

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO  
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

**UMA ANÁLISE DO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO**

Francisco Eduardo de Souza Dantas  
Nº de matrícula: 0016288-7

Orientadores: José Geraldo Maciel  
Fernando Camacho

“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor”.

Dezembro de 2004

“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor”

## ÍNDICE:

I – APRESENTAÇÃO .....	5
II – SETOR ELÉTRICO NACIONAL.....	6
III - PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO.....	10
III.1 Privatização Nacional.....	10
III.2 Privatização do Setor Elétrico.....	12
III.3 Cronograma dos Leilões.....	15
IV – MODELO DO GOVERNO FERNANDO HENRIQUE CARDOSO.....	20
IV.1 O Modelo.....	20
IV.2 O Racionamento.....	22
IV.3 Falhas do Modelo.....	26
V – NOVO MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO.....	28
V.1 Principais objetivos do Modelo.....	28
V.2 Principais Agentes Institucionais.....	28
V.2.1 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.....	28
V.2.2 Ministério de Minas e Energia – MME.....	28
V.2.3 Operador Nacional do Sistema – ONS.....	28
V.2.4 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL .....	29
V.2.5 Empresa de Pesquisa Energética – EPE .....	29
V.2.6 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.....	29
V.2.7 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.....	30
V.3 Ambientes de contratação.....	30
V.3.1 Ambiente de Contratação Regulado – ACR.....	30
V.3.2 Ambiente de Contratação Livre – ACL.....	30
V.4 Comercialização de Energia Elétrica.....	30
V.4.1 Disposições gerais.....	30
V.4.2 Contratação no Ambiente Regulado – ACR.....	32
V.4.2.1 Tipos de Contratação.....	32
V.4.2.2 Declaração da Demanda.....	32
V.4.2.3 Organização do Leilão.....	33
V.4.2.4 Leilão de Transição.....	34
V.4.2.5 Contratos de Compra de Energia.....	35
V.4.2.6 Repasse às Tarifas dos Consumidores Finais.....	35
V.4.3 Contratação no Ambiente Livre – ACL.....	37
V.4.4 Mercado de Curto Prazo.....	37
V.5 Planejamento da Expansão do Setor Elétrico.....	37
VI. - UMA ANÁLISE DO NOVO MODELO.....	39
VI.1 Poder Executivo.....	39
VI.2 Comercialização.....	39
VI.3 Risco Político.....	41
VI – CONCLUSÃO.....	43
BIBLIOGRAFIA.....	45

## ÍNDICE DE TABELAS E GRÁFICOS:

### **Gráficos:**

#### Capítulo IV - MODELO DO GOVERNO FERNANDO HENRIQUE CARDOSO

- Gráf 4.1 – Nível dos Reservatórios 97-01
- Graf 4.2 - Energia Armazenada Prevista Nordeste
- Graf 4.3 - Investimentos do setor elétrico
- Graf 4.4 - Consumo X Capacidade Instala

#### Capítulo V - NOVO MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO

- Graf.5.1 - Modelo de contratação de energia
- Graf.5.2 - Linha do tempo das diferentes contratações no ACR

### **Tabelas:**

#### Capítulo II - SETOR ELÉTRICO NACIONAL

- Tabela 2.1 Capacidade Instala das Usinas elétricas – 1995

#### Capítulo III - PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

- Na tabela 3.1 Empresas privatizadas com seus respectivos compradores e valores.

#### Capítulo IV - MODELO DO GOVERNO FERNANDO HENRIQUE CARDOSO

- Tabela 4.1 Nível de armazenamento dos reservatórios por região em maio de 2001 (% do total)

## I. APRESENTAÇÃO

A energia é um bem fundamental para o desenvolvimento social e econômico de um país. O setor elétrico brasileiro atravessa por um período de grandes mudanças onde em um espaço de tempo inferior a dez anos terá sua legislação mudada. Dada as características do setor onde investimentos são de longo prazo de maturação esta instabilidade regulatoria traz fortes efeitos na evolução do setor. O objetivo deste trabalho é retratar o setor dando ênfase à nova legislação sendo implementada.

O primeiro capítulo retrata um breve histórico sobre o setor elétrico brasileiro, mostrando sua evolução a partir da segunda metade do século XX.

O segundo capítulo será uma descrição do processo de privatização do setor, mostrando como este ocorreu em um cenário conturbado de mudança de legislação no setor.

No terceiro capítulo será apresentado a base do modelo do governo Fernando Henrique Cardoso mostrando seus principais agentes institucionais. Será discutido o evento do racionamento de energia elétrica em 2001 e algumas possíveis razões para o fracasso do modelo de FHC.

O quarto capítulo será uma apresentação do novo modelo institucional do setor elétrico. As principais mudanças em relação ao antigo modelo e o novo funcionamento da comercialização de energia no país.

No sexto capítulo faremos uma análise dos principais riscos que o novo modelo apresenta para a obtenção de seus principais objetivos: garantia de suprimento de energia e modicidade tarifaria.

O sétimo capítulo conclui este trabalho procurando mostrar a adequação do setor ao novo modelo.

## II. SETOR ELÉTRICO NACIONAL

O período pós guerra marcou o desenvolvimento do Plano Nacional de Eletrificação em 1954 e à criação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás). O Plano delineava uma reestruturação setorial. Previa um programa de expansão do parque de geração pela exploração da potencia hidráulica com forte intervenção do Estado. O governo federal seria responsável pela propriedade das novas unidades de geração enquanto os governos estaduais seriam os proprietários das distribuidoras de energia. A criação da Eletrobrás só se concretizou em 1961 com a lei 3890-A. Foi só em 1964 que a Eletrobrás passou a atuar como holding das concessionárias publicas de energia elétrica do governo federal e no planejamento setorial, sendo responsável pela definição dos programas de expansão do sistema. Suas controladas eram Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) criada em 1945, Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas) criada em 1957, Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul) organizada em 1968 e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) organizada em 1972.

As ações de planejamento da expansão e os investimentos nos setores de geração e transmissão foram implementados pelo Ministério de Minas e Energia sendo executadas pela Eletrobrás como holding estatal e coordenadora do programa de investimentos e da operação dos sistemas interligados. Entre 1970 e 1980 houve forte crescimento do consumo anual de energia elétrica fomentando assim projetos de construção de grandes centrais elétricas como a Usina de Itaipu projeto executado pelos governos do Brasil e Paraguai e também à implementação da geração térmica nuclear através da assinatura do Acordo Nuclear Brasil Alemanha em 1975.

O modelo setorial organizado pela Eletrobrás garantiu a expansão necessária da geração e transmissão de energia ao longo das décadas de 60 e 70, porem esta tendência foi revertida na década de 80 como reflexo da crise nos mercados financeiros internacionais e consequente dificuldade de captação de recursos para investimentos. A década de 70 ainda foi marcada pela crise do petróleo que levou a uma tendência de substituição do uso desta

matéria prima pela eletricidade nas indústrias criando uma necessidade ainda maior de novos investimentos em capacidade de geração.

O setor elétrico nacional é muito influenciado pelas extensas redes fluviais do país. Isso levou a uma concentração do setor na geração de energia hidrelétrica que levou à criação de um modelo centralizado de despacho de carga e um sistema interligado de transmissão.

Os ativos do setor por mais que fossem todos públicos eram divididos, o governo federal era proprietário do parque de geração e redes de transmissão enquanto que os governos estaduais eram donos dos ativos de distribuição e de algumas empresas verticalizadas como o caso dos estados de Minas Gerais, São Paulo, Rio Grande do Sul e Paraná.

“O desenvolvimento do setor elétrico no Brasil foi influenciado pelas dimensões continentais do país e pelo enorme potencial hidrelétrico de suas bacias fluviais. As significativas economias de escala, resultantes da construção de enormes usinas elétricas, levaram à criação de um sistema interligado de transmissão de energia no qual as empresas de serviços públicos dividiam os custos relativos às linhas de transmissão. O grande dispêndio com ativos fixos envolvidos nesse processo mostrou que a cooperação, e não a competição, era a melhor opção para as empresas de energia elétrica. O primeiro passo na implementação do modelo centralizado foi à criação de monopólios regionais de distribuição”<sup>1</sup>

“O estabelecimento de distribuidores monopolistas foi seguido pelo desenvolvimento de um “sistema centralizado de despacho” que maximizou a eficiência das instalações de energia hidrelétrica como um todo. Como várias usinas hidrelétricas (que pertenciam com frequência, a várias empresas) podem operar na mesma bacia fluvial, o fluxo de água advindo de uma usina é o “combustível” para outras usinas rio abaixo. Ao

---

<sup>1</sup> Oliveira, A. (coord.) Perspectivas da reestruturação financeira e institucional do setor elétrico brasileiro, maio 1997. pág.48.

determinar quando e quanto cada usina elétrica irá gerar de energia, o sistema centralizado de despacho garante que a água disponível seja utilizada da maneira mais eficiente, otimizando assim a saída total de energia ao menor custo. Se a empresa gera menos energia do que o previsto em contrato irá obter energia de outra que gerou energia elétrica acima de sua necessidade, pagando o custo operacional da energia adquirida. Em 1996, a Eletrobrás estimou que , com a otimização da utilização do fluxo de água, o sistema centralizado de despacho gerou uma economia total por eficiência de US\$ 3,7 bilhões, equivalentes a 2.200MW de capacidade”<sup>2</sup>

O modelo centralizado de geração deixava para os estados apenas a tarefa de distribuição de energia através de suas distribuidoras monopolistas. No entanto alguns governos estaduais optaram por desenvolver um parque gerador próprio que veio a se tornar uma parte relevante do sistema como mostra a tabela.

