

# **A RESTRUTURAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO BRASILEIRO**

*Uma análise comparativa  
com a Califórnia*

Marcelo Cabús Klötzle

Fábio Luiz Biagini



**FACULDADE DE ECONOMIA**

**UNIVERSIDADE DO PORTO**

[www.fep.up.pt](http://www.fep.up.pt)

# A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UMA ANÁLISE COMPARATIVA COM A CALIFÓRNIA

MARCELO CABÚS KLÖTZLE, FÁBIO LUIZ BIAGINI \*

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio)  
Instituto de Administração e Gerência (IAG)  
Rua Marquês de São Vicente, 225 – Gávea  
22453-900 Rio de Janeiro – RJ, Brasil  
email: [klotzle@iag.puc-rio.br](mailto:klotzle@iag.puc-rio.br), [biagini@ceg.com.br](mailto:biagini@ceg.com.br)

## ABSTRACT

The main objective of this paper is the analysis of the electricity sector in Brazil and the whole restructuring process occurred since the creation of the Electricity National Agency (ANEEL). It is discussed if the regulation of the electricity sector in Brazil brought benefits to the development of this one, and if there exists a relationship with the current electricity crisis. At the same time, is done a comparison with the crisis in California. Based on this study, it is discussed some proposals to the improvement of the electricity energy offer conditions in Brazil.

**Key-Words:** *energy crisis, energy policy, electricity sector, Brazil and California*

## RESUMO

Este trabalho tem por objetivo analisar o setor elétrico brasileiro, enfatizando todo o processo de reestruturação ocorrido a partir da criação da ANEEL. É demonstrado até que ponto a regulação do setor elétrico no Brasil foi benéfica para o desenvolvimento do mesmo, e as suas ligações com a crise energética atual. Ao mesmo tempo, é criado um paralelo com a crise vivida pela Califórnia e são elaboradas propostas para a melhoria das condições de oferta de energia elétrica no Brasil.

**Palavras-Chave:** *crise energética, política energética, setor elétrico, Brasil e Califórnia*

---

\* Marcelo Cabús Klötzle é professor de Finanças e coordenador-adjunto da graduação no Departamento de Administração da PUC-Rio; Fábio Luiz Biagini é aluno de Mestrado na mesma instituição.

## 1. INTRODUÇÃO

O tão esperado século XXI iniciou-se neste ano de 2001 e, junto com ele vieram novos desafios à economia brasileira: ameaças de crises financeiras internacionais, em especial na Argentina e Turquia; crises políticas no governo na véspera de 2002 – ano eleitoral, o que por si só já adiciona um tom de instabilidade e, por fim o racionamento de energia, que serviu como um freio à uma possível retomada de crescimento do PIB brasileiro, inicialmente previsto de 4%, para um patamar hoje de no máximo 2,5%, segundo as últimas projeções feitas por analistas de mercado.

Entretanto, de todos estes pontos, cabe especial atenção à crise energética que atravessamos, em função da importância da oferta de energia elétrica para o crescimento econômico do país. Neste contexto, percebemos que os problemas que hoje se refletem no setor elétrico, podem ser atribuídos em boa parte à mudança ocorrida na condução da política econômica brasileira nas últimas duas décadas, que agravaram as contas públicas, e fizeram com que o Governo não dispusesse de recursos suficientes para realizar os investimentos necessários na expansão da oferta de energia, por meio principalmente do aumento da capacidade de geração de energia e das linhas de transmissão.

Somente a partir da última década, com o cenário de estabilidade macroeconômica fruto do sucesso do Plano Real, o Governo passou a buscar um novo modelo de atuação, iniciando um processo de reformas, que visaram a regulamentação de setores estratégicos com a criação de Agências Nacionais como a ANEEL para Energia Elétrica. Em linhas gerais, as reformas do setor elétrico brasileiro, tiveram como objetivos principais: passar à iniciativa privada a responsabilidade pelos investimentos necessários no setor e aperfeiçoar os mecanismos de regulação do mercado que garantissem um funcionamento eficiente do setor.

Este artigo visa analisar quais foram as principais causas e conseqüências das reformas do setor elétrico brasileiro, traçando uma comparação com a crise de energia vivida na Califórnia, recentemente. Para isso, na Seção 2 analisamos o cenário macroeconômico que vivemos desde 1994, com o Plano Real; na Seção 3 traçamos um Panorama do Setor Elétrico; na Seção 4 comparamos as características do sistema elétrico brasileiro e americano, com ênfase na Califórnia e, na Seção 5 fazemos algumas Propostas de Melhoria para o Setor Elétrico Brasileiro.

## 2. CENÁRIO MACROECONÔMICO

Comemoramos neste ano de 2001, o sétimo aniversário do Plano Real, plano este que levou o país supostamente a um outro patamar, o da estabilidade econômica, onde pela primeira vez tivemos um controle claro e transparente da inflação.

O Plano Real não trouxe somente o controle inflacionário, fez ressurgir a esperança no longo prazo, reavivou a expectativa de que o Brasil, agora sim, iria crescer de forma sustentada, deu a sensação de que a nação estava no caminho certo e, de que nada iria impedir o país de ocupar sua merecida posição de destaque no cenário internacional.

Logo de início, em junho de 1994 a inflação acumulada em 12 meses pelo Índice Geral de Preços (IGP) da Fundação Getúlio Vargas (FGV) estava em 5.154%, algo hoje tido como inimaginável. E, em 1998, quatro anos após a implantação do Plano Real fechamos o ano com alta acumulado pelo IGP-DI de apenas um dígito, no patamar de 1,7% no ano.

Em 1999 tivemos uma ruptura no modelo cambial vigente, passando de um regime cambial tido como fixo para o cambial flexível. Hoje, mais do que nunca percebemos que, ainda que, de certa forma desastrosa, a mudança do regime cambial fixo para o flexível levada a cabo em meados de janeiro de 1999 nos trouxe o benefício de suportar as diversas crises financeiras internacionais com um ônus muito menor para a nossa economia, ônus este principalmente direcionado para a taxa de cambial, que absorve todo quase todo impacto da crise, ainda que o Banco Central eleve as taxas de juros, como o fez recentemente, com a crise da Argentina.

Neste novo contexto, o país já conseguiu no ano de 2000 obter melhores resultados, com um crescimento do PIB da ordem de 4,5% (Tabela 1) bem como uma expansão da produção industrial, conforme Tabela 2.

**TABELA 1: EVOLUÇÃO DO PIB EM %**

<b>SETORES</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001(*)</b>
Agropecuária	7,4	3,0	7,6
Serviços	1,9	3,9	3,1
Indústria	-1,6	5,0	5,8
<b>TOTAL</b>	<b>0,8</b>	<b>4,5</b>	<b>4,6</b>

(\*) Estimativa anterior à crise na Argentina

Fonte: Eletrobrás, 2001

**TABELA 2: PRODUÇÃO INDUSTRIAL** (*Taxa de Variação Acumulada no Ano, %*)

<b>CLASSES DE INDÚSTRIA</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>1º Trimestre de 2001</b>
Indústria Geral	-0,7	6,5	6,9
Extrativa Mineral	9,1	11,9	10,4
Transformação	-1,6	5,9	6,5
<b>CATEGORIAS DE USO</b>			
Bens de Capital	-9,1	12,7	19,0
Bens Intermediários	1,9	6,9	5,9
Bens de Consumo	-2,8	3,0	3,8
- Duráveis	-9,3	20,5	15,4
- Semiduráveis e Não Duráveis	-1,2	-1,0	0,7

*Fonte: Eletrobrás, 2001*

A princípio, o Brasil detém as condições necessárias para iniciar um novo ciclo de expansão econômica nesta primeira década do século XXI, semelhante ou até melhor ao período na década de 70 conhecido como “milagre econômico”. Porém, há alguns fatores que restringem esta retomada do crescimento econômico e precisam ser administrados com habilidade, como o impacto na nossa economia do pouso forçado (*hard landing*) da economia norte-americana, que é o motor da economia mundial, aliada ao agravamento da crise financeira na Argentina, e a **crise de energia doméstica** que vivemos, sendo este último o tema que iremos aprofundar em nosso estudo.

