dos aparelhos elétricos alimentados.

Ramal de ligação

Conjunto de condutores e acessórios instalados entre o ponto de derivação da rede da concessionária e o ponto de entrega.

Rede de distribuição

Rede destinada à distribuição de energia elétrica no interior de uma região delimitada. Conjunto de instalações de distribuição de energia elétrica, com tensão inferior a 230kV ou instalações em tensão igual ou superior, quando especificamente definidas pela ANEEL.

Rede elétrica

Conjunto de linhas e outros equipamentos ou instalações elétricas, ligados entre si, permitindo o movimento de energia elétrica. Um sistema interligado de linhas de transmissão elétrica, transformadores, chaves e outros equipamentos ligados de forma a prover a transmissão confiável de energia elétrica de geradores múltiplos para centros de carga múltiplos. Uma rede implica em redundância, graças ao uso de múltiplos caminhos paralelos de fluxo. .

Redes de transmissão

Conjunto de linhas de transmissão utilizadas para o transporte de energia.

Regras do mercado

Conjunto de normas comerciais definidas pela ANEEL e de cumprimento obrigatório pelos agentes no âmbito do MAE.

Regulação primária

Modificação da potência da turbina pelo seu regulador, em função da velocidade de rotação(frequência).

Religação

Procedimento efetuado pela concessionária com o objetivo de restabelecer o fornecimento à unidade consumidora, por solicitação do mesmo consumidor responsável pelo fato que motivou a suspensão.

Repartidor de cargas

Órgão cuja função é comandar a entrada em serviço e a saída dos grupos e das centrais, repartindo as cargas. Em geral comanda igualmente a interligação das redes diretamente interessadas.

Represa/reservatório

Grande depósito formado artificialmente fechando um vale mediante diques ou barragens e no qual se armazenam as águas de um rio com o objetivo de as utilizar na regularização de caudais, na irrigação, no abastecimento de água, na produção de energia elétrica, etc.

RGR

Reserva Global de Reversão, encargo gerido pela Eletrobrás para constituir um fundo (Fundo de Reversão) que seria, originalmente, usado para reverter concessões com desempenho

insatisfatório. Atualmente tem sido usada para financiar a universalização dos serviços de energia elétrica.

RTE

Reajuste Tarifário Extraordinário: Aumento extraordinário de tarifa, por prazo limitado, autorizado com o objetivo de restabelecer, ao menos parcialmente, o equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor. Tal equilíbrio foi rompido em decorrência do racionamento e do não repasse de custos não-gerenciáveis.

RTP

Revisão Tarifária Periódica

Sala de comando

Local onde estão instalados os controles que comandam os equipamentos elétricos responsáveis pelo funcionamento da subestação, como proteção, chaveamento, etc.

SCL

Sistema de contabilização e liquidação Sistema que compreende os processos de contabilização, conciliação e liquidação financeira, constituído de um conjunto de programas, regras e procedimentos, com os objetivos de registrar a compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE, a valoração das transações não cobertas por contratos bilaterais e o gerenciamento das transferências financeiras entre os membros do MAE.

Self Dealing

Define regime em que as distribuidoras geram sua própria energia. A "taxa de self dealing" define a parcela de energia que as distribuidoras podem gerar.

Serviço essencial

Todo serviço ou atividade caracterizado como de fundamental importância para a sociedade, desenvolvido nas unidades consumidoras a seguir exemplificadas: a) serviço público de tratamento de água e esgoto; b) processamento de gás liquefeito de petróleo e combustíveis; c) estabelecimento hospitalar público ou privado; d) transporte coletivo; e) serviço público de tratamento de lixo; f) serviço público de telecomunicações; g) centro de controle de tráfego aéreo; e h) segurança pública.

Ship or Pay

Tipo de contrato em que o comprador de um produto se compromete a pagar pelo transporte de determinada quantidade independentemente de esta ser ou não transportada. No setor elétrico, normalmente se refere à contratação de capacidade de transporte de gás natural em gasodutos independentemente de essa capacidade ser ou não utilizada (ver "Take or Pay").

SIN

Sistema Interligado Nacional

Spot (Mercado Spot)

O mercado Spot ou mercado de energia livre funciona como uma Bolsa de Mercadorias. Toda a energia elétrica faltante ou excedente dos Contratos Bilaterais é, respectivamente, comprada e vendida no MAE, a um preço único - preço do MAE ou preço Spot -, que é calculado por um modelo de preços.

