

# Por Que as Tarifas Foram para os Céus? Propostas para o Setor Elétrico Brasileiro

GUSTAVO ANTÔNIO GALVÃO DOS SANTOS\*  
EDUARDO KAPLAN BARBOSA\*  
JOSÉ FRANCISCO SANCHES DA SILVA\*  
RONALDO DA SILVA DE ABREU\*\*

**RESUMO** O sistema elétrico brasileiro é único. É um dos sistemas mais confiáveis e de mais baixo custo operacional e ambiental do mundo. Todavia, depois das privatizações, a tarifa se tornou, talvez, a mais cara do mundo e temos tido recorrentes crises energéticas. A privatização do sistema criou uma enormidade de custos desnecessários e tornou o sistema menos confiável. Para que a energia tenha tarifas razoáveis, bom planejamento ambiental e confiabilidade, é necessário voltarmos ao sistema de remuneração pelo custo e ter novamente a Eletrobrás no gerenciamento e no planejamento do sistema.

**ABSTRACT** *The Brazilian electric system is unique. It is one of the most reliable systems in the world, not to mention it has the lowest operational and environmental costs. Nevertheless, after privatizations, the rates have become the highest ones in the world and we have faced several power crises. The privatization of the system generated several unnecessary costs and made the system become less reliable. For the electric power to have reasonable rates, good environmental planning and reliability, we need to use the cost-of-service system again and assign to Eletrobrás the duty of managing and planning the system.*

---

\* Economistas do BNDES.

\*\* Contador do BNDES.

Os autores agradecem ao colega Hélio Pires da Silveira, que os incentivou a escrever o artigo, e ao consultor Roberto d'Araújo, que tirou algumas dúvidas sobre o setor; eximindo-os de qualquer responsabilidade sobre erros e opiniões.

## 1. Introdução

O sistema elétrico brasileiro é único no mundo. Sua flexibilidade permite até que a demanda por energia cresça antes da oferta. Essa flexibilidade decorre de o sistema ser uma única e grande reserva hídrica compartilhada, que funciona como uma imensa bateria, que pode produzir muito mais energia do que o consumo normal. Além disso, tem um dos menores custos operacionais e ambientais do planeta.

Essas particularidades foram herdadas do modelo criado pela Eletrobrás, a partir da década de 1960, período em que a estatal passou a ser responsável não apenas pelo funcionamento individual das usinas e pelo gerenciamento do sistema integrado, mas também pelo planejamento de sua expansão em longo prazo. O planejamento de décadas da Eletrobrás, visando aproveitar as idiossincrasias de nossa geografia, tornou o sistema elétrico brasileiro o mais confiável, barato, flexível e limpo entre as grandes nações do planeta. Essas características seriam ainda plenamente válidas, se fosse mantido o modelo de planejamento público.

Todavia, 13 anos após o início da privatização, temos uma das mais altas tarifas do mundo e o sistema perdeu confiabilidade. A situação do setor elétrico não é tão grave como foi no final do governo Fernando Henrique Cardoso (FHC), mas uma coisa é certa: qualquer tipo de solução para a crise de energia – seja definitiva ou emergencial – implica revelar que o modelo de gestão do sistema elétrico implantado no governo FHC, e ainda seguido, embora reformado, não funciona sem soluções emergenciais e socorros do governo. Se essas soluções são necessárias mesmo a baixas taxas de crescimento, é evidente que esse modelo nunca será capaz de garantir energia para taxas altas de crescimento. Hoje, nem com subsídios, tarifas elevadas e baixo crescimento, o sistema consegue garantir baixo risco de crise.

Para analisar tais questões, este artigo está dividido em cinco seções, incluindo esta introdução. Na segunda seção, será apresentada uma avaliação da eficiência do modelo atual, com base na evolução das tarifas energéticas nos últimos anos e em comparações internacionais. Na terceira seção, buscaremos analisar a formação e a evolução do sistema energético brasileiro, identificando o papel exercido pelo Estado nas diferentes fases. Na quarta, tentaremos entender por que as tarifas estão tão caras no Brasil. Por fim, serão apresentadas propostas para a reformulação do atual modelo.