### **3. PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO**

Apesar dos ciclos alternados de crescimento e retração econômica no país, a demanda por energia elétrica não tomou conhecimento de qualquer crise e, continuou crescendo a taxas significativamente elevadas e, aliada ao Plano Real, que elevou o poder de compra das populações de baixa renda, fez com que houvesse um acréscimo significativa na venda de eletrodomésticos e equipamentos eletrônicos, que se manteve até hoje (Tabela 3), apesar das perdas de poder aquisitivo da população.

Isto, por sua vez, se deve em boa parte à política de crédito mais agressiva que tornou o acesso ao crédito mais fácil e, a cultura desta camada da população em não se preocupar com o montante total pago, nem tampouco com os juros embutidos, mas sim com a parcela de sua renda comprometida pelo valor da prestação do bem ou serviço adquirido.

**TABELA 3: VENDA DOS PRINCIPAIS ELETROELETRÔNICOS (1000 Unidades)**

ITEM	1999	2000	1º Trimestre 2001
<b>A) LINHA BRANCA *</b>			
Refrigeradores	3.007	3.239	894
Freezers verticais	315	303	74
Congel/Conserv. Horiz.	357	333	76
Lavadoras Automáticas	929	992	244
Fogões	3.488	3.659	840
Outros	1.947	402	15
<b>SUBTOTAL (A)</b>	<b>10.043</b>	<b>8.928</b>	<b>2.143</b>
<b>B) PORTÁTEIS</b>			
Aspiradores de Pó	629	743	156
Ferros de Passar Roupa	6.135	6.424	1.309
Liquidificadores	3.812	3.924	1.030
Secadores/modeladores	567	514	96
Ventiladores	1.916	2.768	795
Outros	2.540	2.595	535
<b>SUBTOTAL (B)</b>	<b>15.599</b>	<b>16.968</b>	<b>3.921</b>
<b>C) IMAGEM E SOM</b>			
Rádios-Gravadores	581	756	210
Sistemas de Som	1.863	2.417	578
Televisores em cores	4.047	5.289	1.175
Video-cassetes	1.168	1.205	251
Outros	81	269	97
<b>SUBTOTAL (C)</b>	<b>7.740</b>	<b>9.936</b>	<b>2.311</b>
<b>TOTAL GERAL (A+B+C)</b>	<b>33.382</b>	<b>35.832</b>	<b>8.375</b>

(\*) As estatísticas de fornos de microondas e condicionadores de ar ainda não estão disponíveis para os anos de 2000 e 2001

Fonte: Eletrobrás, 2001

Estaríamos, com base na Tabela 3, inclinados a deduzir que houve no período um aumento do consumo de energia residencial, o que se confirma na Tabela 4.

**TABELA 4: INDICADORES SELECIONADOS**

Item	Unidade	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Variação 1999/1994
OIE	10 <sup>6</sup> tep	210,8	219,0	230,6	242,9	250,1	253,4	20%
PIB *	10 <sup>9</sup> US\$ (99)	496,3	517,5	531,5	551,1	551,9	557,5	12%
População	10 <sup>6</sup>	153,0	155,1	157,1	159,1	161,1	163,1	7%
Consumo Final Energético Total	10 <sup>3</sup> tep	180.061	188.365	198.402	209.493	215.538	218.109	21%
- Segmento Residencial	10 <sup>3</sup> tep	29.052	30.821	32.500	34.041	35.776	36.696	26%

\* Dólar Constante de 1999

Fonte: MME, 2000

Percebe-se agora, com mais nitidez, que apesar de a população brasileira ter crescido 7% entre 1994-1999 e, o PIB em dólar constante de 1999 no mesmo período ter se

elevado 12%, o consumo final energético total subiu 21%, sendo que o segmento residencial mais ainda, atingindo 26% de acréscimo no mesmo período.

Isto nos confirma a idéia original de que houve um maior acesso da população de baixa renda a produtos eletroeletrônicos em geral, inicialmente motivado pelo aumento do poder aquisitivo do Plano Real, para em seguida ser incentivado por uma política de crédito que facilitou a aquisição destes produtos, conforme mencionamos anteriormente. Além do mais houve um barateamento natural dos produtos elétricos e eletrônicos, com tecnologia já estabelecida.

Outro aspecto que merece destaque como fator motivador do incremento do consumo residencial é o crescimento do setor informal da economia, onde algumas atividades passaram a ser desenvolvidas nas próprias residências, antes presentes apenas no setor industrial, como cooperativas de costureiras, oficinas de prestação de serviços, etc. Já por sua vez, no segmento comercial, o incremento está muito ligado à expansão dos centros comerciais e *shopping centers*, bem como à ampliação do funcionamento de diversos estabelecimentos comerciais, inclusive os próprios *shopping centers*, que passaram a abrir em muitas capitais dos domingos em horário normal.

Entretanto é necessário mencionar, neste contexto, que apesar do Brasil ser o 10<sup>o</sup> país em PIB do mundo, ele é somente o 82<sup>o</sup> em consumo de energia per capita. Isso faz com que seja natural que a demanda por energia elétrica cresça a cada ano em taxas elevadas, se comparadas às dos países desenvolvidos.

Contudo, à primeira vista, analisando mais detidamente os dados do setor, não entendemos que haveria razão para a crise de energia, pois verificamos que a oferta interna de energia em 1999 (253,4 MM tep) é superior ao consumo final de energia total (218,1 MM tep), tendo ainda crescido 20% entre 1994-1999, praticamente a mesma proporção que o consumo final de energia (Tabela 4).

De fato, isto seria verdade se não tivéssemos problemas de distribuição de energia, podemos entender melhor o problema que enfrentamos, analisando a Tabela 5.

Verificamos que no cômputo geral, a Geração Bruta Total de Energia em 2000, cerca de 322 GWh é superior ao Consumo Total de Energia Elétrica, aproximadamente 306 GWh, ainda que sejam valores muito próximos, não há déficit.

Porém, quando analisamos os números por região, começamos a entender uma das grandes dificuldades do nosso sistema energética: linhas de transmissão de energia.

O Sudeste sempre foi deficitário de energia, ao passo que a região Norte sempre foi superavitária. Além disso, só a energia bruta gerada por Itaipu, que foi de 46.253 GWh em 2000, daria para cobrir o déficit total (43.709 GWh) da Região Sul e Sudeste neste mesmo ano, e ainda restariam 2.544 GWh, que em tese poderiam ser direcionados para suprir boa parte do déficit da Região Centro-Oeste de 3.785 GWh.

Entretanto vale a pena frisar que apesar das linhas de transmissão servirem para trocar energia entre as regiões, essa troca não é ilimitada, pois existem problemas operativos. Para não se terem tais problemas seria necessária uma malha de transmissão bem mais fechada e muitos equipamentos de controle da rede. Isso significaria um alto investimento na transmissão com os devidos reflexos na tarifa de energia. Reforços nas interligações regionais, só agora em execução, certamente ajudariam, mas há também carência de geração, como tem sido apontado há muitos anos pelos especialistas do setor.