Subestação

Equipamentos que comutam, mudam ou regulam a voltagem elétrica. Uma usina de energia elétrica que funciona como ponto de controle e transferência em um sistema de transmissão elétrica. As subestações direcionam e controlam o fluxo energético, transformam níveis de voltagem e funcionam como pontos de entrega para consumidores industriais. Parte das

instalações elétricas da unidade consumidora atendida em tensão primária de distribuição que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas.

Subestação de transformação

Conjunto de equipamentos que tem como tarefa transformar os níveis de tensão para os valores apropriados para determinado uso. Por exemplo, para o transporte da energia elétrica dos centros geradores aos centros consumidores, os níveis de tensões apropriados são os que se enquadram nos valores de alta tensão, então são necessárias subestações de transformação elevadoras.

Subestação transformadora compartilhada

Subestação particular utilizada para fornecimento de energia elétrica simultaneamente a duas ou mais unidades consumidoras.

Submercados

Subdivisões do sistema interligado, correspondentes às áreas de mercado, para as quais o MAE estabelecerá preços diferenciados e cujas fronteiras são definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão.

Subsídio Cruzado

Transferência de recursos entre duas categorias de consumidores. No caso da energia elétrica, a tarifa para os consumidores residenciais de alta renda é mais elevada para subsidiar uma tarifa mais baixa para os consumidores industriais e os residenciais de baixa renda.

Take or Pay

Tipo de contrato em que o comprador de um produto se compromete a pagar por determinada quantidade independentemente de esta ser ou não fornecida. No setor elétrico, normalmente se refere a contratos de fornecimento de gás natural em que determinada quantidade por período deve ser paga, seja ou não consumida (ver "Ship or Pay").

Tarifa

Preço da unidade de energia elétrica e/ou da demanda de potência ativas. Valor homologado pelo Poder Concedente para a prestação de serviço público de energia elétrica.

Tarifa Azul

Modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia.

Tarifa binômia

Conjunto de tarifas de fornecimento constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável.

Tarifa fio

Refere-se ao custo de transporte da energia elétrica gerada ou consumida e está relacionada com os investimentos feitos para construção destas redes.

Tarifa de ultrapassagem

Tarifa aplicável sobre a diferença positiva entre a demanda medida e a contratada, quando exceder os limites estabelecidos.

Tarifa monômia

Tarifa de fornecimento de energia elétrica constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa.

Tarifa Verde

Modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.

Tarifação de energia elétrica

Sistema organizado de tabelas de preços correspondentes às diversas classes de serviço oferecidas às unidades consumidoras, aprovadas e reguladas pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

Telecomando centralizado

Método de ligar e desligar grupos de consumidores da rede de distribuição.

Tensão de fornecimento de energia elétrica

Nível de tensão de transformação em que a unidade consumidora é atendida. São classificadas pela concessionária em Grupo A (Grupo alta tensão); A1, A2, A3a, A4, As (subterrâneo) e Grupo B (Grupo baixa tensão); B1, B2, B3. A sua unidade de medida é o Volt (V).

Tensão Nominal

Valor de tensão especificado pelo fabricante, sob o qual o equipamento opera em condições ideais.

Tensão primária de distribuição

Tensão disponibilizada no sistema elétrico da concessionária com valores padronizados iguais ou superiores a 2,3 kV.

Tensão secundária de distribuição

Tensão disponibilizada no sistema elétrico da concessionária com valores padronizados inferiores a 2,3 kV.

Transformadores

Equipamentos que transferem energia elétrica de um circuito a outro, mantendo a mesma frequência e variando a tensão de trabalho.

TUSD

Tarifas de uso do sistema de distribuição

TUST

Tarifas de uso do sistema de transmissão

UHE

Usina hidrelétrica.

Unidade consumidora

Intervalo de tempo em que ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

UTE

Usina termelétrica.

Valor líquido da fatura

Valor em moeda corrente resultante da aplicação das respectivas tarifas de fornecimento, sem incidência de imposto, sobre as componentes de consumo de energia elétrica ativa, de demanda

de potência ativa, de uso do sistema, de consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes.

Valor mínimo faturável

Valor referente ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento de unidades consumidoras do Grupo "B", de acordo com os limites fixados por tipo de ligação.

Watt (W)

Unidade de Potência. Define a capacidade de geração de energia por unidade de tempo. Ex: uma usina com potência instalada de 300 MW gera 300 milhões de Wh (Watt-hora) por hora.