## 2. Histórico Recente das Tarifas Energéticas

A organização do sistema elétrico implantada em 2004, no governo Lula, funciona um pouco melhor do que no governo anterior. É mais organizada e resolveu várias questões. Entretanto, não foi e nunca será capaz de resolver problemas fundamentais decorrentes da privatização do sistema durante o governo FHC, simplesmente porque não enfrentou de fato os grandes problemas do modelo que ficaram evidentes no “Apagão” de 2001.

O principal problema do modelo é o elevadíssimo “custo” de simular um falso sistema concorrencial de um bem público como energia, especialmente em um sistema hidrelétrico integrado como o brasileiro. No nosso sistema – diferentemente de qualquer outro e, especialmente, do modelo inglês thatcherista, que buscaram mimetizar –, até a geração de energia é um monopólio natural.

Esse “custo” não surge apenas de despesas administrativas mais elevadas, mas principalmente de uma exagerada disponibilidade de espaço para erros de previsão, “acidentes” financeiros e jurídicos e de disputa feroz por lucros especulativos e monopolísticos abusivos.

A implantação do modelo elétrico mercantil, nos anos 1990, foi e continua sendo um fracasso de enormes proporções. Foi um dos maiores erros da nossa história. Esse modelo, em termos gerais, piorou a confiabilidade do sistema elétrico, o que pode ser constatado efetivamente pelo apagão recorde em nível mundial e pela possibilidade real de um novo racionamento. Há apenas seis anos, fizemos o maior racionamento energético da história mundial em tempos de paz, equivalente a 25% do consumo.

Existe ainda a ameaça de ocorrer outro racionamento, caso o país deixe de crescer a taxas medíocres ou se a Petrobrás e a Eletrobrás não suprirem a deficiência de investimentos do setor privado [Santos e Silva (2007)]. Mas a pior consequência negativa do “novo” modelo foi a elevação do custo da energia.

Nesta seção, buscaremos discutir esse aspecto negativo da privatização: o brutal aumento das tarifas de energia. O Brasil tem ainda o menor custo de produção de energia entre as grandes nações<sup>1</sup> e um dos menores do mundo. Nesse quesito, disputamos com os campeões. Entretanto, para o

---

<sup>1</sup> *Acima de 50 milhões de habitantes.*

consumidor, a tarifa é uma das mais caras do planeta. Essa diferença obtusa foi resultado direto do modelo privatizado. O novo modelo transformou o melhor sistema elétrico de grande porte do mundo em uma máquina de ganhar dinheiro às custas do bolso do consumidor, do erário público e da competitividade da indústria brasileira.

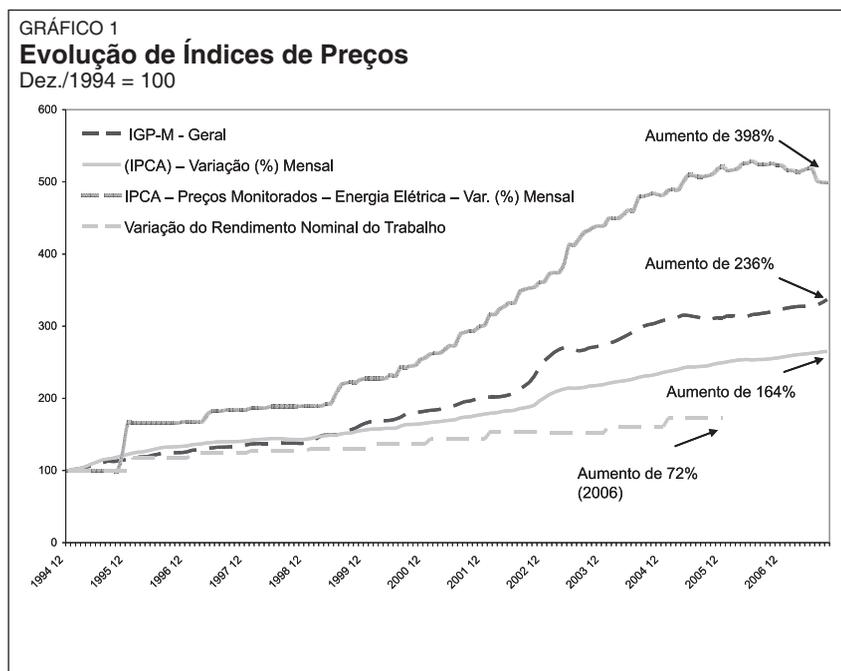
### ***Crescimento do Custo da Energia após a Privatização***

Desde 1995, o valor das tarifas energéticas quintuplicou. O Gráfico 1 deixa claro que a evolução dos preços energéticos não pode ser explicada por qualquer dos componentes tradicionais de seu custo. Pelo contrário, é talvez o preço de serviço público que mais se distanciou dos índices de inflação, como o IPCA e, mesmo, o IGP-M.