---

<sup>2</sup> Santos, M.F.M. *Sistema interligado: benefícios e encargos.*



Tabela 2.1 Capacidade Instalada das Usinas elétricas - 1995

**Capacidade Instalada das usinas elétricas - 1995**

(MW)

Empresas	Usinas hidrelétricas	Usinas termelétricas	Total
Eletronorte	4.718	783	5.501
Chesf	8.617	290	8.907
Furnas	7.212	1.297	8.509
Eletrosul	2.602	620	3.222
<b>Eletrobrás (total)</b>	<b>23.149</b>	<b>2.990</b>	<b>26.139</b>
Itaipu	6.300		6.300
Cesp (SP)	9.461		9.461
Cemig (MG)	4.928	125	5.053
Copel (PR)	3.324	20	3.344
CEEE (RS)	896	511	1.407
Light (RJ)	768		768
Celg	675	3	678
Eletropaulo	820	470	1.290
<b>Total</b>	<b>27.172</b>	<b>1.129</b>	<b>28.301</b>
Outras	514	558	1.072
<b>Total Geral</b>	<b>50.835</b>	<b>4.677</b>	<b>55.512</b>

Fonte: Oliveira (1997, p.12)

“Baseado neste modelo o setor elétrico nacional se desenvolveu chegando em 1995 com 55.512 MW de capacidade de geração de energia elétrica, 153.406 km de linhas de transmissão e 1,6 milhão de km de linhas de distribuição”<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Oliveira, A. (coord.) Perspectivas da reestruturação financeira e institucional do setor elétrico brasileiro, maio 1997. pág.11.

### **III. PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO**

#### **III.1 Privatização Nacional**

O tema privatização primeiro entrou na pauta brasileira em 1979 com a criação do Programa Nacional de Desburocratização que tinha como um dos objetivos a venda de empresas estatais. Em 1979 havia cerca de trezentas empresas estatais federais no Brasil que abrangia os mais diversos setores da economia. Esse período foi marcado pela quase completa perda de capacidade de investimento do setor público causado pela crise da dívida no final da década e o fato haver uma tendência mundial para programas de liberalização. Para reforçar a defesa das privatizações havia ainda o fato da União pagar uma taxa de juros superior ao retorno de seus investimentos em empresas estatais, tornando atrativo o abatimento de dívida com as receitas provenientes das vendas.

A privatização nacional teve seu início lento na década de 80 tomando força apenas com o lançamento do Programa Nacional de Desestatização em 1990. Este inseria o programa na formulação da política econômica e na re-definição do papel do Estado na economia, saindo do papel de agente produtor para um agente regulador.

Na década de 80 ocorreu a reprivatização de empresas que haviam sido absorvidas pelo Estado. Não houve nessa primeira fase uma política ampla de privatização integrada com a política econômica do governo. Seu principal objetivo não foi à geração de receita para o tesouro, mas uma forma de sanear a carteira de ativos do BNDES. Foram vendidas 38 empresas de pequeno e médio porte, gerando uma receita de US\$ 726 milhões à época.

Em 1990 foi lançado o Programa Nacional de Desestatização (PND), principal instrumento no processo de privatização no Brasil. Esse programa “tinha os seguintes objetivos: reordenar a posição estratégica do Estado na economia e transferir à iniciativa privada atividades indevidamente exploradas pelo setor público; contribuir para a redução da dívida pública ao concorrer para o saneamento das finanças do setor público; permitir a

retomada de investimentos nas empresas e atividades que venham a ser transferidas à iniciativa privada; contribuir para a modernização do parque industrial do país, ao ampliar sua competitividade e reforçar a capacidade empresarial nos diversos setores da economia; permitir que a administração pública concentre seus esforços nas atividades em que a presença do Estado seja fundamental para a consecução das prioridades nacionais; e contribuir para o fortalecimento do mercado de capitais, por meio do acréscimo da oferta de valores mobiliários e da democratização da propriedade de capital das empresas que integrem o programa.”<sup>4</sup>

O BNDES foi o agente designado para a execução do plano. Uma comissão Diretora da Privatização foi criada para supervisionar o programa e tomar decisões a respeito de sua execução, como recomendar quais empresas seriam incluídas e as formas e condições da venda. O PND ainda permitia que os investidores fizessem uso das chamadas “moedas podres”, títulos públicos oriundos em sua maioria de dívida não paga do governo, para pagar pelas ações. Estes títulos eram negociados com deságios significativos no mercado, mas eram aceitos pelo valor de face na operação.

O legislação societária previa que em caso de troca de controle acionário o adquirente deveria fazer uma oferta pública de aquisição das ações dos minoritários sem distinção. O chamado ‘tag along’ que mais tarde foi determinado pelo Conselho Monetário Nacional que minoritários seriam os acionistas detentores de ações ordinárias com direito a voto. “Em 1997, com a promulgação da lei 9.457, foram revogados o art. 254 e os parágrafos 1º e 2º do art. 255 da lei das S/A, eliminando-se do nosso sistema jurídico a obrigatoriedade da oferta pública de aquisição das ações dos minoritários, por ocasião da alienação do controle de companhias abertas. Visou-se, com a reforma de 1997, não só reduzir os custos da operação para o adquirente do controle, mas, principalmente, permitir que a União, enquanto acionista controladora, se apropriasse integralmente do sobrepreço das ações de controle alienadas em processos de privatização, sem a necessidade de

---

<sup>4</sup> Bolívar Pêgo Filho, Edilberto Carlos Pontes Lima e Francisco Pereira, Texto para discussão IPEA N 668 Privatização, Ajuste Patrimonial e Contas Públicas no Brasil, 1999

compartilhá-lo com os acionistas minoritários.”<sup>5</sup> Essa manobra jurídica facilitou o processo de privatização reduzindo consideravelmente o custo do bloco de controle das companhias e viabilizando o processo. Porém cabe ressaltar que claramente os direitos dos minoritários foram violados explicitamente por interesse público, isso nos mostra a fragilidade institucional do país. Em 2001 a lei 10.303 trouxe de volta à lei das S/A o direito dos minoritários detentores de ações ordinárias a vender sua participação em oferta pública em caso de troca de controle, mas neste caso foi determinado que haveria diferença de precificação entre o bloco de controle e participações minoritárias então a oferta pública para os minoritários deveria ser de 80% do valor pago pelo controle.

### **III.2 Privatização do Setor Elétrico**

A privatização do setor de energia elétrica brasileiro foi proposta em 1992, no Plano Nacional de Desestatização (PND) do governo Fernando Collor de Mello e definiu como prioridade a venda das empresas distribuidoras em sua maioria controladas pelos governos estaduais. Essa ordem foi adotada pelo fato do risco de crédito que um agente privado teria que assumir vendendo energia para distribuidoras estatais. Dessa forma quando se privatizasse o parque gerador os seus clientes seriam agentes privados. O processo teve início antes das mudanças das leis 9.427 de 1996 e 9.648 de 1998, em 1995 e início de 1996 o governo federal privatizou suas duas empresas de distribuição a Espírito Santo Centrais Elétricas (Escelsa) e a Light. Seus compradores foram Iven e GTD na Escelsa e *Electricité de France* (EDF), *AES Corporation* (AES) e *Reliant*. Em novembro de 1996 foi privatizada a primeira empresa de distribuição de um governo estadual a Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro (Cerj) comprada pelo consórcio formado pela Chilectra, Eletricidade de Portugal (EDP) e Endesa.

Em 1997, foram privatizadas nove empresas de energia elétrica, sendo oito distribuidoras e uma geradora. Nesse mesmo ano, além dessas privatizações, destaca-se a entrada de um sócio estratégico na Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig), que vendeu

---

<sup>5</sup> Prefácio de Siqueira, Carlos Augusto Junqueira. *Transferência do Controle Acionário Interpretação e Valor*.

32,96% de seu capital votante por R\$ 1.130,1 milhões para o consórcio formado pela AES (50%), *Southern Electric* (40%) e *Opportunity* (10%), não havendo ágio no leilão.

No ano de 1998 foram privatizadas seis empresas de energia elétrica, sendo uma distribuidora no Ceará (Coelce), três distribuidoras no Estado de São Paulo (Eletropaulo Metropolitana, Empresa Bandeirante de Energia e Elektro), uma distribuidora no Pará (Celpa) e uma geradora na Região Sul (Gerasul). As empresas paulistas Eletropaulo Metropolitana e a Empresa Bandeirante de Energia foram criadas a partir da cisão da Eletricidade de São Paulo S/A (Eletropaulo), ocorrida em janeiro de 1998.

Em 1999 foram privatizadas duas empresas de geração, as paulistas Cesp Paranapanema e a Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê (ambas resultado da cisão da CESP – Cia. Energética de São Paulo), e uma empresa de distribuição (Celb – Cia. Energética Borborema).

E em 2000, foram privatizadas duas empresas de distribuição, a Cia. Energética de Pernambuco (Celpe) e a Cia. Energética do Maranhão (Cemar). O Programa prevê até o ano de 2004 a privatização de 20 empresas, entre distribuidoras, geradoras, transmissoras e empresas integradas.

Na tabela 3.1 podemos observar as empresas privatizadas com seus respectivos compradores e valores.