**TABELA 5: ANÁLISE DA OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA**

<b>Geração Bruta Total - GWh</b>				
<b>Oferta</b>	1997	1998	1999	2000
NO	26.798	26.825	32.136	33.647
NE	45.199	49.176	44.473	49.905
SE	121.809	129.239	132.586	138.414
S	39.184	44.631	43.879	41.475
CO	9.800	7.693	10.727	12.770
Itaipu	44.434	43.634	44.704	46.253
<b>Total</b>	<b>287.224</b>	<b>301.198</b>	<b>308.505</b>	<b>322.464</b>

<b>Consumo Total de Energia Elétrica - GWh</b>				
<b>Demanda</b>	1997	1998	1999	2000
NO	14.436	14.855	15.116	15.993
NE	43.639	46.868	47.334	49.457
SE	162.232	167.261	168.279	174.595
S	41.996	43.848	46.324	49.003
CO	13.865	14.683	15.624	16.555
<b>Total</b>	<b>276.168</b>	<b>287.515</b>	<b>292.677</b>	<b>305.603</b>

<b>Def/Sup</b>	1997	1998	1999	2000
NO	12.362	11.970	17.020	17.654
NE	1.560	2.308	(2.861)	448
<b>SE</b>	<b>(40.423)</b>	<b>(38.022)</b>	<b>(35.693)</b>	<b>(36.181)</b>
S	(2.812)	783	(2.445)	(7.528)
<b>CO</b>	<b>(4.065)</b>	<b>(6.990)</b>	<b>(4.897)</b>	<b>(3.785)</b>
<b>Total (1)</b>	<b>11.056</b>	<b>13.683</b>	<b>15.828</b>	<b>16.861</b>

(1) Considerando Itaipu

Fonte: SIESE, 2000



Assim sendo, cabe uma outra pergunta: se não há linhas de transmissão de energia suficientes e há déficit nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, como conseguimos passar, de certa forma, incólumes por 1999 e 2000 ?

De fato, não houve racionamento de energia em 1999 nem em 2000, sendo assim podemos dizer que o sistema conviveu com uma situação de esgotamento de sua (suposta) “capacidade ociosa”, proporcionada por projetos realizados nos períodos anteriores e que anteciparam as necessidades de crescimento da demanda por vários anos (PIRES, GOSTKORZEWICZ, GIAMBIAGI, 2001), ou seja, fizemos uso em 1999 e em 2000 dos níveis dos reservatórios das nossas hidrelétricas previstos para serem utilizados nos próximos anos.

É notório que um país não cresce se não houver energia disponível, e a Eletrobrás por meio de seu Plano Decenal de Expansão de 2000 já apontava, para o período 2001-2009, graves riscos de déficits de energia superiores ao que os analistas consideraram como aceitável, que são 5% do mercado, principalmente nas regiões Sudeste, Centro Oeste e Nordeste (Tabela 6)

**TABELA 6: RISCOS DE DÉFICIT MAIORES  
QUE 5% DO MERCADO: 2001-2009 (%)**

<b>Ano / Região</b>	<b>Sul</b>	<b>SE/Centro Oeste</b>	<b>Norte</b>	<b>Nordeste</b>
2001	<b>5,3</b>	<b>11,9</b>	<b>6,1</b>	<b>10,9</b>
2002	1,5	<b>9,3</b>	2,7	<b>11,7</b>
2003	0,0	2,6	1,2	3,2
2004	0,0	0,9	0,4	1,4
2005	0,0	0,9	0,7	0,7
2006	0,0	1,7	0,9	0,8
2007	0,0	1,5	0,9	0,7
2008	0,1	1,5	0,6	0,6
2009	0,1	1,4	0,5	0,7

*Fonte: Pires, Gostkorzewicz, Giambiagi, 2001*

Percebemos que na Regiões Sudeste/Centro Oeste e Nordeste, o risco é mais do que o dobro do limite considerado como aceitável – 5% do Mercado. Isto mostra que dificilmente as autoridades competentes estavam totalmente desprevenidas, pois a informação estava clara, objetiva e indicava que se nada fosse feito, nosso crescimento econômico poderia ficar seriamente comprometido e teríamos problemas de energia domésticos muito delicados.

Neste mesmo Plano Decenal havia perspectivas para se incrementar a oferta de energia no período 2001-2009, porém ocorreram diversos atrasos nos programas de expansão da

base hidrelétrica, que responde hoje por cerca 93% da Geração Bruta Total de Energia do país (Tabela 7), o que em si é benéfico, pois o custo de geração de energia de uma hidroelétrica é menor do que o de uma termelétrica. Entretanto, seriam necessários investimentos vultuosos para construção de novas hidrelétricas e, o governo com metas fiscais e um controle orçamentário rigoroso, ficaria, no mínimo, numa situação difícil, onde talvez seria mais interessante regulamentar o mercado e permitir que a iniciativa privada fizesse os investimentos necessários, assim como foi o caso das telecomunicações.

**TABELA 7: RESUMO DO SETOR – INDICADORES SELECIONADOS**

<b>Item</b>	<b>Unidade</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>
Capacidade Nominal Instalada	MW (1)	59.137	61.325	63.816	67.713
Nº de Consumidores Residenciais	10 <sup>^3</sup>	35.316	36.905	38.574	40.463
Energia Recebida	GWh (2)	41.513	41.679	42.733	46.672
Geração Bruta Total	GWh	287.403	301.198	308.505	322.464
- Participação da Geração Hidráulica	% s/ Ger. Br. Total	95,5%	95,1%	93,1%	92,6%
Consumo Total	GWh (3)	276.191	287.515	292.677	305.603
Consumo por Consumidor Residencial	kWh/cons.	2.098	2.150	2.107	2.063
Tarifa Média Total	R\$/MWh	<i>nd</i>	<i>nd</i>	103,32	121,19

(1) - Inclui 50% da capacidade de Itaipu

(2) - Inclui Itaipu e Autoprodutores

(3) - Inclui Tarifas especiais

Fonte: SIESE, 2000

Cabe ressaltar, que um dos principais objetivos da regulamentação de um setor é proporcionar benefícios ao consumidor, desde o aumento da oferta de produtos (bens e/ou serviços) até uma redução nos preços ofertados, proporcionados por uma gestão privada mais eficiente e com maior produtividade. Podemos, entretanto, observar que este último ponto não foi bem sucedido, tal qual na Califórnia, pois passamos de uma tarifa média total de R\$ 103,32 por MWh em 1999 para R\$ 121,19 por MWh em 2000, ou seja, um aumento tarifário de 17,30% contra uma inflação de 6% (IPCA) no mesmo período. Isso se deve, em boa parte, ao fato de que a privatização não foi, no caso brasileiro, acompanhada de um aumento na oferta de geração de energia.

Da mesma forma, a estratégia utilizada no modelo de privatização do setor elétrico brasileiro merece atenção, pois das empresas privatizadas no período de 1995 a 1999 64,25% eram da área de distribuição, e apenas 17,33% da área de geração de energia (Tabela 8), apesar do cenário em que estamos inseridos pedir investimentos pesados em geração, e tal como referido anteriormente, dificilmente o governo tem condições de fazê-lo por si só. Desta forma, faz-se necessário um plano de regulamentação bem arquitetado, principalmente prevendo a integração das atividades do setor de energia

como um todo, que engloba não somente a eletricidade, mas também o óleo, gás e petróleo.