O Gráfico 1 compara a evolução de dois índices de preços (IPCA e IGP-M) com rendimento nominal do trabalho e as tarifas energéticas. Para a variação dos preços da tarifa elétrica ao consumidor, foram utilizados os valores verificados pelo IPCA do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Para isso, são tomados por referência os valores praticados em janeiro de 1995 e comparados com as variações sofridas até o meio de 2007.

Ao longo desse período, o comportamento dos valores das tarifas se distancia continuamente dos principais parâmetros. Em primeiro lugar, se elevam mais do que qualquer um dos índices de preços, demonstrando que não corresponde ao crescimento de nenhum componente de custo (o IPCA aumenta 164% e o IGP-M, 236%). Mesmo mudanças de câmbio não podem estar na causa desse aumento em tal magnitude, uma vez que o IGP-M, mais sensível ao câmbio que o IPCA e qualquer outro índice de inflação brasileiro oficial, não segue a trajetória das tarifas. Apesar da indexação contratual das tarifas ao IGP-M, elas cresceram muito mais do que ele. A relação mais forte é, portanto, inversa: foram os aumentos das tarifas energéticas que agravaram os índices de inflação no período.

Em segundo lugar, fica patente que as tarifas aumentam significativamente mais do que a renda do trabalhador, demonstrando que seu peso é crescente na cesta de consumo.



### **Comparação Internacional**

O Brasil é o nono maior produtor mundial de energia, com 403 TWh anuais, ou 2,2% do total produzido no mundo (apenas para efeitos de comparação, nossas exportações em 2006 representam 1,3% das exportações mundiais) e o terceiro maior produtor hidrelétrico, com 11,3% do total da hidreletricidade mundial.

Apesar do sensível aumento da energia no primeiro governo FHC, em 1998, o Brasil ainda possuía uma das tarifas mais baixas na comparação internacional, mesmo com uma taxa de câmbio mantida artificialmente apreciada. Já em 2006, o Brasil despontava como uma das mais caras tarifas energéticas, à frente de países desenvolvidos e subdesenvolvidos, incluindo até países com matrizes energéticas concentradas em energias caras. O mais impressionante nesse movimento é que, nesse período, o preço do petróleo aumentou no mínimo 600%, ocorrendo movimentos similares com o gás natural e o carvão. Ou seja, o movimento correto deveria ter

sido exatamente o contrário: nossas tarifas deveriam ter caído em relação ao resto do mundo.

Para comparar as tarifas internacionalmente, duas ressalvas devem ser feitas. Em primeiro lugar, a matriz energética é um fator determinante. Países majoritariamente dependentes de usinas termelétricas a combustíveis fósseis (como Dinamarca, Itália ou Espanha) ou nucleares (como França, Japão e Alemanha) possuem maior custo de operação do que países baseados em hidrelétricas. Em segundo lugar, é comum a prática de subsídios cruzados para as tarifas energéticas da indústria, o que encarece a tarifa domiciliar. Países como a Dinamarca e a Noruega chegam a determinar tarifas industriais até 65% menores do que as residenciais. Esse incentivo justifica-se pelo objetivo de aumentar a competitividade da indústria nacional e incentivar o emprego.

Na Tabela 1, colocamos o valor das tarifas em dólar retiradas da Key World Energy Statistics 2007. Estimamos a tarifa média dos países, considerando que a indústria corresponderia a 60% do consumo. Pelo resultado da estimativa, o Brasil teria a maior tarifa média do mundo!