	Data	Preço (US\$ MM)	Ágio	Compradores
ESCELSA (ES)	jul/95	385	11,78%	IVEN S.A.
LIGHT (RJ)	mai/96	2.217	-	EDF e AES
CERJ (RJ)	nov/96	588	30,27%	ENDESA e EDP
COELBA (BA)	jul/97	1.602	77,38%	IBERDROLA
CAC. DOURADA (GO)	set/97	663	43,49%	ENDESA
CEEE (N/NE)	out/97	1.487	82,62%	VBC
CEEE (CO)	out/97	1.372	93,55%	AES
CPFL (SP)	nov/97	2.741	70,15%	VBC
ENERSUL (MT)	nov/97	568	83,79%	IVEN S.A.
CEMAT (MT)	nov/97	356	21,09%	GRUPO REDE
ENERGIPE (SE)	dez/97	525	96,05%	CATAGUASES
COSERN (RN)	dez/97	616	73,90%	IBERDROLA e ENDESA
COELCE (CE)	abr/98	868	27,20%	ENDESA
METROPOLITANA (SP)	abr/98	1.776	-	LIGHTGAS
CELPA (PA)	jul/98	388	-	GRUPO REDE
ELEKTRO (SP)	jul/98	1.273	98,90%	ENRON
GERASUL (SC)	set/98	801	-	TRACTEBEL
BANDEIRANTE (SP)	set/98	860	-	EDP
GER. PARANAPANEMA (SP)	jul/99	692	90,00%	DUKE ENERGY
GER. TIETÊ (SP)	out/99	470	30,00%	AES
CELB (PB)	nov/99	45	-	CATAGUASES
CELPE (PE)	fev/00	1.004	-	IBERDROLA
CEMAR (MA)	jun/00	289		PP&L
SAELPA (PB)	nov/00	185	-	CATAGUASES

### III.3 Cronograma dos Leilões

Em um leilão realizado no dia 11 de julho de 1995, a Espírito Santo Centrais Elétricas S/A - Escelsa foi vendida por US\$ 385 milhões, o que representou um ágio de 11,78% sobre o preço mínimo, que era de US\$ 344 milhões por 50% de seu capital total. A empresa ficou avaliada em US\$770 milhões. Os principais compradores foram a Iven e a GTD que ficaram, respectivamente, com 45% e 25% do capital votante da companhia. Os demais compradores arremataram, juntos, 30% do capital votante.

A Light Serviços de Eletricidade S/A foi vendida em 21 de maio de 1996 pelo preço mínimo estipulado para o seu leilão, de US\$ 2.217 milhões por 50,44% de seu capital total. A empresa ficou avaliada em US\$4.395 milhões. Os grupos privados vencedores na disputa foram a EDF, AES e Houston Ind., cada um com 11,35% do capital votante da estatal. Os empregados da empresa e o BNDESPAR também ficaram com participações de, respectivamente, 10%, 9,14% no capital votante.

A Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro foi privatizada em 20 de novembro de 1996. O seu preço de venda foi de US\$ 588 milhões, o que representou um ágio de R\$ 30,27% sobre o preço mínimo, de US\$ 450 milhões por 70,26% de seu capital total, sendo a totalidade de seu capital estimado em US\$837 milhões. O comprador foi o Consórcio Chilectra, formado pela Empresa Elétrica do Paraná, Sociedade Paranapanema de Eletricidade, EDP e Endesa, que ficaram, respectivamente, com 30,6%, 29,4%, 30% e 10% do capital votante da Cerj. O consórcio como um todo arrematou 70,26% do capital votante.

A Companhia de Eletricidade da Bahia – Coelba foi privatizada em 31 de julho de 1997. Seu preço de venda foi de US\$ 1.602 milhões, o que representou um ágio de 77,38% sobre o preço mínimo, de US\$ 900 milhões por 62,54% de seu capital total. A empresa ficou avaliada em US\$2.561 milhões. A principal compradora foi o consórcio Guaraniana, composto pela Iberdrola, Banco do Brasil e Previ, que ficou com 51,77% do capital votante da companhia. Os demais compradores arremataram 29,42% do capital votante.

Leiloadada em 5 de setembro de 1997, a Centrais Elétricas de Cachoeira Dourada - CDSA foi vendida por US\$ 663 milhões, 43,49% a mais do que o preço mínimo, de US\$462 milhões por 78,88% de seu capital total. A empresa ficou avaliada em US\$908 milhões. O maior comprador foi a Endesa Desarrollo, que arrematou 60% do capital votante da empresa. Também ficaram com participações da estatal a Edgel e fundos de investimentos diversos, cada um com 20% do capital votante.

A privatização da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia, antiga Companhia Centro-Oeste, ocorreu no dia 21 de outubro de 1997. O seu preço de venda foi de US\$ 1.372 milhões, que correspondeu a um ágio de 93,55% em relação ao preço mínimo, de US\$ 710 milhões por 90,91% de seu capital total. O único comprador foi a AES Corporation, que arrematou 100% do capital votante da companhia.

O leilão de privatização da Rio Grande Energia S/A – RGE, antiga Companhia Norte-Nordeste foi realizado em 21 de outubro de 1997. O preço de venda foi de US\$ 1.487 milhões, superior em 82,62% ao preço mínimo, de US\$ 815 milhões por 90,75% de seu capital total. O comprador foi o consórcio formado pela Community Energy Alternativas, VBC Energia e Previ. Cada grupo ficou com 33,33% do capital votante da empresa privatizada.

A Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL foi privatizada em 5 de novembro de 1997. Seu preço de compra foi de US\$ 2.741 milhões, 70,15% maior que o preço mínimo, que era de US\$ 1.610 milhões por 41,06% de seu capital total. A empresa foi avaliada em US\$6.615 milhões. O controlador da empresa passou a ser a VBC Energia, que detém 42% do seu capital votante. Além deste, a Previ e a fundação Cesp arremataram respectivamente 38% e 20% do capital votante.

A Enersul foi privatizada em 19 de novembro de 1997. Foi vendida por US\$ 568 milhões, que corresponde a um ágio de 83,79% em relação ao preço mínimo de US\$ 310 milhões.



milhões por 48,67% de seu capital total. Avaliando a empresa em US\$1.167 milhões e passando o controle para a Escelsa.

O leilão de privatização da Centrais Elétricas Matogrossenses S/A - Cemat ocorreu no dia 27 de novembro de 1997. A companhia foi vendida por US\$ 356 milhões, 21,09% a mais do que o preço mínimo, de US\$ 294 milhões por 86,91% do capital total. A empresa ficou avaliada em US\$406 milhões. Os vencedores da disputa foram o Grupo Rede, através de sua controlada Vale Paranapanema, e Inepar, que arremataram respectivamente 65% e 35% do capital votante da empresa.

O leilão de privatização da Empresa Energética de Sergipe S/A - Energipe ocorreu no dia 3 de dezembro de 1997. A empresa foi vendida por US\$525 milhões com um prêmio de 96,05% sobre o preço mínimo de US\$268 milhões por 86,42% do capital total. A empresa ficou avaliada em US\$596 milhões e o vencedor da disputa foi a Cataguazes-Leopoldina.

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern foi privatizada no dia 12 de dezembro de 1997. Seu preço de venda foi de US\$ 616 milhões, superior 73,90% ao preço mínimo, de US\$ 354 milhões por 85,75% do capital do total. A empresa foi avaliada em US\$718 milhões Os vencedores da disputa foram a Coelba e a Guaraniana, ambas controladas da Iberdrola que ficaram com respectivos 62,7% e 31,4% do capital votante da estatal; e a Uptick Participações, que arrematou 5,9% do capital votante.

A Companhia Energética do Ceará - Coelce foi comprada em leilão realizado no dia 02 de abril de 1998 por US\$ 868 milhões, o que representou um ágio de 27,20% sobre o preço mínimo, de US\$ 682 milhões por 53,11% de seu capital total. A empresa foi avaliada em US\$1.635 milhões. O vencedor do negócio foi o consórcio Distriluz, composto pela Enersis, Endesa e Cerj, que ficaram com respectivos 26%, 37,5% e 36,5% do capital votante da empresa adquirida.

No dia 14 de abril de 1998, a Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo foi arrematada em leilão pelo seu preço mínimo, de US\$ 1.776 milhões por 29,80% do seu

capital total. A empresa ficou avaliada em US\$5.960 milhões. O consórcio Lightgás, representado pela corretora Brascan, foi o comprador da estatal, arrematando 74,88% do seu capital votante. A Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo ficou com outros 17,66% do capital votante.

A Centrais Elétricas do Pará - Celpa foi vendida no dia 1 de julho de 1998. A empresa foi vendida por US\$ 388 milhões, o que representou um ágio de apenas 0,1% sobre o preço mínimo por 51,26% de seu capital total. A empresa ficou avaliada em US\$761 milhões. O consórcio formado pelo Grupo Rede e Inepar foi o único a se qualificar para o leilão. Estes dois grupos arremataram a estatal e ficaram com respectivos 65% e 35% do seu capital votante.

A Elektro foi privatizada em 16 de julho de 1998. O preço de venda foi US\$ 1.273 milhões, que representa um ágio de 98,90% sobre o preço mínimo de US\$ 640 milhões por 46,62% de seu capital total. A empresa ficou avaliada em US\$2.731 milhões. A Enron, através da Terraço Participações, arrematou 98,9% do capital votante da estatal, tornando-se a sua controladora. Também participaram da disputa a General Public Utility, EDP, VBC e ESCELSA.

Em leilão realizado no dia 15 de setembro de 1998, a Gerasul foi vendida pelo preço mínimo de US\$801 milhões. O único participante da disputa foi a Tractebel, que arrematou 50% do capital votante (42,10% do capital total) da estatal. A União e o BNDESPAR ficaram, respectivamente, com 12,5% e 15,2% de participação do capital votante.

No dia 17 de setembro de 1998, a Bandeirante de Energia S/A - EBE foi vendida por US\$860 milhões seu preço mínimo pelo equivalente a 29,80% de seu capital total. A empresa ficou avaliada em US\$ 2.885 milhões. Os compradores foram a EDP, representado pelo consórcio Enerpaulo, e a CPFL, através da Draft 1 Participações. Estes grupos arremataram, respectivamente, 56% e 44% do capital votante da estatal.

O leilão de privatização da Cesp Tietê foi realizado em 27 outubro de 1999. O preço de venda foi de US\$470 milhões, correspondente a um ágio de 29,97% sobre o preço mínimo. O vencedor foi o consórcio AES Gerasul Emp.

A privatização da Companhia de Eletricidade de Borborema - Celb foi realizada em 30 de novembro de 1999. A empresa foi comprada por seu preço mínimo, US\$ 45 milhões, pagos pelo único participante do leilão, a CFLCL (Companhia de Força e Luz Cataguazes Leopoldina).