**TABELA 8: PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (1995-1999)**

N	Empresa	Estado	Data da Venda	Participação Mercado Nacional (%)
<b>I. Distribuição</b>				
1	Escelsa	ES	12/07/1995	2,2%
2	Light	RJ	21/05/1996	9,0%
3	Cerj	RJ	20/11/1996	2,4%
4	RGE	RS	21/10/1997	1,9%
5	AES Sul	RS	21/10/1997	2,4%
6	CPFL	SP	01/11/1997	7,1%
7	Enersul	MS	19/11/1997	1,0%
8	Cemat	MT	27/11/1997	0,95%
9	Metropolitana	SP	15/04/1998	13,7%
10	Elektro	SP	16/07/1998	4,1%
11	Bandeirante	SP	17/09/1998	9,2%
12	Coelba	BA	01/07/1996	3,3%
13	Energipe	SE	01/12/1997	0,6%
14	Cosern	RN	01/12/1997	0,9%
15	Coelce	CE	02/04/1998	1,9%
16	Celpe	PA	01/07/1998	1,2%
17	Celpe	PE	17/02/2000	2,4%
<b>Total</b>				<b>64,25%</b>
<b>II. Geração</b>				
1	Cachoeira Dourada	GO	05/09/1996	0,03%
2	Gerasul	SC	15/09/1998	6,8%
3	Paranapanema	SP	28/07/1999	4,9%
4	Tietê	SP	27/10/1999	5,6%
<b>Total</b>				<b>17,33%</b>

Fonte: Pires, 2000

Contudo, vale lembrar que algumas das empresas de distribuição privatizadas (Light, Escelsa, etc.) são também geradoras de parcela da energia por elas distribuída ou são controladas por grupos que compraram geradoras.

Os impactos da regulamentação do setor elétrico são aprofundados mais adiante, porém já cabe enfatizar de antemão os aspectos da elevação tarifária e da privatização das empresas do setor elétrico, que nos chamam a atenção de imediato.

## 4. COMPARAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E AMERICANO, COM ÊNFASE NA CALIFÓRNIA

### 4.1. Aspectos Regulatórios

Neste capítulo, faremos uma análise das principais semelhanças e diferenças entre a regulamentação do setor elétrico brasileiro e norte-americano, enfatizando a experiência vivida na Califórnia.<sup>1</sup>

Na Califórnia a regulação do setor elétrico se baseia em grande parte nas diretrizes estabelecidas pela nova lei elétrica estadual (AB 1.890), aprovada em 1996.

Com base nessa lei foi delegado poder para a agência federal de eletricidade, conhecida como FERC<sup>2</sup>, na regulamentação das novas instituições que foram criadas: a) a Bolsa de Energia (CalPX)<sup>3</sup>, onde são realizadas transações *spots* de venda e compra de energia, e b) o Operador Independente do Sistema (CAISO)<sup>4</sup>.

Segundo KUMKAR (2001) A CalPX foi fundada, diferentemente de outras bolsas regionais de eletricidade nos Estados Unidos, como instituição independente do CAISO.

Uma outra diferença importante para outras bolsas é que não é obrigatório que toda a eletricidade seja negociada através da CalPX. Com exceção da participação obrigatória (mesmo que em caráter temporário) das três antigas monopolistas<sup>5</sup>, as outras empresas não são obrigadas a participar da bolsa de energia californiana. Estas têm a possibilidade de efetuar, por exemplo, contratos bilaterais de longo prazo.

O CAISO, segunda instituição chave do setor elétrico da Califórnia, tem como responsabilidade a administração de todos os ativos de transmissão do estado e a garantia da segurança e da confiabilidade do sistema.

No Brasil o novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro foi inaugurado pela lei 9.427/96, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Posteriormente o Congresso Nacional determinou a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), através da lei 9.648 de maio de 1998 e do decreto 2.665 de julho do mesmo ano (PIRES, 2000; ASMAE,

---

<sup>1</sup> Caso não seja citado outro autor, as seguintes análises se baseiam no trabalho publicado por PIRES, GOSTKOZEVIK e GIAMBIAGI, 2001.

<sup>2</sup> Federal Energy Regulatory Commission.

<sup>3</sup> California Power Exchange.

<sup>4</sup> California Independent System Operator.

<sup>5</sup> Tais empresas são: a) a PG&E (Pacific Gas & Electric Company), b) a SCE (Southern California Edison Company) e a c) SDG&E (San Diego Gas & Electric Company).

2001). Em 09 de janeiro de 2002, o MAE foi extinto pelo governo e será substituído pelo MBE (Mercado Brasileiro de Energia) (GAZETA MERCANTIL, 2002a).

A ANEEL, criada com o objetivo de estabelecer as bases regulatórias para o novo mercado elétrico brasileiro, tem como principais atribuições, além de regular e fiscalizar o setor elétrico (ASMAE, 2001):

- Estabelecer tarifas e padrões de qualidade;
- Estimular a eficiência econômica da indústria;
- Manter a lucratividade dos investimentos realizados pelos empreendedores;
- Permitir o livre acesso aos serviços de energia elétrica;
- Impedir abusos na estrutura dos custos do sistema.

Ao ONS compete a supervisão e o controle da operação de geração e transmissão no Brasil, com o objetivo de otimizar os custos e garantir a confiabilidade e segurança do Sistema Interligado. Além disso, tem a responsabilidade de administrar, tanto operacionalmente como financeiramente os serviços de transmissão e as condições de acesso à rede básica – livre acesso.

O MAE tinha, por sua vez, a função de intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados. Para fins de contabilização e formação de preço, o MAE era dividido em quatro submercados: Norte, Nordeste, Sudeste e Sul-Centro-Oeste). O MAE era um ambiente virtual, sem personalidade jurídica. Todos os contratos de compra e venda de energia elétrica eram processados no MAE por meio de contratos bilaterais de longo prazo e de negociações de curto prazo (mercado *spot*) (PIRES, 2000; ASMAE, 2001).

Como o MAE nunca funcionou na realidade e era um ambiente de conflitos entre vendedores e compradores, ele foi substituído pelo MBE no começo de janeiro de 2002. Apesar de não ter entrado ainda em operação, o MBE estará sob a guarda da ANEEL e terá uma Assembléia Geral, que elegerá o Conselho de Administração e aprovará as contas da diretoria. O mercado deixa, portanto, de ser um ambiente virtual de negociação para se transformar em pessoa jurídica. A ANEEL criará também a Câmara de Arbitragem, onde as divergências serão julgadas em segunda instância. Além disso, a Superintendência do MBE fará a contabilização e liquidação das faturas, tarefa até então da ASMAE. A figura 1 mostra as características atuais e futuras da regulação do sistema elétrico brasileiro.

**FIGURA 1: REGULAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**



Fonte: Gazeta Mercantil, 2002a.

Após essa breve análise das principais características da regulação do sistema elétrico na Califórnia e Brasil abordaremos a seguir suas principais semelhanças e diferenças.

Tanto o Brasil como a Califórnia experimentaram uma vontade política em liberalizar seus setores elétricos. Assim, a Califórnia foi o primeiro estado norte-americano a permitir, no final dos anos 90, que os consumidores pudessem escolher seu fornecedor de energia elétrica, em esquema parecido com as leis vigentes em outros países, como o Reino Unido<sup>6</sup>, a Austrália, a Noruega e a Nova Zelândia.

No Brasil, ainda que não exista a possibilidade para os pequenos consumidores de escolherem seu fornecedor de energia elétrica, o Governo passou, a partir do meio dos anos 90, a intervir menos no Setor Elétrico como “empresário” e, gradualmente, foi procurando atrair novos empreendedores para exercer esse papel, através do Programa Nacional de Desestatização (PND) (ASMAE, 2001).

Comum tanto ao Brasil como à Califórnia é que a regulamentação do setor elétrico foi gerenciada de maneira pouco efetiva, pois no caso brasileiro optou-se por privatizar a distribuição de energia, ao passo que o governo manteve sob controle de empresas estatais a geração (ver Tabela 8). Além do mais, no Brasil as hidrelétricas privatizadas, foram vendidas para produtores independentes, sem exigir os compromissos habituais

<sup>6</sup> Para uma análise mais detalhada do processo de liberalização no Reino Unido ver PIRES (1999) e WOLFRAM (1999).

de concessionários de serviços públicos. A preocupação inicial de se atrair novos investimentos para atender a expansão do sistema foi distorcida quando se atraiu investidores para privatização dos bons negócios de distribuição e, em parte, de geração de energia. Ao invés de se procurar alianças para as novas obras a serem executadas pelas estatais, iniciando um processo de privatização produtivo, vendeu-se empresas já estruturadas e com financiamentos oficiais.