Watt-hora (Wh)

Unidade de Energia. Define a quantidade de energia gerada num certo período. O consumo médio brasileiro é de 150 kWh/mês, ou 150 mil Wh por mês.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARIZTIA CORREA R. “Estudio comparativo de las crisis eléctricas en Chile, California y Brasil; aspectos relevantes para el nuevo marco regulatório chileno”, Memoria (monografia de graduação) de Ingeniero Civil Industrial, diploma en Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica, Chile 2002.
- BANDEIRA F. P. M. “Análise das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro”, Câmara dos Deputados, 2003.
- BENJAMIN C. “Foi loucura, mas houve método nela: gênese, dinâmica e sentido da crise energética brasileira”. Site Internet disponível em: <http://www.dieese.org.br/esp/energia/debnac/Energia.rtf> Acesso em: 23/11/2006.
- BENJAMIM C. “Descaminhos do setor elétrico”. Documento disponível em: <http://www.historianet.com.br/conteudo/default.aspx?codigo=631>. Acessado em 23/11/2006.
- CORREIA T. B., MELO E., DA COSTA A. M. e DA SILVA A. J. “Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado”. Assessoria Econômica do Ministério de Minas e Energia – MME, 2005.
- CASTRO M. A. L., DE FIGUEIREDO F. M., CAMARGO I. M. “Análise dos Riscos de uma Distribuidora Associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico”, Revista Brasileira de Energia, pp.1-10, 2004.
- COOPERS & LYBRAND. “Etapa VII - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - Relatório Consolidado Etapa VII – 1”. Volume I: Sumário Executivo Dez. 1997.
- FALCÃO D. M., “Planejamento em Ambiente Competitivo (Análise Técnico-Econômica de Sistemas de Energia Elétrica)”, Notas de aula, COPPE-Poli/UFRJ. Disponível em: <http://www.nacad.ufrj.br/~falcao/eee641>. Acesso em: 18/04/2006.

- FLATABO N., DOORMAN G., GRANDE O., RANDEN H. and WANGENSTEEN I. “Experience with the Nord Pool Design and Implementation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, pp.541-547, May 2003.
- GARRIDO P. O. “Uma alternativa de gestão para a competitividade empresarial no setor elétrico brasileiro”. Dissertação de mestrado, Engenharia de Produção, UFSC, 1999.
- HOGAN W., “Contract networks for electric power transmission: technical reference”, Harvard University, Cambridge, Massachusetts, 1992.
- HUNT S. “Making competition work in electricity”, New York: John Wiley & Sons, Inc, 2002.
- ICEE Iguaçu Comercializadora de Energia Elétrica, “Mercado livre”. Disponível em: http://www.icomercializadora.com.br/mercado_livre/mercado_livre.htm , Acesso em: 11/01/2007.
- KELMAN R., PINTO J. R. A., BEZERRA B., PEREIRA M.V.F. e BARROSO L.A., “Uma metodologia para o cálculo da probabilidade de decretar racionamento”, XIX SNPTEE, pp.1-8, 2007.
- LANDI M. “Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005”, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Tese de Doutorado, USP, São Paulo, 2006.
- MACIEL I. M. O. e ALMEIDA L. D. “Livre mercado de energia elétrica no Brasil: reflexos do novo modelo setorial”, C&P Conjuntura e Planejamento, Salvador: SEI, n.132, pp.41-45, Maio 2005.
- MARANGON L. J. W., “Mercado de energia elétrica”, EFEI, 2000.
- MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. “Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica: 2006-2015”, Brasília: MME: EPE, 2006.

- OLIVEIRA R. M. A. “Impacto do racionamento nos resultados das empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica: um estudo nas empresas privadas da região nordeste”, Programa Multiinstitucional e Inter-Regional de Pós-Graduação em Ciências Contábeis, UnB/UFPB/UFPE/UFRN, Natal-RN, 2003.
- OLIVEIRA A. “Mercado Elétrico: Centralizar a Gestão de Riscos”, UFRJ, 2007.
- PAIXÃO L. E. “Experiências se complementam e redesenham o setor elétrico”. In: *Reestruturação do setor elétrico brasileiro: informações básicas*. MME, Brasília, 1997.
- PEDROSA, P. J. B. M. “Desafios da regulação do setor elétrico, modicidade tarifária e atração de investimentos”, ANEEL, Brasília, 2005.
- PIERONI F. P. “Impacto das mudanças no marco regulatório do setor elétrico brasileiro nas estratégias de investimento em autoprodução”. Dissertação de Mestrado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, 2005.
- PIRES J. C. L. “Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro”, Texto para discussão no. 76, BNDES, Rio de Janeiro, 2000.
- PIRES J. C., GOSTKORZEWICZ J. e GIAMBIAGI F. “O cenário macroeconômico e as condições de oferta de energia elétrica no Brasil”, Texto para Discussão no. 85, BNDES, Rio de Janeiro, março 2001.
- POMPONET A. “O “enigma” brasileiro: crescimento do PIB em 2007”. Conjuntura e Planejamento, Salvador: SEI, n.151, p.24-28, 2006.
- PORTAL BR, “Comercialização”. Documento eletrônico disponível em: <http://www.br.com.br/portalbr/calandra.nsf#http://www.br.com.br/portalbr/calandra.nsf/0/F6DDC02FB63ABD7303256DAD004CDB09?OpenDocument&SEnergia>. Acesso em 10/01/2007,