O leilão de privatização da Companhia Energética de Pernambuco - Celpe foi realizado em 17 de fevereiro de 2000. A empresa foi comprada do Estado de Pernambuco por seu preço mínimo, US\$ 1.004 milhões. O único participante do leilão, o consórcio liderado pela Iberdrola, associada ao BB - Banco do Brasil Investimentos e ao fundo de pensão dos funcionários do BB (Previ).

O leilão da Companhia Energética do Maranhão - Cemar ocorreu no dia 15 de junho de 2000. A empresa foi comprada pelo preço mínimo de US\$289 milhões pelo grupo norte-americano Pensylvania Power Light (PP&L).

A Sociedade Anônima de Eletricidade da Paraíba - Saelpa foi privatizada em 30 de novembro de 2000, pelo preço mínimo de US\$ 185 milhões pela Companhia de Força e Luz Cataguazes Leopoldina.

## **IV.MODELO DO GOVERNO FERNANDO HENRIQUE CARDOSO**

### **IV.1 O Modelo**

O modelo centralizado apresentava diversas falhas e a procura por um novo modelo se mostrou necessária devido a fragilidade e vulnerabilidade do setor na década de 90.

A primeira mudança veio em 1993 com a lei 8.631 que eliminou o nivelamento tarifário e o retorno mínimo de 10% sobre os ativos. Foi determinado que as tarifas seriam fixadas com base na estrutura de custos e necessidades de caixa das empresas, posteriormente os CRC's foram eliminados. Foi determinado então uma tarifa de suprimento cobrada pela geradora na venda de energia para as distribuidoras e uma tarifa de fornecimento cobrada pelas distribuidoras dos consumidores finais diferenciando pelo tipo de cliente (residencial, comercial e industrial).

“Foi somente com a entrada do presidente Fernando Henrique Cardoso em 1995 que a reestruturação e privatização do setor elétrico ocorreu. Nesse ano o congresso aprovou a Lei Geral de Concessões, Lei 9.987. A Lei Geral das Concessões fornecia as regras gerais para a licitação das concessões em vários segmentos de infra-estrutura, incluindo o setor elétrico. Os direitos e obrigações das concessionárias foram estabelecidos, e a necessidade de um sistema tarifário e regulador, que garantisse o “equilíbrio econômico e financeiro” da concessão, foi reconhecida.”<sup>6</sup> A lei ainda determinou que as atividades de geração, transmissão e distribuição deveriam ser desmembradas. Posteriormente antigas concessões poderiam ser renovadas já com o novo sistema de tarifas baseada na estrutura de custo. Outro ponto importante da lei foi a criação do produtor independente de energia elétrica. Antes os agentes privados de geração só podiam produzir energia para consumo próprio ou para venda às distribuidoras, a Lei 9.074 abriu a possibilidade de venda de energia para uma nova categoria chamada consumidores livres definida como consumidores com uma carga de energia igual ou superior a 10MW e voltagem utilizada de 69KV ou mais.

---

<sup>6</sup> Trecho de Carlos Kawall Ferreira no livro organizado por PINHEIRO, ARMANDO C. A Privatização no Brasil O Caso Dos Serviços de Utilidade Pública.

Em 1996 a empresa de consultoria americana Coopers & Lybrand foi contratada pela Eletrobrás para a elaboração de um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. Os principais pontos sugeridos foram:

- A criação de um mercado atacadista de eletricidade (MAE).
- A criação de contratos iniciais para viabilizar a transição para o mercado competitivo de energia.
- O desmembramento das atividades de geração e transmissão e a criação de um Operador Independente do Sistema.

Em 1996 com a lei 9.427 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que substituiu o antigo Dnaee. Com a nova função do estado de regulador e não agente executor do mercado foi necessária a criação de um órgão autônomo cujas principais atribuições eram:

- A determinação de parâmetros técnicos para garantir a qualidade do serviço prestado aos consumidores.
- Supervisionar a operação de forma competitiva do MAE.
- O agente concessionário de novos projetos de geração, transmissão e distribuição.
- Fixação e a implementação de revisões tarifárias.

A lei 9.648 de maio de 1998 incorpora as recomendações do relatório da consultoria e determina novas regras de funcionamento para o setor. O Mercado Atacadista de Energia (MAE) foi formalmente criado com o objetivo de administrar e liquidar financeiramente os contratos bilaterais de longo prazo de compra e venda de energia entre os agentes do setor e, além disso, administraria o mercado à vista de energia.

A lei também regulamenta os chamados contratos iniciais onde todas as empresas são obrigadas a assinar contratos de compra e venda de energia para o período de 1998-

2005 com a quantidade determinada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. Esses contratos previam fornecimento de 100% dessa energia até 2002 e nos três anos seguintes a quantidade sofreria uma redução anual de 25%. Esses contratos teriam duração de 7 anos até a total transição para um mercado competitivo onde a contratação se daria no âmbito do MAE.

Em agosto de 1998 foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico, uma entidade privada responsável pela operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Tendo como principal objetivo garantir a qualidade do suprimento de energia e o livre acesso à rede básica de transmissão. O ONS veio para substituir o Grupo Coordenador para Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCOI).

#### **IV.2 O Racionamento**

O Brasil passou no ano de 2001 por um período de racionamento de energia elétrica. Os efeitos resultantes desta redução forçada de consumo foram sentidos em toda a cadeia produtiva da economia gerando uma redução no crescimento do PIB e aumento das tarifas para os consumidores.

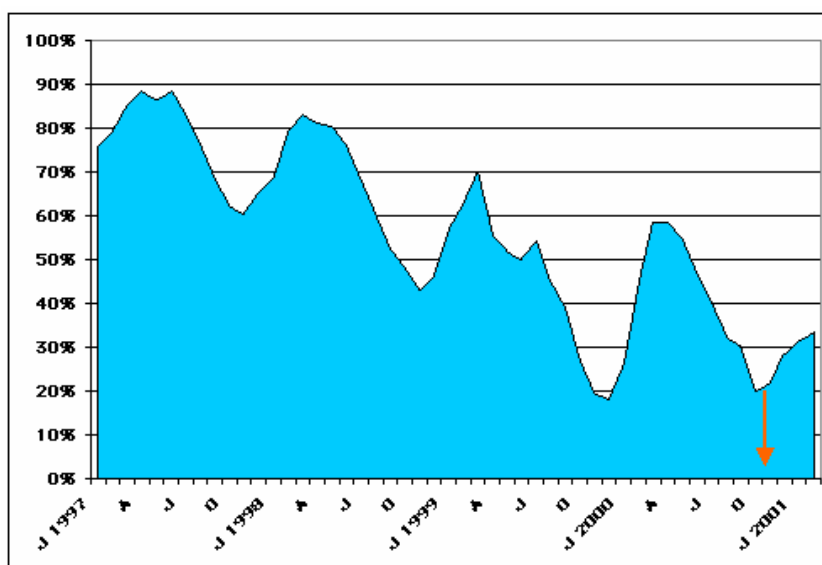
O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. Esses sub-sistemas apresentam limitações de transferência de energia entre si.

O Brasil possui um parque gerador em que 76,72% da energia produzida é proveniente de usinas hidroelétricas. Devemos lembrar que o combustível destas usinas é a água do rio em que são construídas deixando assim o sistema vulnerável a volume fluvial. Para reduzir o risco de desabastecimento foram criados reservatórios de água em posições estratégicas para abastecer estas usinas em situações adversas de volume fluvial.

Como podemos observar os reservatórios abrangem grande parte da extensão territorial reduzindo o risco concentrado climático de uma região específica porém não o elimina especialmente devido a limitação de transferência entre o sistema.

Ao observamos os níveis de reservatórios podemos entender melhor a situação de todo o SIN. O gráfico abaixo mostra o nível dos reservatórios entre o período de 1997-2001. A tabela demonstra o nível de armazenamento de cada sub-sistema em maio de 2001. Podemos observar que os sub-sistemas Sul e Norte estavam com situações confortáveis e se não houvesse restrições de transferências poderiam suprir o déficit dos sistemas Sudeste e Nordeste mesmo que não inteiramente. O gráfico .... ainda mostra o cenário com o qual o governo trabalhava para os reservatórios do nordeste.

Gráfico 4.1 – Nível dos Reservatórios 97-01



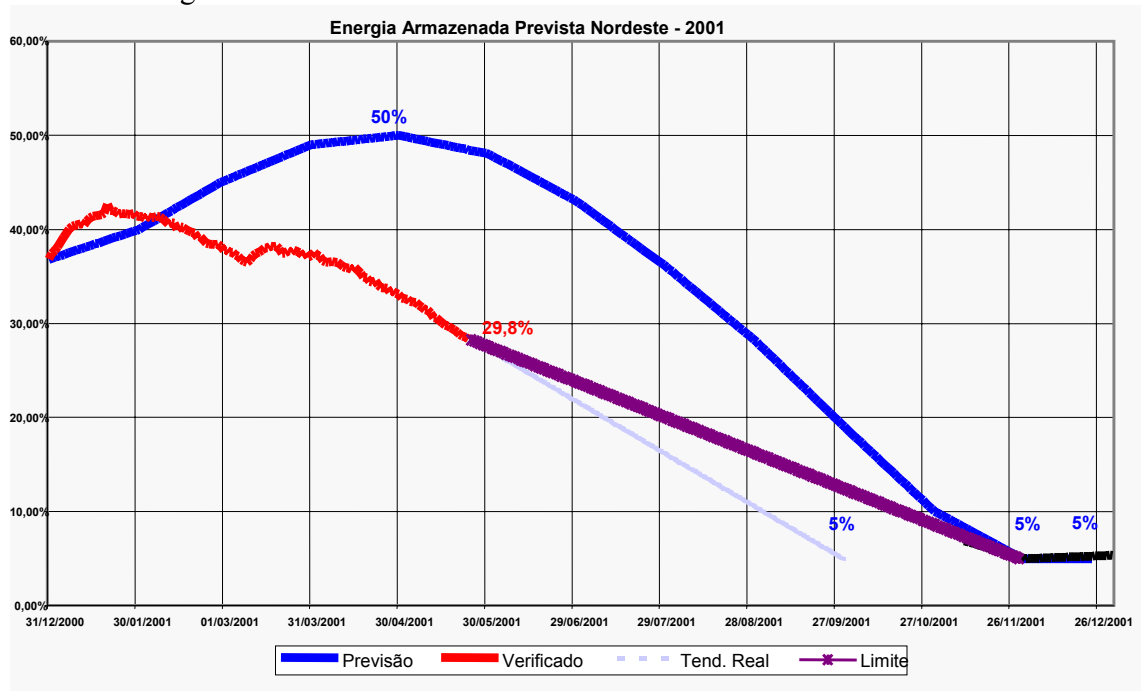
Fonte: ONS

Tabela 4.1 Nível de armazenamento dos reservatórios por região em maio de 2001 (% do total)