Na Califórnia, por sua vez, o governo regulamentou a compra de energia no mercado “*spot*” (CalPX), incentivando a compra por critérios de preço, onde acabou refém de poucos ofertantes e com um cenário de expansão de demanda e custos, pelo menos a curto prazo. Isso se deve ao fato que na licitação diária no mercado atacadista, conduzida pela CalPX, a mesma paga o maior preço/hora para todas as geradoras e, após isso, o ISO direciona o fluxo de eletricidade através do estado.

Vale, também a pena lembrar que 55% das geradoras (usinas) na Califórnia possuem mais de 30 anos, precisando ficar constantemente paradas para manutenção, o que eleva muito os custos (CEC, 1999: 71). As usinas térmicas demandam manutenções periódicas freqüentes, em um prazo máximo de cinco anos, independente da sua idade. A parada das máquinas geralmente é programada com boa antecedência. A carência de geração na Califórnia no último inverno, foi uma forte manipulação por parte dos novos agentes, pois sem a oferta de energia o preço se elevou substancialmente.

Um outra característica comum tanto ao Brasil como à Califórnia, é que houve lentidão na definição de regras claras para o mercado se sentir seguro o suficiente para realizar os investimentos necessários. Além disso, faltou um planejamento integrado do Governo Federal e Estadual, na Califórnia, no caso da FERC e CPUC e, no Brasil do CNPE, MME e Agências Reguladoras Estaduais. Vale ressaltar que a falta de planejamento no Brasil foi em boa parte ocasionada pelo desmonte de um estrutura bem sucedida por quase três décadas, baseada em um planejamento determinativo. O GCPS (coordenado pela Eletrobrás) foi desativado em 1996 e o CCPE (no MME), voltado para o planejamento indicativo, encontrou muitas dificuldades, desde a falta de informações (consideradas estratégicas) pelas empresas privatizadas, até a falta de pessoal qualificado para planejar sob as novas regras. O CNPE foi criado em 1997 mas nunca funcionou de fato, só tendo se reunido no momento de agravamento da crise de energia.

Por outro lado, diferentemente do caso brasileiro, não foi permitido, num primeiro momento, que as três antigas monopolistas da Califórnia, embora obrigadas a participar

do mercado *spot*, realizassem contratos bilaterais de longo prazo. As distribuidoras brasileiras, a princípio, não ficaram sujeitas à volatilidade de preços do mercado *spot*, como no caso da Califórnia, pois são obrigadas a contratar 85% da energia gerada por meio de contratos bilaterais de longo prazo.<sup>7</sup> Além disso, a regulamentação permite, no caso brasileiro, um limite de *self-dealing*, o que atenua a exposição das distribuidoras ao risco.

Uma outra diferença entre o caso norte-americano e o brasileiro se deve ao fato de que no Brasil, via de regra, são as distribuidoras e não as geradoras, que apresentam maiores margens de lucro (apesar de existirem casos como a CELG, que vendeu Cachoeira Dourada e hoje enfrenta dificuldades na aquisição de energia), o que atenua os impactos na tarifa final do possível aumento dos preços dos contratos bilaterais a partir de 2003. Entretanto, o exemplo da CELG mostra que a liberalização dos preços das geradoras, prevista para 2003, pode levar a uma crise como a da Califórnia, onde a tradicionalíssima PGE pediu falência. Além disso, a regulamentação no Brasil prevê processos periódicos de revisão tarifária das distribuidoras (por exemplo: em 2002 e 2003), que permitem redutores tarifários de reversão dos ganhos obtidos nos períodos anteriores a título de produtividade, reduzindo os riscos de explosão de preços. Isso é ainda fortificado pelas regras do setor elétrico, que oferecem menores possibilidades para o comportamento colusivo dos geradores, principalmente porque existem resoluções da ANEEL para diminuir a concentração de mercado nos diversos segmentos. Isso, entretanto, só é possível desde que sejam viabilizados novos investimentos em geração.

Um ponto positivo a favor do Brasil deve-se ao fato de que, mesmo não tendo ocorrido de maneira mais integrada por meio do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ainda é possível desenvolver-se uma ação articulada no Brasil, inexistente no caso da Califórnia, para interação dos mercados de eletricidade, gás natural e petróleo.

#### **4.2. Aspectos Econômicos e Evolução Comparativa dos Principais Indicadores**

Tanto o Brasil como a Califórnia passam por graves problemas após o início da reestruturação de seus setores elétricos. Ambos os países foram vítimas da falta de

---

<sup>7</sup> Em 09 de janeiro de 2002 foi aprovada pela Câmara de Gestão da Crise Energética medida que aumenta de 85% para 95% o limite mínimo para as distribuidoras comprarem energia por meio de contratos bilaterais de longo prazo. Essa medida será, no entanto, ainda submetida a consulta pública antes de ser implementada em definitivo (GAZETA MERCANTIL, 2002b).



investimentos em geração de energia, necessários para atender ao crescimento do mercado, pela falta de planejamento de um setor onde os investimentos têm que ser bem estudados, pois são vultuosos.

Na Califórnia os primeiros indícios de que a nova legislação de eletricidade estabelecia marcos regulatórios inadequados para os agentes do mercado evidenciaram-se no verão de 2000. Devido ao fato de que a oferta de eletricidade não havia acompanhado o aumento da demanda de eletricidade, os preços *spot* do CalPX subiram em até sete vezes os nível de 1999.

No Brasil a crise de energia tem também sua origem em uma discrepância entre a oferta e a demanda de energia. Conforme demonstrado anteriormente tal discrepância é maior na região Sudeste e Centro Oeste (Tabela 5). Isso levou ao governo a instituir a Câmara de Gestão da Crise de Energia, instalada oficialmente em 14.05.2001, além de propor o programa emergencial de racionamento, que entrou em vigor em Junho de 2001.

A falta de investimento na expansão da oferta, tanto no Brasil quanto na Califórnia, é comprovada por vários dados. No período 1988-1998, verificamos que na Califórnia (Tabela 9), assim como no Brasil, entre os anos de 1994 e 1999, tivemos um crescimento da Oferta Interna de Energia insuficiente para suprir a Demanda por Energia.

**TABELA 9: INDICADORES SELECIONADOS NA CALIFÓRNIA (1988-1998)**

**Capacidade Instalada, Oferta Interna de Energia (OIE) e Consumo (Califórnia)**

Item	Unidade	1988	1993	1998	Var. % 98/88	Crescimento médio anual (%)
Capacidade Instalada	MW	55.134	54.422	52.349	-5%	-0,6%
OIE	GWh	179.325	186.862	188.758	5%	0,6%
Consumo	GWh	200.637	210.500	240.044	20%	2%

Fonte: KUMAR (2001)