TABELA 1

**Comparação das Tarifas Internacionais de Eletricidade**

PAÍS	TARIFAS DE ELETRICIDADE 2007 (US\$)		TARIFA MÉDIA	VARIÇÃO EM US\$ DA TARIFA RESIDENCIAL ENTRE 1998 E 2007 ++
	Indústria	Domicílio		
Brasil (conta de luz) *	0,22	0,30	0,25	87% e 175% desde 1995
Itália	0,24	0,25	0,24	25%
Brasil sem impostos **	0,16	0,21	0,18	idem
Dinamarca	0,08	0,32	0,18	52%
Reino Unido	0,13	0,22	0,17	83%
Portugal	0,12	0,20	0,16	32%
Brasil (Aneel)***	0,14	0,18	0,15	Idem
Japão	0,12	0,19	0,15	1%
Alemanha	0,08	0,21	0,14	33%
Espanha	0,09	0,16	0,12	6%
Turquia	0,10	0,11	0,11	43%
Suíça	0,08	0,13	0,10	-2%
Nova Zelândia	0,07	0,15	0,10	107%

(continua)

Finlândia	0,08	0,14	0,10	43%
México +	0,09	0,10	0,09	119%
França	0,05	0,15	0,09	17%
Noruega	0,06	0,12	0,08	81%
Estados Unidos	0,06	0,10	0,08	21%
Austrália	0,06	0,10	0,08	44%
Coréia do Sul +	0,06	0,09	0,07	50%
Canadá	0,05	0,07	0,06	23%
Holanda +	0,02	0,06	0,04	98%
África do Sul	0,02	0,06	0,04	44%
Índia +		0,03		47%
médias	0,12	0,15	24%	49,6%

Fonte: *International Energy Agency, KeyWorld, 2007.*

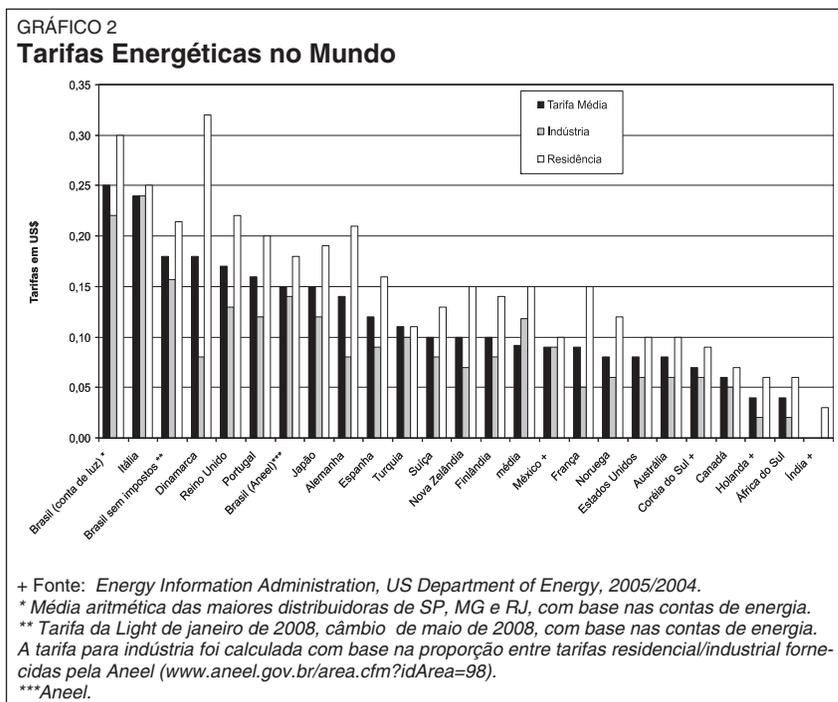
\* Média aritmética do valor cobrado nas contas de luz das maiores distribuidoras dos principais estados em termos de consumo: SP, MG e RJ (mais de 60% do consumo nacional de energia ocorre no Sudeste). Consideramos que esse é o melhor indicador que encontramos para definir uma tarifa média para o consumidor no país. Infelizmente, por falta de transparência, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) não disponibiliza em seu site o valor cobrado nas contas de luz pelas distribuidoras, mas apenas médias e valores líquidos de certos impostos e tributos e em geral calculados de forma que parece pouco transparente e pouco clara. A tarifa industrial foi estimada com base na relação entre tarifas residenciais e industriais para o Sudeste encontrada no próprio site da Aneel ([www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=98](http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=98)).

\*\* Tarifa líquida dos impostos indiretos (ICMS até 25% e PIS/Cofins, 5,5%) e os encargos setoriais de 10,83% (total de 41,35%). Esse valor mostra o quanto nossas tarifas estão altas, pois, mesmo cortando todos os impostos e encargos, a tarifa ainda seria a segunda maior do mundo.