Sudeste e Centro-Oeste	30,0%
Nordeste	29,1%
Sul	78,6%
Norte	75,9%

Fonte: ONS

Graf 4.2 Energia Armazenada Prevista Nordeste



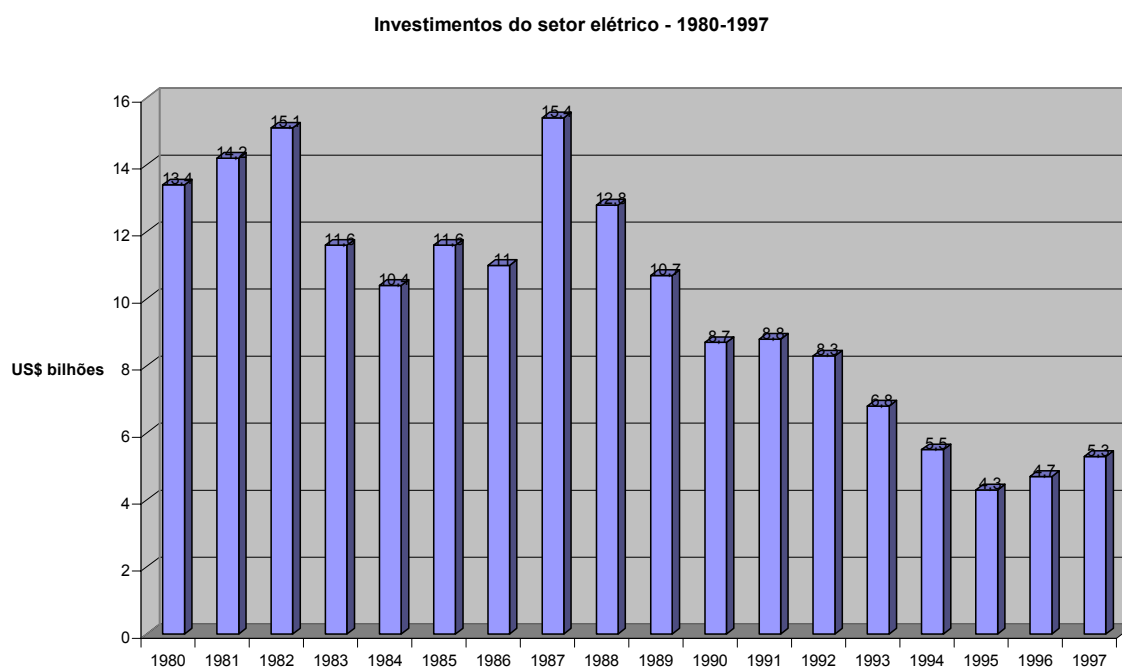
Fonte Aneel.

A principal causa apontada pelo governo da época foi a falta de chuvas que veio a ocasionar a situação descrita acima. Porém como vamos ver a frente tivemos um problema estrutural de falta de investimentos na expansão do setor. No quadro .... abaixo podemos observar como os investimentos no setor caíram durante as décadas de 80 e 90 saindo de US\$13,4 bilhões em 1980 chegando a US\$ 5,3 bilhões em 1997. Outro dado que reforça o argumento da falta de investimento é a análise da evolução do consumo de energia elétrica com a evolução da capacidade instalada do país. Observamos do Graf... que o consumo e a

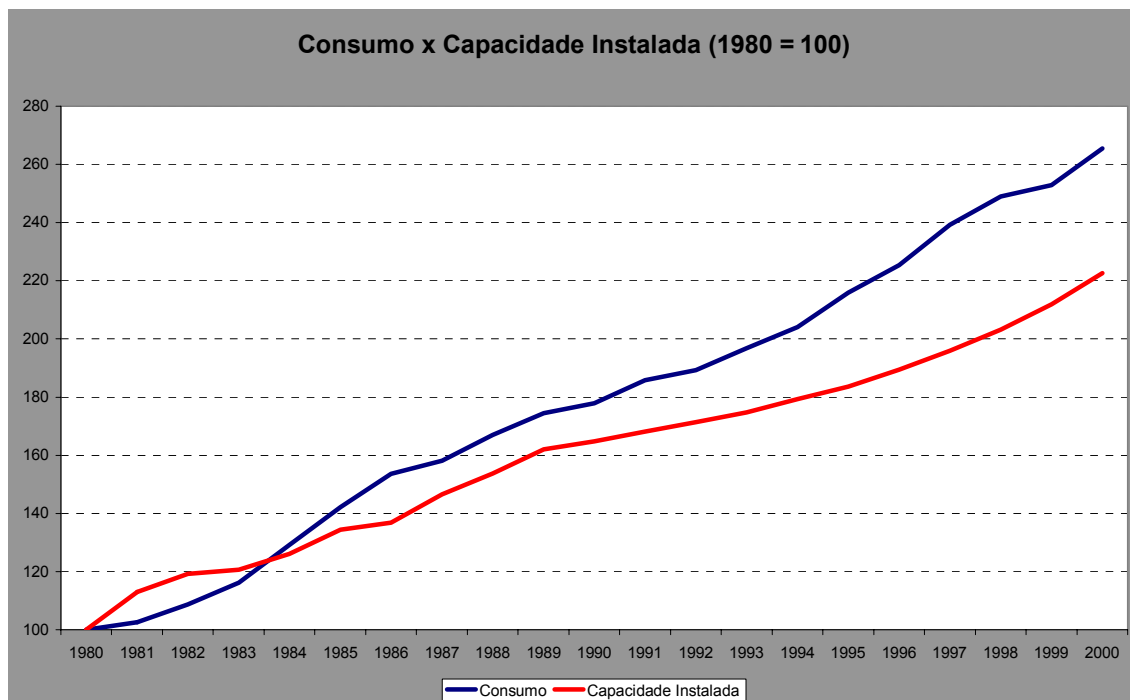


capacidade instalada normalizados em 100 em 1980 chegam em a 265 e 223 respectivamente.

Graf 4.3 Investimentos do setor elétrico



Graf 4.4 Consumo X Capacidade Instala



Fonte: Ilumina

Desta forma podemos afirmar que não foi só o baixo nível dos reservatórios que causou o racionamento, mas também a falta de investimentos no aumento da capacidade de geração, na expansão do sistema integrado de transmissão e ao crescimento acima do esperado da demanda por energia.

### IV.3 Falhas do Modelo

Como pudemos observar na sessão anterior a respeito do racionamento o maior problema do setor elétrico nacional foi a falta de investimento em sua expansão para acompanhar o crescimento de demanda. Podemos destacar como fator contribuinte para esta falta de investimento a forma como o processo de privatização foi conduzido. As empresas foram vendidas sem que se estivesse definidas as regras do setor. O processo teve início antes mesmo da criação da ANEEL, o órgão regulador do setor. A falta de um marco regulatório estável e bem definido afastou o investidor privado que seria obrigado a

fazer um investimento de longo prazo sem sequer ter um ambiente de curto prazo bem definido.

O Mercado Atacadista de Energia não obteve êxito em seu funcionamento. Os contratos fechados neste âmbito praticamente não tiveram nenhuma liquidação financeira provocando uma enorme desconfiança entre os agentes do setor. No ano de 2001 com o evento do racionamento houve uma elevação brusca do preço spot de energia acabando por gerar ainda mais entraves ao funcionamento do MAE. O mercado brasileiro possui características muito peculiares que dificultam a implementação de um modelo competitivo. Um mercado competitivo prevê que quando houver um aumento na demanda, haverá um conseqüente aumento de preço que ira atrair novos agentes ao mercado. Porem a nossa matriz energética é baseada em hidrelétricas que demoram anos entre o projeto e a conclusão portanto esse desequilíbrio não poderia se equacionar no curto prazo com investimentos em hidrelétricas. Observamos no racionamento a necessidade de fazer contratos emergenciais de compra de energia de geração térmica com um custo muito mais elevado. Esse custo ainda esta sendo pago por algumas distribuidoras que possuem contratos com usinas térmicas.

Uma outra causa é ressaltada pela Ministra Dilma Rouseff em entrevista a revista do Jornal Valor Econômico setorial de Energia. A Ministra aponta como seu objetivo destravar quarenta e cinco hidrelétricas já leiloadas no governo passado sendo que muitas delas por falta de licença ambiental. Ela chama a atenção para o fato do modelo passado de concessões não entregar os projetos com licenciamento prévio.

Esses foram alguns pontos que levaram ao mal funcionamento do modelo do governo FHC agora podemos passar a analise do novo modelo que esta sendo implementado no setor.

## **V. NOVO MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO.**

### **V.1 Principais objetivos do modelo:**

- Garantir o suprimento de energia elétrica:  
Principal ponto é a exigência de contratação de 100% da demanda e um calculo mais realista para os lastros de geração levando em consideração restrições operativas.
  