- RUDNICK H. and DONOSO J.A., “Integration of Price Cap and Yardstick Competition Schemes in Electrical Distribution Regulation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, no. 4, pp.1428-1433, Nov. 2000.
- RUDNICK H., “California Crisis Influences Further Reforms in Latin America”, *IEEE Power Engineering Review*, vol.22, no.8, pp.12-14, Aug. 2002.
- RUDNICK H., “Pioneering Electricity Reform in South America”, *IEEE Spectrum*, vol.33, no.8, pp.38-44, Aug. 1996.
- RUDNICK H., “Risk responsibility for supply in deregulated electricity markets - the Chilean case”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol.1, pp.525-528, July 2003.
- RUDNICK H., BARROSO L.A., SKERK C. and BLANCO A. “South American reform lessons - twenty years of restructuring and reform in Argentina, Brazil, and Chile”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol.3, no.4, pp.49-59, July-Aug. 2005.
- SAUER I. “Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro”, Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP. São Paulo, 2002.
- SCHWEPPE F. C., CARAMANIS M.C. and BOHN R. E., *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, Norwell, MA, 1988.
- SILVEIRA F. S. V. “Um modelo para planejamento econômico-financeiro de empresas de energia elétrica adequado ao ambiente competitivo”. Dissertação de Mestrado, Engenharia Elétrica, UFSC, 1997.
- SOUZA P. R. C. “Evolução da indústria de energia elétrica brasileira sob mudanças no ambiente de negócios: um enfoque institucionalista”, Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas, UFSC, 2002.
- TAVARES M. L., “Análise e evolução da tarifa social de energia elétrica no Brasil, 1985/2002”, Dissertação de Mestrado, Economia Aplicada, Universidade de São Paulo, 2003.

TAVARES S. R. R. “O papel da ANEEL no setor elétrico brasileiro”, Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, Planejamento de Sistemas Energéticos, UNICAMP, Campinas, SP, 2003.

TERRA. “Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST Período 2004/2005”. Disponível em: <http://paginas.terra.com.br/noticias/transmissao/tust.html>. Acesso em: 05/01/2007.

TOLMASQUIM M. T, OLIVEIRA R. G. e CAMPOS A. F. “As empresas do setor elétrico: estratégias e performances”, Rio de Janeiro: CENERGIA, 2002.

VELLOSO L. “Aspectos Jurídicos relevantes da Regulação do Novo Setor Elétrico Brasileiro”, Disponível no site Internet: http://www.editoraimpetus.com.br/art_publicados.php?chave=117, Acesso em: 22/11/2006.

WATTS D., ATIENZA P. and RUDNICK H., “Application of the Power Exchange-Independent System Operator Model in Chile”, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol.3, pp.1392-1396, 2002.

DECRETO No. 41.019 de 26 de fevereiro de 1957

LEI No. 9.074 de julho de 1995

LEI No. 9.427 de dezembro de 1995

LEI No. 9.648 de maio de 1998

DECRETO No. 2.655 de julho de 1998

LEI No. 9.991 de julho de 2000

LEI No. 10.762 de novembro de 2003

LEI No. 10.847 de 15 de março de 2004

LEI No. 10.848 de 15 de março de 2004

DECRETO No. 5.163 de 30 de julho de 2004

DECRETO No. 5.175 de 30 de julho de 2004

DECRETO No. 5.597 de novembro de 2005

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL 67 de junho de 2004

MEDIDA PROVISÓRIA No. 2.147 de maio de 2001

Site Internet da ANEEL, <http://www.aneel.gov.br/>

Site Internet da CCEE, <http://www.ccee.org.br/>

Site Internet da EPE, <http://www.epe.gov.br/>

Site Internet do ONS, <http://www.ons.org.br/>