\*\*\* Valor divulgado pela Aneel para o Sudeste ([www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=98](http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=98)). Não consideramos esse valor o mais adequado para as comparações internacionais de tarifas, porque é muito inferior às tarifas que são de fato cobradas nas contas de luz das principais distribuidoras da região. A Aneel não divulga a tarifa cheia e, provavelmente, exclui encargos e impostos e calcula as médias de forma que não parecem muito claras e transparentes. Todavia, mesmo esse valor já é muito elevado e seria o quinto do mundo entre os países com informação disponível.

+ Energy Information Administration, US Department of Energy, 2005/2004.

++ KeyWorld 2007 e Energy Information Administration, US Department of Energy, 2005/2004 e 1998 e, no caso brasileiro, IPCA/IBGE – preços monitorados – energia elétrica.



Incluímos na última coluna da Tabela 1 a variação em dólar das tarifas nos países. A brasileira foi uma das maiores desde 1998 e provavelmente a maior desde 1995, mas não temos informações dos outros países para esse ano.

É possível perceber que diversos países elevaram suas tarifas (crescimento médio de 49,6%), mas isso se deu sobretudo em países dependentes de termelétricas, em função da elevação do preço do petróleo. No entanto, em 2006, 83,7% da energia gerada no Brasil proveio de hidrelétricas, perdendo apenas para a Noruega, onde 98,7% da energia provém de tal fonte. A Noruega sofre, no entanto, da desvantagem de não poder controlar suas reservas de água, na medida em que o fluxo de suas hidrelétricas é dependente do degelo de suas montanhas, ao passo que o Brasil possui um complexo sistema de bacias interligadas pelo sistema elétrico. É importante notar o caso do Canadá, que também possui uma importante base hidrelétrica, mas não tão forte quanto o Brasil, pois apenas 57% de sua energia é proveniente de recursos hídricos. O crescimento de suas tarifas é muito menor do que no Brasil. Nossa situação é tão singular que nós deveríamos ter sido um

dos países em que as tarifas menos cresceram e foi exatamente aquele em que elas mais cresceram!

O Brasil tem todas as condições para praticar uma das menores tarifas energéticas do mundo. No entanto, caminhou na direção contrária, desperdiçando nossas vantagens competitivas.

### ***Real Impacto dos Impostos***

A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) costuma preparar documentos que mostram que nossas altas tarifas são consequência dos elevados impostos no país. Será?

O preço do serviço de distribuição de energia elétrica que chega ao consumidor domiciliar é composto, em parte, dos seguintes tributos: PIS, Cofins e ICMS. Tais tributos incidem direto no faturamento das distribuidoras, que, por sua vez, o repassam ao consumidor final. O consumo médio nacional por residência verificado foi de 142 KWh.<sup>2</sup>

Existem estados que reduzem a tributação por faixa de consumo. Por exemplo, o Estado de Minas Gerais concede isenção de ICMS sobre o consumo de energia elétrica até 90 KWh/mês.

No Estado do Rio de Janeiro, a tributação do ICMS incidente sobre o consumo residencial sofreu as alterações conforme o quadro seguinte:

Alíquota (1996/1997)	Alíquota (1997 até hoje)
18%	18% até 300 KWh/mês 25% quando acima de 300 KWh/mês

Portanto, se levarmos em consideração o consumo médio nacional, a tributação do ICMS sobre a faixa de consumo médio brasileiro não consiste em significativo fator de encarecimento das tarifas residenciais entre 1996/1997 e 2007. O mesmo raciocínio aplica-se ao PIS e ao Cofins, porque as alíquotas nominais destes somam apenas 9,25% e porque os aumentos nas alíquotas desses tributos foram compensados pelo fato de terem eles se tornado não-cumulativos por compensarem créditos de ambos os tributos incidentes sobre os insumos adquiridos.

<sup>2</sup> Conforme Boletim Estatístico de outubro de 2005, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia.

TABELA 2

**Varição das Alíquotas Bruta e Efetiva em 2002**

(Em %)

	ALÍQUOTA BRUTA		ALÍQUOTA EFETIVA (*)	
	Alíquota até 2002	Alíquota após 2002	Alíquota até 2002	Alíquota após 2002
PIS Não-Cumulativo	0,65	1,65	0,65	
Cofins Não-Cumulativo	3	7,60	3	5,55 (**)

(\*) Líquido da compensação dos insumos.