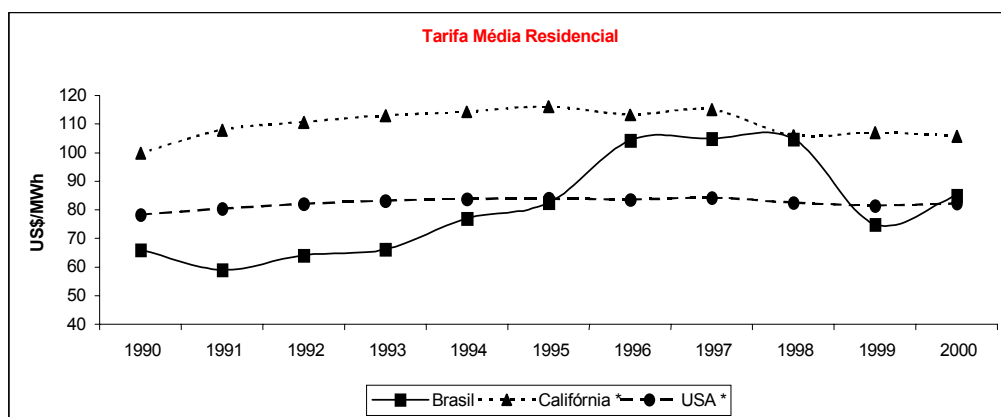
Vale frisar que, conforme já comentamos anteriormente no caso brasileiro, uma análise menos aprofundada nos levaria a pensar que a diferença entre o crescimento da Oferta Interna de Energia e o Consumo Final Energético Total (Tabela 4) não tendo sido alta, não comprometeria o sistema energético como um todo e, não justificaria a crise energética que estamos atravessando. De fato, isto não justifica por si só e, quando buscamos outros dados adicionais para analisar a Oferta e Demanda de Energia (Tabela 5), percebemos que há razões complementares como a carência generalizada de linhas

de distribuição de energia, que poderiam fazer “fluir” o sistema como um todo, anulando o excesso e falta de energia, que agravaram o nosso contexto geral, aliadas a outros fatores que já enumeramos anteriormente.

No caso brasileiro percebemos que devido ao “Boom Econômico”, gerado a partir de 1994, com o advento do plano Real, que aumentou o poder econômico das classes menos favorecidas, permitindo a aquisição de eletrointensivos como televisores, refrigeradores, aparelhos de som, tivemos um crescimento acelerado da demanda de eletricidade. O mesmo ocorreu nos Estados Unidos, porém, atribui-se o fato a um ciclo econômico próspero baseado no aumento da eficiência tecnológica, que teve uma redução significativa a partir do ano 2000, onde cogitou-se denominar o “Estouro da Bolha”.

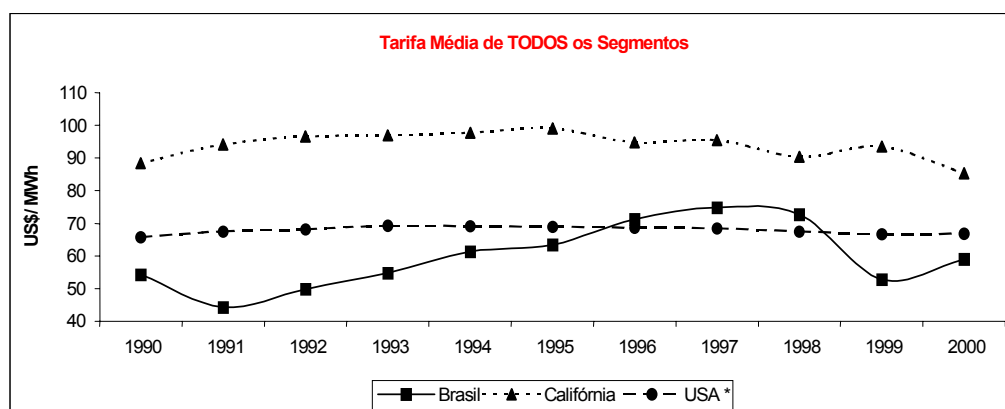
Analisando a evolução das tarifas de energia elétrica, entre o Brasil, os Estados Unidos como um todo e a Califórnia (Gráficos 1 e 2), verificamos que comparativamente em todo o período 1990-2000, com exceção do intervalo 1996-1998, nossa tarifa média residencial, bem como a geral é menor que média de todos os estados dos EUA, o que se explica em boa parte pelo fato de que nossa geração bruta total de energia é fortemente sustentada por nossas hidrelétricas (Tabela 7), tendo sido mantida uma média de participação das mesmas no período 1997-2000 superior a 93%, uma vez que o custo de geração de energia elétrica por hidrelétricas é inferior a diversas fontes alternativas, em especial as termelétricas, que são onde, atualmente, o Governo Federal baseia sua estratégia para suprir nossa demanda de energia e, superar a crise.

**GRÁFICO 1: EVOLUÇÃO DA TARIFA MÉDIA RESIDENCIAL NOS EUA, BRASIL E CALIFÓRNIA (US\$/MWh): 1990-2000**



Fonte: MME, 2001 e EIA, 2001.

**GRÁFICO 2: EVOLUÇÃO DA TARIFA MÉDIA GERAL  
NOS EUA, BRASIL E CALIFÓRNIA (US\$/MWh): 1990-2000**



Fonte: MME, 2001 e EIA, 2001.

Por outro lado, conforme se vê na tabela 10, a média de participação das hidrelétricas na geração total de eletricidade na Califórnia foi somente de 14,45% no período de 1990 a 2000, enquanto que a média de participação das termelétricas (gás) foi de 31,54% no mesmo período.

**TABELA 10: PARTICIPAÇÃO DAS DIVERSAS FONTES DE ENERGIA  
NA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NA CALIFÓRNIA (1990-2000)**

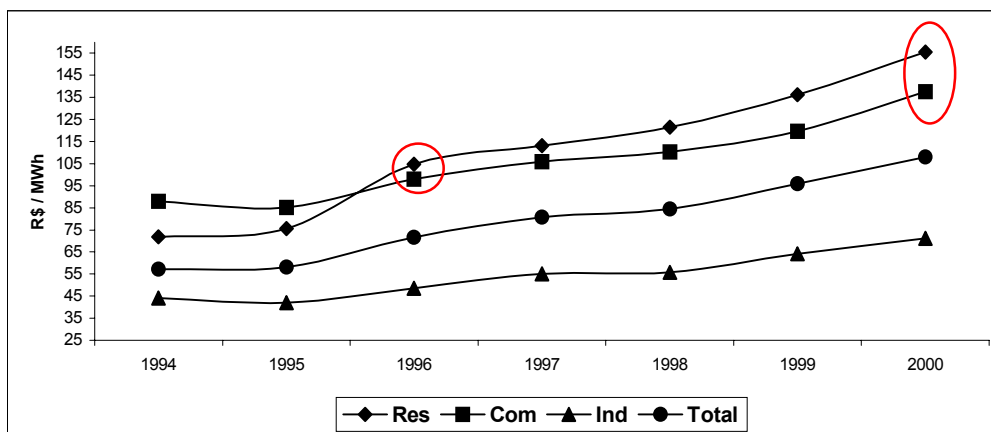
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Hidrelétrica	10	10	9	17	10	20	19	16	18	15	15
Nuclear	14	15	16	15	15	14	16	15	15	15	15
Carvão	8	10	13	9	10	7	10	11	12	13	13
Gás	30	31	35	29	37	31	26	29	30	31	38
Importação	25	23	15	18	17	19	20	21	17	18	11
Outras	12	11	11	11	11	10	10	9	8	8	9

Fonte: CEC, 2001a

Analisando mais detidamente o comportamento da tarifa média residencial no Brasil (Gráfico 1) no período 1999-2000, verificamos que no período 1990-1993 não tivemos uma grande variação, passando de US\$ 60/MWh em 1990 para US\$ 66/MWh em 1993. Porém, já entre o período 1994-1998 saltamos de US\$ 77/MWh em 1994 para US\$ 105/MWh em 1998, o que atribui-se em grande parte a valorização da nossa moeda local ante ao dólar, fruto do Plano Real. E, finalmente, em 1999 com a desvalorização cambial que obtivemos da mudança do regime cambial fixo para o flutuante, voltamos comparativamente em dólares ao patamar de 1994, com uma tarifa média residencial de cerca de US\$ 75/MWh, retomando já em 2000 a tendência de crescimento, passando a US\$ 85/MWh. Este comportamento se reproduz de forma análoga, com pequenas variações na tarifa média geral (Gráfico 2).