- Promover a modicidade tarifária:  
Garantir a contratação eficiente de energia via leilões na modalidade “menor tarifa”. Contratar energia por licitação conjunta das distribuidoras (pool), contratar separadamente energia existente e energia nova.
  
- Inserção social através da universalização do acesso e usos dos serviços de energia elétrica.

### **V.2 Principais Agentes Institucionais:**

#### **V.2.1 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE**

Responsável por assessorar o presidente da república na política energética nacional. Sendo assim responsável por promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país. O responsável por aprovar projetos estruturais e critério de suprimento.

#### **V.2.2 Ministério de Minas e Energia – MME**

Responsável pela formulação e implementação da política energética de acordo com as diretrizes do CNPE. Passou a assumir o poder concedente anteriormente da ANEEL. Nomeia os presidentes do NOS e CCEE.

#### **V.2.3 Operador Nacional do Sistema – NOS:**

Sob a fiscalização da ANEEL o ONS será responsável pelo planejamento e despacho centralizado da geração buscando a otimização do Sistema Interligado Nacional – SIN. A supervisão e a coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos, a supervisão e o controle da operação do SIN e das interligações internacionais. A contratação e a administração de serviços de transmissão bem como a proposição ao poder concedente das ampliações dos sistemas de transmissão Há uma mudança na governança, agora seus diretores tem mandato fixo.

#### V.2.4 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL:

A principal mudança é a perda do poder concedente para o MME. Os outros aspectos permanecem inalterados. È o agente fiscalizador e regulador do setor e continua responsável pelos leilões de concessões mas por delegação do MME.

#### V.2.5 Empresa de Pesquisa Energética – EPE:

Criada pela lei N° 10.847 de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. A EPE será responsável pela elaboração do balanço energético nacional, identificação e quantificação dos recursos energéticos e determinação dos aproveitamentos ótimos de tais recursos. Será responsável pela obtenção prévia de licença ambiental e declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações de novos projetos.

#### V.2.6 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE:

A CCEE sucederá o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. Suas atribuições serão administrar a contratação de compra e venda de energia dos concessionários do serviço público de distribuição, realizar leilões de compra de energia para os distribuidores com autorização da Aneel e exercer a contabilização e liquidação dos contratos firmados nos dois ambientes ACR e ACL.

#### V.2.7 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE:

Comitê coordenado pelo MME com participação formal e permanente da EPE, CCEE, ONS e ANEEL. Sua função será de analisar a continuidade e a qualidade de suprimento num horizonte de cinco anos e propor medidas preventivas para restaurar as condições adequadas de atendimento.

### **V.3 Ambientes de contratação:**

#### V.3.1 Ambiente de Contratação Regulado – ACR:

Contratação de energia para o atendimento de consumidores regulados (distribuidores) por meio de contratos regulados fechados através de leilões.

#### V.3.2 Ambiente de Contratação Livre – ACL:

Contratação de energia para o atendimento de consumidores livres, por meio de contratos livremente negociados. Consumidores cativos respaldados por contratos bilaterais em vigência. Será o ambiente para a atuação dos PIEs, auto-produtores e comercializadores.

### **V.4 Comercialização de Energia Elétrica:**

#### V.4.1 Disposições gerais:

- Os agentes vendedores deverão apresentar lastro físico para garantir cem por cento de seus contratos ou por garantia física de capacidade própria de geração ou por contratos de compra de terceiros. No caso de indisponibilidade temporária de suprimento o vendedor pode comprar a diferença no MAE porém se a

indisponibilidade for estrutural e houver de fato uma redução no lastro o vendedor deverá adquirir lastro compensatório.

- Os agentes de distribuição tem a obrigação de contratar cem por cento de sua demanda em contratos registrados na CCEE.

Uma visão geral do modelo de comercialização de energia é apresentada a seguir:

Graf.5.1 Modelo de contratação de energia

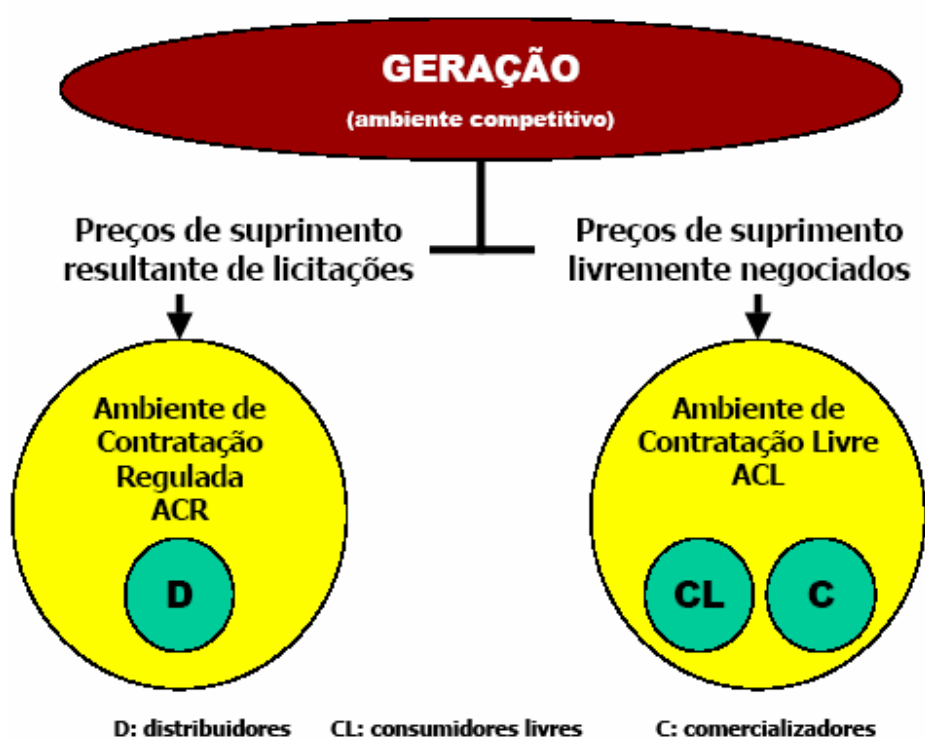


Figura 1. Visão Geral do Modelo de Contratação

fonte: modelo institucional do setor elétrico 11/12/2003

## V.4.2 Contratação no Ambiente Regulado – ACR:

### V.4.2.1 Tipos de Contratação:

#### V.4.2.1.1 Energia Nova:

- Terá como objetivo atender o aumento previsto da demanda através de contratos de longo prazo, mais de quinze anos, com nova capacidade.
- Serão realizados dois leilões por ano. Um com antecedência de entrega de cinco anos (A-5) e outro com o preço da energia mais cara para entrega em 3 anos (A-3).
- Ocorreram dois leilões devido ao elevado nível de incerteza quanto a demanda de cinco.

#### V.4.2.1.2 Energia Existente:

- Leilões todos os anos com entrega no ano seguinte (A-1).
- Tem como objetivo contratar a capacidade existente de energia.

#### V.4.2.1.3 Ajuste:

- Contratos individualizados por distribuidora ao contrario dos leilões de energia nova e existente.
- Quatro vezes ao ano.
- Montante a ser contratado limitado a 1% da demanda do agente no ano corrente.
- Duração máxima dos contratos de dois anos.

### V.4.2.2 Declaração da Demanda:

A cada ano distribuidoras e consumidores livres devem informar sua previsão de demanda para os próximos cinco anos. Sessenta dias antes de cada leilão eles devem



informar os montantes (em MW médio) que desejam contratar nas datas de entrega de cada leilão.

Graf.5.2 Linha do tempo das diferentes contratações no ACR

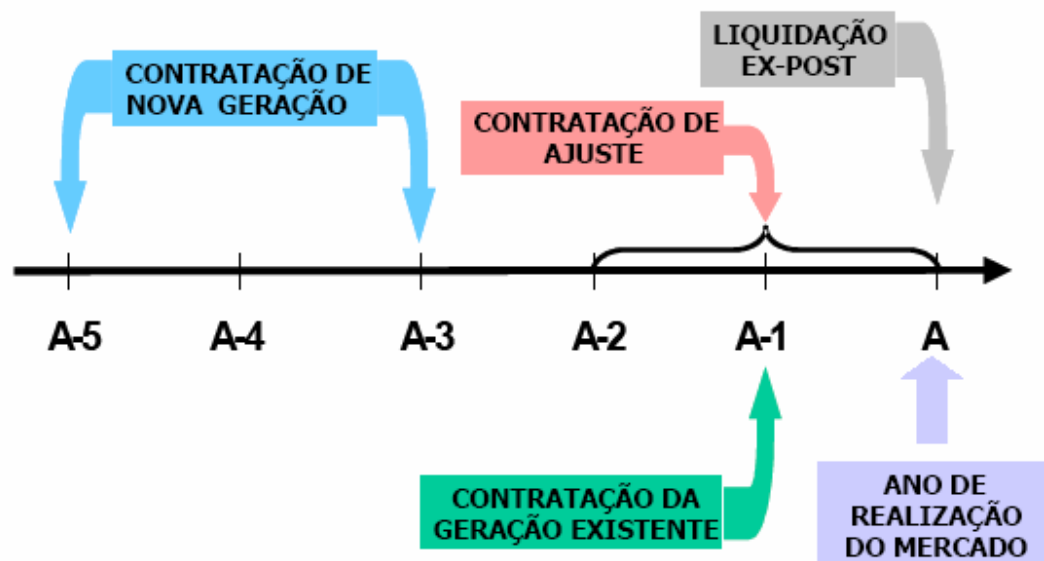


Figura 3. Contratação Regular das Distribuidoras (no ACR)

Fonte: fonte: modelo institucional do setor elétrico 11/12/2003

#### V.4.2.3 Organização do Leilão

Cada novo projeto hidroelétrico oferecido à licitação terá uma tarifa que garanta a rentabilidade de seu investimento. Essa tarifa será baseada no montante de energia assegurada da usina e caso haja mais de um ofertante para o mesmo projeto esse será escolhido com o critério de menor tarifa. Os projetos então são organizados em ordem crescente de tarifa e a contratação da demanda se dá começando da menor tarifa até atingir o montante demandado. Estes projetos então terão contratos assinados para entrega na data estipulada no leilão.