(\*\*) Estimativa Light S.A.

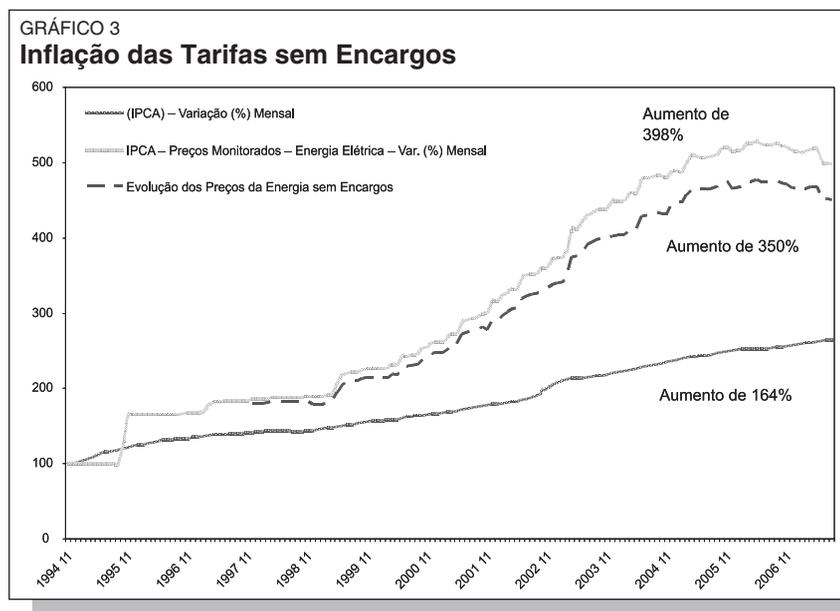
Não houve, portanto, mudanças substantivas nas alíquotas em qualquer dos principais impostos e contribuições. Pode-se concluir, assim, que estes não constituem a fonte do encarecimento das tarifas.

**Real Impacto dos Encargos Setoriais**

Os encargos setoriais são também acusados de serem a causa da elevação das tarifas. De fato, no período de 1998 a 2004, houve aumento no valor dos mesmos. Os encargos hoje são: CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), ECE (Encargo de Capacidade Emergencial), CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos), ONS (custeio do ONS), TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica) e RGR (Cota da Reserva Global de Reversão).

Argumenta-se que o governo, desde o final do segundo mandato de FHC, além de aumentar a alíquota de alguns deles, contribuiu ainda mais para a elevação das tarifas de energia elétrica ao criar novos encargos. De fato, em 1998, havia seis encargos setoriais, cujas alíquotas somavam 3,60%, ao passo que, até 2004, dois novos encargos foram criados e houve aumentos dos já existentes, contribuindo para que a alíquota total atingisse 10,83% em 2006.

Ao contrário do que possa parecer, esse aumento (201%), apesar de expressivo, não é significativo. O acréscimo de encargos corresponde a 7 pontos percentuais e acarretaria um reajuste de apenas 48% de 398% da inflação das tarifas desde 1995, o que corresponde a apenas 12% do aumento. Portanto, é necessário descartar a tese de que os aumentos das alíquotas dos encargos setoriais possam explicar do aumento das tarifas energéticas.



O Gráfico 3 ilustra o argumento de que os aumentos dos encargos setoriais não podem explicar a superinflação das tarifas energéticas. Na linha de cima, está a evolução da tarifa, tomando por base o ano de 1995. A linha do meio representa a evolução do valor que a tarifa energética teria caso fossem expurgados os encargos setoriais (novamente tomando por base o ano de 1995, mas apresentando as divergências apenas após 1996). Como seria esperado, há apenas um leve deslocamento para baixo da curva das tarifas “sem encargo” em relação à evolução das tarifas efetivas, mas a tendência de alta é a mesma.