Entretanto, o salário da população não está atrelado à variação cambial, e quando verificamos o comportamento das tarifas elétricas no Brasil em reais, percebemos um outro panorama (Gráfico 3).

**GRÁFICO 3: EVOLUÇÃO TARIFÁRIA NO BRASIL (R\$/MWh): 1994 – 2000**



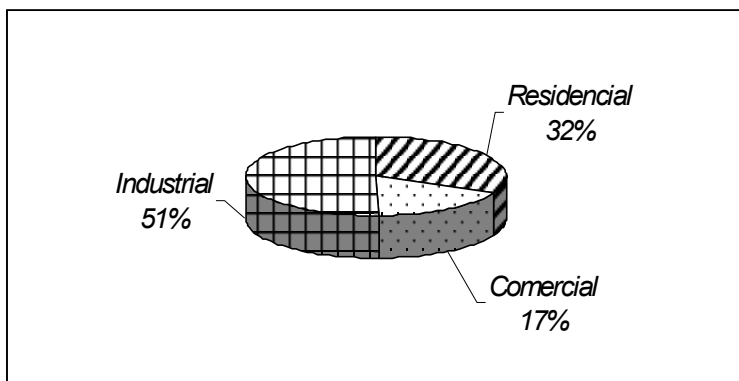
Fonte: MME, 2001

Percebemos que, no Brasil, enquanto a variação em dólares da tarifa residencial, entre os 1994 e 2000, é de 10,5%, tendo saltado de US\$ 76,98/MWh para US\$ 85,06/MWh, em Reais, a situação é completamente distinta, tendo variado cerca de **116%**, o que é um número extremamente significativo, não havendo nenhum índice inflacionário que tenha tido uma variação deste porte no mesmo período. Computados os aumentos praticados em 2001, chega-se próximo a **140%** para o segmento residencial. A entrada das térmicas nos próximos anos, como prevê o Governo, vai elevar ainda mais número, mostrando que o objetivo da nova regulamentação, de trazer benefícios para o consumidor, não foi alcançado, pelo contrário, as tarifas dispararam e a tendência é um aumento das mesmas a longo prazo. Os efeitos imediatos são um maior comprometimento da renda da população com as tarifas públicas (luz, água, telefone fixo, celular, gás, etc.), que se traduzem também em uma pressão inflacionária maior, que não tem sido repassada integralmente ao consumidor final, em muito casos, pela degradação do seu poder de consumo, isto é, hoje vivemos um quadro em que as empresas, em geral, preferem perder um pouco de margem ao verem suas vendas despencarem.

Todavia, também verificamos que no período 1998-2000, a participação média do segmento residencial no consumo total de energia é de cerca de 1/3, o industrial 1/2, e o comercial 1/6 (Gráfico 4), o que nos leva a deduzir, em função das tarifas praticadas, que as margens de lucratividade obtidas com o segmento residencial são muito

superiores às do industrial e do comercial. Isto explica, em boa parte o porque de muitas distribuidoras de energia estarem insatisfeitas com o racionamento atual de energia, pois é notório que o segmento residencial hoje é o maior poupador de energia.

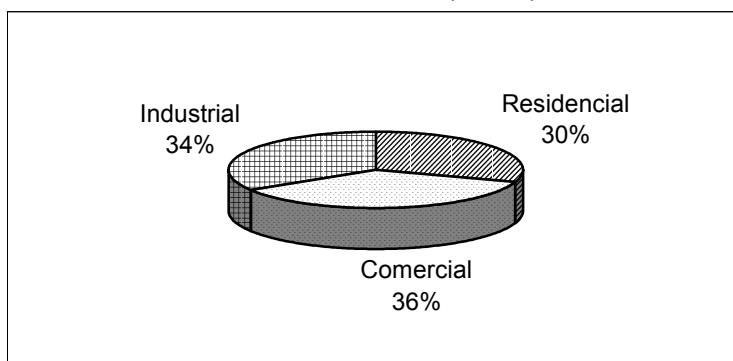
**GRÁFICO 4: BRASIL: PARTICIPAÇÃO MÉDIA NO CONSUMO TOTAL DE ENERGIA (GWH): 1998 – 2000**



Fonte: SIESE, 2000

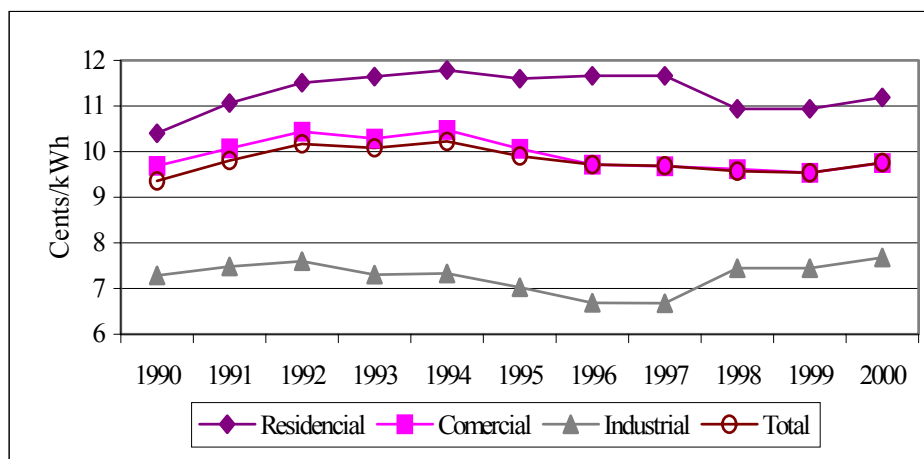
Na Califórnia, ao contrário, vê-se que a participação média do setor residencial no consumo total de energia (1998-2000) é de cerca de 30%, sendo inferior à participação dos setores industrial (34%) e, principalmente, comercial (36%) (gráfico 5). Na Califórnia existe, entretanto, um diferencial de preços semelhante ao do Brasil, com o setor residencial sendo responsável pelas maiores margens de lucratividade, sendo seguido pelos setores comercial e industrial (gráfico 6).

**GRÁFICO 5: CALIFÓRNIA: PARTICIPAÇÃO MÉDIA NO CONSUMO TOTAL DE ENERGIA (GWH): 1998 – 2000**



Fonte: Energy Commission Quarterly Fuel and Energy Report database

**GRÁFICO 6: EVOLUÇÃO TARIFÁRIA NA CALIFÓRNIA (CENTS/KWH): 1990 – 2000**



Nota: esses dados só incluem os preços praticados pelas empresas PG&E, Edison, SDG&E, LADWP e SMUD.

Fonte: CEC, 2001b.

## 5. PROPOSTAS DE MELHORIA PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Atualmente, tanto o Brasil como a Califórnia passam por uma crise em seus setores elétricos. Em parte, a crise pode ser atribuída a fatores externos à configuração regulatória do sistema elétrico nessas duas regiões. No caso da Califórnia houve um aumento inesperado no preço do gás natural, o pior em todo os EUA, que causou impactos na tarifa de energia, dado que boa parte da matriz energética é sustentada por termelétricas, as quais são movidas na maioria dos casos à gás natural. Houve também restrições ambientais em algumas áreas, além de um crescimento econômico muito grande na Califórnia (BORENSTEIN, 2001). No Brasil a estiagem nas regiões onde se concentram as hidrelétricas agravou a situação, porém não pode-se atribuir a isto toda a responsabilidade pela crise, haja vista que foi utilizada pelas mesmas energia reservada para anos seguintes, operando as usinas fora dos padrões projetados, como já foi reconhecido pela CGE. Além disso, houve um aumento grande da demanda de energia elétrica com o advento do plano Real e o conseqüente aumento de vendas de produtos eletrointensivos.