“ Art. 21 para os aproveitamentos hidrelétricos em que eventual parcela da energia assegurada possa ser comercializada no ACL ou utilizada para consumo próprio, o edital de leilão de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos deverá prever que parte da receita será destinada a favorecer a modicidade tarifária, conforma a formula abaixo:

$$V = a.x.EA.(P_{\text{marginal}} - P_{\text{ofertado}})$$

Onde:

V é o valor a ser auferido para favorecer a modicidade tarifária;

X é a fração da energia assegurada da usina destinada ao consumo próprio e à venda no ACL;

EA é a energia assegurada da usina em MWh/ ano;

$P_{\text{marginal}}$  é o menor valor entre o custo marginal de referencia previsto no edital e o custo marginal resultante do leilão;

$P_{\text{ofertada}}$  é o valor ofertado para a energia destinada ao ACR; e a é o fator de atenuação variável, estabelecido em função dos preços ou quantidades da energia destinada ao consumo próprio, ao ACR e à venda no ACL, cuja forma de calculo será definida no edital.”<sup>7</sup>

Portanto podemos observar que a prioridade é a modicidade tarifaria e ainda que pelo art.21 que os produtores independentes ou auto- produtores contribuíram para este objetivo pagando um custo acima do que se estes fossem vender ao ACR desestimulando essa atividade. O valor obtido nessa operação será deduzido do montante a ser pago pelas distribuidoras ao agente vendedor.

#### V.4.2.4 Leilão de Transição:

O primeiro leilão será realizado no dia 07 de dezembro de 2004 e terá como principais objetivos:

- Re- contratar a energia liberada dos contratos iniciais.
- Suprir o aumento da demanda com a energia disponível.

---

<sup>7</sup> Trecho do Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004.

No leilão serão oferecidos cinco contratos com data de entrega de 2005 a 2009. Os contratos para entrega de 2005 a 2007 terão prazo mínimo de oito anos e para entrega a partir de 2008 serão padronizados em 5 anos e duração máxima de 15 anos.

#### V.4.2.5 Contratos de Compra de Energia:

Os contratos serão bilaterais onde cada gerador contratado na licitação assinará um contrato com cada distribuidora participante. Dessa forma o risco de crédito de cada distribuidora será distribuído entre as geradoras não havendo concentração e também não havendo qualquer garantia financeira por parte do governo. Esse mecanismo faz com que o benefício que uma distribuidora com boa avaliação de risco teria na hora de negociar o preço de compra de energia seja distribuído entre todos os participantes do mercado. O inverso vale para as distribuidoras com uma avaliação de risco negativo.

Os contratos do leilão de transição podem ser reduzidos proporcionalmente quando houver saída de consumidores livres e além disso as distribuidoras terão a opção de reduzir adicionalmente 4% do montante original a cada ano. Assim podendo administrar o seu risco de sobre-contratação. No caso de haver alguma distribuidora sobre-contratada esta pode dar contratos para outra distribuidora que estiver sub-contratada.

Os contratos de novos empreendimentos terão um prazo mínimo de quinze anos e Máximo de trinta anos contados a partir do início do suprimento.

#### V.4.2.6 Repasse às Tarifas dos Consumidores Finais:

“Art. 34 Para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica previstos neste decreto, a ANEEL deverá calcular um Valor Anual de Referência – VR, mediante aplicação da seguinte fórmula:

$$VR = [VL5.Q5 + VL3.Q3] / [Q5 + Q3]$$

Onde:

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, 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, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano “A-3”.<sup>8</sup>

Para os anos de 2005 e 2006 o valor de referência será o máximo de aquisição de energia dos empreendimentos existentes para entrega nestes anos. Para os anos seguintes será utilizado o art.34. Para o risco de sobrecontratação das distribuidoras o decreto prevê a possibilidade de repassar ao consumidor até 103% da demanda efetiva. Dessa forma permitindo alguma margem de erro na previsão da demanda por parte das distribuidoras. O maior sinal dado por esta medida que diferencia do outro modelo é a de que se houver desequilíbrio o mercado tende a estar sobre contratado mesmo que em pequena escala.

Haverá um preço único de repasse da energia nova para todas as distribuidoras, dado pela média ponderada dos preços dos leilões inicial e complementar, nos quais os fatores de ponderação serão as quantidades totais (soma das energias asseguradas contratadas pelas distribuidoras) adquiridas nestes leilões. Entretanto, o preço que cada distribuidora pagará aos geradores contratados será uma média ponderada individual, em que os fatores de ponderação serão as quantidades que aquela distribuidora adquiriu nos leilões. Em outras palavras, se o preço individual de compra de energia da distribuidora for

---

<sup>8</sup> Trecho do Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004.

inferior ao preço de repasse único (mais eficiente que a “média do mercado”), a distribuidora terá ganho por um período de três anos.

Se por alguma razão o preço do leilão exceder um determinado “valor de reserva” a ser determinado pelo MME o leilão será interrompido e a distribuidora que ficar subcontratada poderá comprar a diferença no MAE e repassar integralmente à tarifa.

#### V.4.3 Contratação no Ambiente Livre – ACL:

As operações de compra e venda de energia no ACL envolverão agentes concessionários de geração.

Os consumidores potencialmente livres devem informar com uma antecedência de 15 dias à distribuidora antes da compra da mesma no leilão de A-1. A partir de 2010 os consumidores que quiserem se tornar autoprodutores devem avisar com uma antecedência de três anos. Por outro lado os consumidores livres que quiserem retornar a condição de regulados deve avisar com cinco anos de antecedência a respectiva distribuidora que por sua vez tem a opção de antecipar este prazo.

#### V.4.4 Mercado de Curto Prazo:

O mercado de curto prazo terá seu funcionamento igual ao atual MAE onde a ANEEL determinará um teto e um piso para os preços (PLD) baseado no custo marginal de operação. O preço máximo será baseado no custo de operação de uma usina termelétrica e o preço mínimo será baseado no custo de operação de usinas hidrelétricas.

### **V.5 Planejamento da Expansão do Setor Elétrico:**

O planejamento da expansão do Setor Elétrico compreenderá três etapas:

- Planejamento de longo prazo, cobrindo horizonte não inferior a vinte anos, observando um ciclo de atividades quadrienal, em que se define o Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico - PELP, que estabelecerá as estratégias de expansão de longo prazo para o Setor, em termos de novas fontes de geração, de grandes troncos de transmissão e de desenvolvimento tecnológico e industrial para o País;
  
- Planejamento de médio prazo, cobrindo horizonte não inferior a dez anos, observando um ciclo de atividades anual, em que se definem o Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos – PDE e o Programa Determinativo de Expansão da Transmissão - PDET e
  
- Monitoramento das condições de atendimento eletro-energético, cobrindo um horizonte de cinco anos, observando um ciclo permanente de atividades, em que se definem as providências para eventuais ajustes no programa de expansão em andamento.

Os estudos relativos às duas primeiras fases do planejamento setorial serão coordenados pela EPE. A etapa de monitoramento estará sob responsabilidade do CMSE.

## **VI. UMA ANALÍSE DO NOVO MODELO**

### **VI.1 Poder Executivo**

O papel do poder executivo dentro do setor foi ampliado com as mudanças do novo modelo. Tendo em vista que um dos objetivos do modelo é garantir o suprimento de energia com investimento privado em novos empreendimentos, cabe uma análise dos benefícios ou prejuízos que esta maior participação pode trazer.

O planejamento de expansão do setor será coordenado por estudos da Empresa de Pesquisa Energética e monitorado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ambas entidades subordinadas ao Ministério de Minas e Energia. Ou seja, o planejamento de novos projetos a serem licitados estará efetivamente no poder executivo. Na ótica do investidor privado esse risco de uso político do setor é algo indesejável. O poder de concessões será tirado da competência da ANEEL e passado para o MME. Se esse poder permanecesse com a agência isso traria um certo nível de conforto aos agentes sabendo que os projetos de expansão teriam que ser aprovados por um órgão autônomo antes de serem liberadas as concessões. Dessa forma o poder executivo tem total autonomia.

### **VI.2 Comercialização**

A contratação de energia se dará nos ambientes regulado e livre. Esta nova forma apresenta características que devemos ressaltar. Olhando o formato que o preço de energia será determinado podemos observar que por todas as geradoras assinarem contratos de venda de energia com todas as distribuidoras participantes do leilão o risco de inadimplência é reduzido dada a diversificação nos portfólios das geradoras. Porém este formato faz com que todas as distribuidoras tenham tratamento igual, pagando o mesmo preço independente da qualidade de seu recebível.

Os agentes geradores existentes correm o risco de não terem sua energia contratada no leilões de energia existente. Como em ambiente de incerteza no crescimento os contratos

de energia nova deslocam a contratação da energia existente no futuro. Isso nos leva ao risco do mercado spot que nesse cenário seria de sobre oferta e teria seus preços deprimidos comprometendo o equilíbrio financeiro dos agentes.

A obrigação de assinar contratos com todas as distribuidoras participantes do pool faz com que o gerador tenha que correr um risco de crédito que pode não ser desejável. Risco esse que não possui garantia nenhuma do pool ou do governo. Os riscos hidrológicos permanecem com os geradores, porém agora podem ser reduzidos com os contratos por disponibilidade de energia. Neste formato de contrato a distribuidora paga ao gerador uma quantia fixa pela energia assegurada da usina. A mesma distribuidora corre o risco de compra de energia no mercado spot no caso de falta e o direito a eventual aumento na geração da usina é repassado a distribuidora. Desta forma se transfere o risco de geradores para os consumidores já que os distribuidores podem repassar o custo da energia para a tarifa final.

Para o segmento de distribuição podemos destacar como fator determinante a necessidade de estabelecer uma estratégia de contratação ótima de energia nos leilões disponíveis. Como precificar a incerteza de se contratar toda sua demanda estimada com cinco anos de antecedência com um preço melhor do que se deixar para contratar uma parte com um período de antecedência reduzido em dois anos. Corre ainda o risco de ser multada por estar subcontratada. Se tiver que contratar energia no leilão de ajuste e exceder o preço limite de repasse este não poderá repassar integralmente seus custos à tarifa.

Uma das mudanças mais importantes do novo modelo será o fim da autocontratação de energia. O programa emergencial de térmicas implantado no governo passado previa que o grupo econômico que investisse em uma térmica poderia após um período contratá-la no caso de ser dono de uma distribuidora. Como o custo de compra de energia entra na parcela de custos não gerenciáveis das distribuidoras essa medida não prejudicaria a distribuidora mas a população atendida por ela já que a tarifa final seria aumentada devido ao aumento do custo de aquisição de energia. Para exemplificar o argumento tomemos como exemplo a distribuidora Eletropaulo. No documento de revisão



tarifaria disponibilizado pela ANEEL, quando analisamos os seus contratos de compra de energia. Observamos que mesmo em um ambiente se sobra de energia a distribuidora assinou um contrato bilateral com a AES Tiete, geradora pertencente ao mesmo grupo controlador, com um custo maior que o disponível no mercado. Existem os que defendam que estes contratos devam ser quebrados em benefício da população, porém isto traria grande risco de instabilidade regulatória. Incerteza que um mercado que necessita investimentos de longo prazo não pode ter. Então podemos dizer neste aspecto que o fim da auto contratação é benéfica ao sistema mas, devemos manter em mente que os contratos devem ser cumpridos como sinal de estabilidade regulatória.

### **VI.3 Risco Político**

Um dos objetivos desse modelo é a modicidade tarifaria. Devido ao fato da Eletrobrás ser o maior agente vendedor de energia e ser controlado pelo governo trás desconforto quanto a sua postura diante do leilão. Existe a possibilidade de uma decisão política influenciar a decisão das subsidiárias da estatal a entrar no leilão subsidiando o custo de energia. Risco esse que o secretário do Ministério de Minas e Energia Mauricio Tomalsquim descartou em entrevista ao Jornal Valor Econômico “Não existe qualquer diretriz do governo para as empresas da Eletrobrás. Mas os presidentes das estatais estão sensibilizados para ter a melhor performance possível. Eles estão trabalhando dia e noite nisso, e sabem que vão ser avaliados pelo mercado em função do leilão”. Inclusive esta atitude seria muito prejudicial ao setor já que os participantes privados seriam enormemente prejudicados conseqüentemente afastando novos investimentos privados no setor. Ainda podemos também acrescentar que as estatais também não teriam condições de financiar novos investimentos dado o baixo retorno de suas atividades.

Um assunto que vem tomando espaço é a situação da Copel, distribuidora do estado do Paraná. A Copel é uma empresa que possui um custo de geração de energia abaixo do nacional e com a adoção do pool ela seriam obrigada a vender esta energia e recomprá-la no pool por um preço mais elevado. Isso não trará efeitos financeiros para a empresa, mas para a população atendida por ela que terá um repasse de custo de aquisição de energia

mais elevado. Participando de reunião da empresa com analistas podemos destacar que seu maior argumento é o fato do estado do Paraná ter feito grandes investimentos em capacidade de geração e agora ter que socializar os benefícios desse esforço com o resto do país. No dia 01 de dezembro de 2004 o Jornal Valor Econômico noticiou a obtenção pelo governo do Paraná de uma liminar que garante o direito a Copel de ficar de fora do pool até 2015. No mesmo artigo a Ministra Dilma Rousseff esclarece dizendo que a Copel obteve o direito de prorrogar os contratos iniciais assinados entre Copel distribuidora e Copel Geradora até 2015. Também ressalta que a ANEEL entrara com recurso para derrubar a liminar.

## VII. CONCLUSÃO

O país vem apresentando taxas de crescimento expressivas porém a sustentabilidade deste crescimento depende do êxito do atual governo na implementação do novo modelo do setor elétrico. O Ministério de Minas e Energia tem como principal desafio fazer o planejamento equilibrado da matriz energética brasileira afim de garantir o suprimento de energia.

O novo modelo prevê um papel mais ativo para o estado. Este agora é responsável pelo desenvolvimento do setor através de órgãos subordinados ao MME. O poder de concessões antes do órgão regulador do setor agora esta nas mãos do Ministério. Esta presença do poder executivo vem a aumentar o risco regulatório do novo modelo inserindo um peso político ao planejamento

Hoje o Brasil se encontra em uma situação de sobra de energia mas estudos apontam para a necessidade para manter uma taxa sustentável de crescimento, o país precisa de um incremento de capacidade em torno de 4% ao ano. Segundo a revista valor setorial especialistas alertam para uma crise de abastecimento a partir de 2008. é necessário a atração de investimentos e não podemos esquecer que uma usina hidrelétrica leva cinco anos para ser concluída e uma térmica três. O economista Winston Fritsch fala sobre as condições de investimento, “Já se sabe que o setor público não tem esse dinheiro e precisa criar ambiente favorável ao investidor privado, nacional ou estrangeiro, para que ele entre no mercado e aumente a oferta de energia para os próximos anos”. Portanto devemos ressaltar que além de fazer o planejamento de expansão do setor este novo marco regulatório deve atrair novos investidores privados.

Devemos ressaltar que o comportamento das empresas estatais no leilão de energia existente a ser realizado no dia sete de dezembro dará fortes sinais do comportamento do governo quanto a qual é sua verdadeira prioridade a modicidade tarifaria ou a garantia de suprimento via expansão do setor. Explicando melhor o raciocínio no caso das empresas estatais entrarem no leilão ofertando sua energia a um preço muito baixo, isso

provavelmente garantirá a modicidade tarifaria porem aumentará o risco de abastecimento futuro porque o preço baixo virá a custa da redução da rentabilidade e da capacidade de investimento das companhias. As geradoras estatais federais concentram boa parte do mercado e teriam capacidade de pressionar os preços. Olhando para o leilão a sua própria sistemática poderá induzir os agentes a lances excessivamente baixos que poderá contribuir para desequilíbrios futuros. Uma forma de evitar isso seria o estabelecimento de um preço mínimo para o leilão e o governo evitar exercer qualquer influencia sobre o comportamento das empresas estatais.

Esse modelo prevê um ambiente competitivo com empresas privadas e estatais atuando em igualdade de condições. Dessa forma é de extrema importância a credibilidade das novas regras do setor e que ainda mais importantes estas sejam imparciais. Não deixando duvidas quanto a atuação do estado para que empreendimentos privados possam ser viabilizados. Devemos lembrar que estes são investimentos de longo prazo e de montantes elevados. Nesse aspecto a perda de poder da ANEEL para o MME vem como um sinal negativo a atração de investimentos. A ANEEL é um órgão autônomo integrada por especialistas do setor ao contrario do Ministério que possui dirigentes que são funcionários de alto escalão em empresas estatais.

Um aspecto em que o governo esta obtendo êxito é na transição dos modelos. O governo muito corretamente garantiu que todos os contratos vigentes serão honrados independente de sua procedência como no caso dos contratos de térmicas do mesmo controlador caso da AES com a geradora Tiete e a distribuidora Eletropaulo. O pior sinal possível que o governo poderia dar para novos investidores seria a quebra de contratos vigentes.

O novo modelo tem um lado muito negativo do aumento da participação do poder executivo no setor porém não podemos deixar de ressaltar que o modelo prevê um planejamento de longo prazo para o setor que se tiver êxito deve minimizar as chances de uma nova crise de abastecimento comprometendo o tão sonhado crescimento sustentável.

**BIBLIOGRAFIA::**

MME. Ministério de Minas e Energia. [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).

- Modelo Institucional do Setor Elétrico
- Leis 10.847 e 10.848
- Decretos 5.081 de 14 de maio de 2004
- Decretos 5.163 de 30 de julho de 2004
- Decretos 5.175 de 09 de agosto de 2004
- Decretos 5.177 de 12 de agosto de 2004
- Decretos 5.184 de 16 de agosto de 2004

PINHEIRO, ARMANDO C. A Privatização no Brasil O Caso Dos Serviços de Utilidade Pública.

Bolívar Pêgo Filho, Edilberto Carlos Pontes Lima e Francisco Pereira, Texto para discussão IPEA N 668 Privatização, Ajuste Patrimonial e Contas Públicas no Brasil, 1999

Marco Antonio Carvalho, Texto para discussão IPEA N 847 Privatização, Dívida e Déficit Públicos no Brasil, 2001

Oliveira, A. (coord.) Perspectivas da reestruturação financeira e institucional do setor elétrico brasileiro. Relatório de pesquisa patrocinado pelo Pnud/Ipea/Fundap, maio 1997.

Santos, M.F.M. *Sistema interligado: benefícios e encargos*. Texto apresentado no seminário “The Electric Power Sector Reform”, Foz do Iguaçu, maio 1996.

MDIC. Ministério do Desenvolvimento, Industria e Comércio Exterior, Apresentação Privatização no Brasil, 2003

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)

Coopers&Lybrand, Estágio VI – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, 1997.

ELETROBRAS, [www.eletrobras.gov.br](http://www.eletrobras.gov.br)

Revista Valor Setorial Energia, Novembro de 2004.

Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético. [www.ilumina.org.br](http://www.ilumina.org.br)

Siqueira, Carlos Augusto Junqueira. *Transferência do Controla Acionário Interpretação e Valor*.