Entretanto, isto não justifica a grave crise pela qual passam as duas regiões. Conforme demonstrado anteriormente, parte dessa crise se deve à composição inicial e à reestruturação do setor elétrico na Califórnia e no Brasil, que fez com que a oferta de energia elétrica não acompanhasse o aumento da demanda.

Em primeiro lugar, o que podemos aprender com a Califórnia? A análise da experiência vivida pela Califórnia, nos demonstra a importância de que o processo de liberalização

do setor de energia elétrica seja acompanhado da implementação de políticas de estímulo à oferta e ao aumento da elasticidade-preço da demanda.

Segundo BORENSTEIN e BUSHNELL (2000), uma das maneiras de se melhorar as condições de oferta e o nível de competição em uma região é permitir a interação do seu sistema elétrico com o de outras regiões do seu país ou mesmo com o de outros países (importação de energia elétrica). Com suficientes linhas de transmissão, tentativas de aumentar os preços em regiões mais pequenas se torna não lucrativo, já que tais tentativas simplesmente atraem oferta de outras regiões. O aumento das linhas de transmissão entre os diferentes subsistemas elétricos no Brasil seria portanto uma maneira eficiente de se integrar regiões com déficit energético (Sudeste e Centro-Oeste) com aquelas superavitárias (Sul).

BORENSTEIN (2001) vai mais adiante e enfatiza duas políticas que seriam de extrema importância para estimular a oferta de energia e sensibilizar a demanda pela mesma no setor elétrico: a) contratos bilaterais de longo prazo no atacado entre compradores e vendedores e b) formação e disponibilidade dos preços no varejo em tempo real, os quais serviriam para indicar ao consumidor final os momentos nos quais a eletricidade está mais cara ou mais barata.

Contratos bilaterais de longo prazo no atacado permitiriam tanto aos compradores quanto aos vendedores se protegerem contra a volatilidade dos preços de energia elétrica. Compradores poderiam se proteger contra uma alta excessiva dos preços, enquanto os vendedores não precisariam se preocupar com uma baixa repentina dos mesmos.

A possibilidade dos consumidores poderem consultar os preços de eletricidade no varejo em tempo real, iria por sua vez permitir que se desenvolvesse uma maior elasticidade-preço da demanda, ou seja, os consumidores iriam ficar mais sensíveis a um aumento de preço, procurando diminuir o seu consumo nas horas de pico.

Como já analisado anteriormente, a inexistência de contratos bilaterais de longo não representa um problema no Brasil, já que as distribuidoras são obrigadas a contratar 85% (em breve 95%) da energia gerada por meio de tais contratos. Além disso, a regulamentação permite, no caso brasileiro, um limite de *self-dealing* (até 30% de seu requerimento de geração), o que atenua a exposição das distribuidoras ao risco da volatilidade de preços.

A outra questão seria a viabilidade de se disponibilizar preços de eletricidade no varejo em tempo real. Apesar da tecnologia para isso ser bastante difundida e disponível, o Brasil não a utiliza. Segundo BORENSTEIN (2001) preços de eletricidade em tempo real também não são amplamente utilizados nos EUA, mas grandes consumidores comerciais e industriais na Califórnia já têm os equipamentos medidores disponíveis. Além disso, os consumidores na Califórnia têm a possibilidade de consultar os preços de mercado do dia anterior através da internet. Uma questão a ser analisada seria a possibilidade de se oferecer tais serviços no Brasil.

Por fim é necessário que as regras do setor elétrico sejam melhor definidas, para estimular os investimentos privados. Hoje, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) não está exercendo como se esperava seu papel de agente regulador do mercado de energia elétrica. Deveríamos realizar os investimentos necessários em geração de energia, bem como aumento das linhas de transmissão, só que infelizmente, é um volume de investimentos muito elevado e, o governo não dispõe de condições para fazê-lo isoladamente.

## 6. BIBLIOGRAFIA

- ADMINISTRADORA DE SERVIÇOS DO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA – ASMAE (2001), *Mercado Atacadista de Energia*. Disponível em: <<http://www.asmae.com.br>>.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL – BACEN. *Histórico das Taxas de Juros Fixadas pelo COPOM e Evolução da Taxa SELIC*. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br>>.
- BORENSTEIN, S. (2001), *The Trouble With Electricity Markets (and some solutions)*. California: UCEI. POWER Working Paper N.º 81. Disponível em: <<http://www.ucei.org>>.
- BORENSTEIN, S., BUSHNELL, J. (2000), *Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation?*. California: UCEI. POWER Working Paper N.º 74. Disponível em: <<http://www.ucei.org>>.
- CALIFORNIA ENERGY COMMISSION – CEC (1999), *High Temperatures & Electricity Demand. An Assessment of Supply Adequacy in California. Trends & Outlook*. Disponível em: <<http://www.energy.ca.gov/eletricity>>.
- CALIFORNIA ENERGY COMMISSION – CEC (2001a), *California Electrical Energy Generation, 1983 to 2000*. Disponível em: <<http://www.energy.ca.gov/eletricity>>.
- CALIFORNIA ENERGY COMMISSION – CEC (2001b), *California Electricity Rates by Sector*. Disponível em: <<http://www.energy.ca.gov/eletricity>>.



- ELETRÓBRÁS (2001), *Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE*. Brasília.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – EIA (2001), *U.S. Electric Utility Average Revenue per Kilowatthour (Retail Price) Data*. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity>>.
- ENERGY COMMISSION QUARTELY FUEL AND ENERGY REPORT DATABASE. Disponível em: <<http://www.energy.ca.gov/electricity>>.
- GAZETA MERCANTIL (2002a), *Aneel definirá as regras do mercado livre*. São Paulo, 10.01.2002.
- GAZETA MERCANTIL (2002b), *Governo muda modelo do setor elétrico*. São Paulo, 10.01.2002.
- KUMKAR, L. (2001), *Die Grundzüge der Strommarktregulierung auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten und in Kalifornien*. Kieler Arbeitspapier Nr. 1022. Kiel. Disponível em: <<http://www.uni-kiel.de/IfW>>.
- KUMKAR, L. (2001), *Strommarkt Kalifornien: Ein Liberalisierungsmodell kämpft um das politische Überleben*. Kieler Arbeitspapier Nr. 1023. Kiel. Disponível em: <<http://www.uni-kiel.de/IfW>>.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME (2000). *Balanço Energético Nacional 2000*. Brasília.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME (2001). *Mercado de Energia Elétrica: Ciclo 2000. Brasil, Regiões e Sistemas Elétricos*. Rio de Janeiro.
- PIRES, J. C. L., GOSTKORZEWICZ, J., GIAMBIAGI, F. (2001), *O Cenário Macroeconômico e as Condições de Oferta de Energia Elétrica no Brasil*. Textos para Discussão N.º 85. Rio de Janeiro: BNDES.
- PIRES, J. C. L. (2000), *Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*. Textos para Discussão N.º 76. Rio de Janeiro: BNDES.
- PIRES, J. C. L. (1999), *Políticas Regulatórias no Setor de Energia Elétrica: A Experiência dos Estados Unidos e da União Européia*. Textos para Discussão N.º 73. Rio de Janeiro: BNDES.
- SISTEMA DE INFORMAÇÕES EMPRESARIAIS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA – SIESE (2000), *Boletim Semestral: Síntese 2000*. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>.
- WOLFRAM, C. D. (1999), *Electricity Markets: Should the Rest of the World Adopt the UK Reforms?*. California: UCEI. POWER Working Paper N.º 69. Disponível em: <<http://www.ucei.org>>.