Podemos concluir que os encargos setoriais não são os responsáveis pelo grande aumento das tarifas. E mesmo se fosse um efeito importante, é preciso ter claro que essa constatação não redimiria em nada os equívocos do modelo privado implantado no setor. Esses aumentos não foram criados por uma necessidade circunstancial de expansão da base tributária ou do próprio setor. É preciso ter claro que os novos encargos setoriais foram criados com o propósito de arcar com os custos intrínsecos ao modelo privatizado. Os encargos setoriais criados e aumentados destinam-se ao custeio de todos os serviços necessários à administração de um complexo sistema de regulação, fiscalização e simulação artificial de concorrência no setor. Entre as fontes de custo do novo modelo, podemos citar a Agência

Reguladora de Energia Elétrica, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (hoje CCEE) e o próprio ONS Elétrico.

Essas instituições eram completamente desnecessárias quando todas as usinas eram estatais e, portanto, gerenciadas pela própria Eletrobrás – que fazia o papel de coordenar não apenas o funcionamento individual das usinas, mas o gerenciamento do sistema e de sua expansão em longo prazo.

Podemos, assim, classificar o crescimento dos encargos setoriais como uma espécie de “custo planejado da privatização”. Isso significa que seu aumento, ainda que fosse capaz de explicar a inflação das tarifas (o que, como vimos, não é), não poderia ser levantado como argumento contrário à nossa tese de que a implantação do modelo de mercado foi a principal razão para o aumento das tarifas, simplesmente porque o aumento dos encargos setoriais é quase completamente decorrente dos custos da complexa gestão do sistema mercantil.

### ***Privatização e Elevada Rentabilidade***

O modelo implantado de forma desastrosa em 1995 e aperfeiçoado desde então foi capaz de impor aos consumidores uma das mais altas tarifas do mundo, apesar de os custos de produção serem um dos mais baixos do planeta. Um dos motivos que explicam essas desastrosas conseqüências é o alto grau de rentabilidade e o baixo risco exigido pelos diversos agentes privados participantes do mercado. As distribuidoras têm tido rentabilidades elevadíssimas que muitas vezes ultrapassam 30%. As geradoras também são extremamente rentáveis. Na avaliação dos projetos, costumavam exigir mais de 20% de rentabilidade, mesmo sem risco de mercado com toda produção pré-contratada e considerando os normalmente pessimistas cenários de avaliação de investimento. Na prática, esses 20% muitas vezes significam rentabilidades ainda maiores. O mesmo acontece com as empresas que fazem investimentos em transmissão.

Para exemplificar, a rentabilidade média sobre o patrimônio líquido, nos 12 meses anteriores a julho de 2007, das 17 mais rentáveis empresas de geração e distribuição negociadas na Bovespa foi de 32% (ver Tabela 3).

TABELA 3

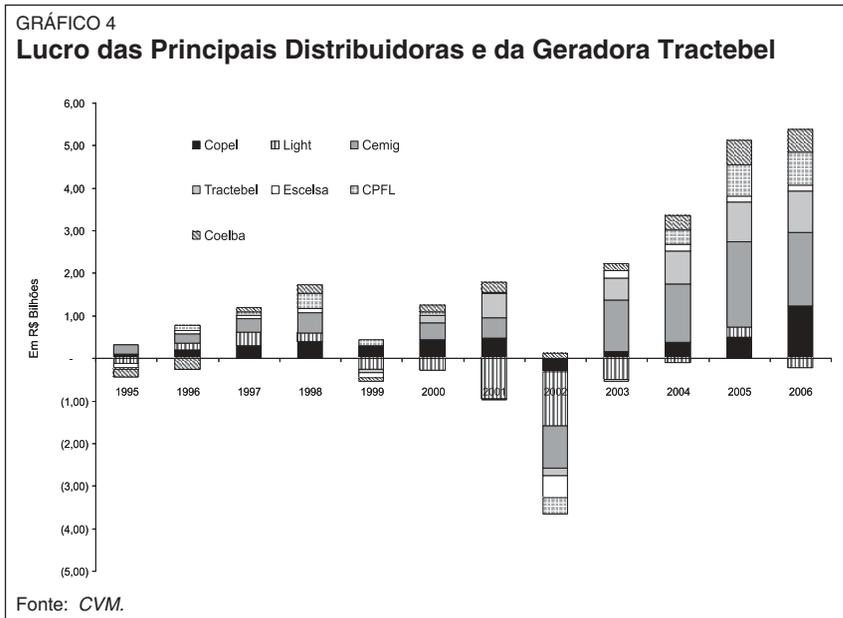
**Rentabilidade de Empresas de Geração e Distribuição de Energia nos 12 Meses Anteriores a Julho de 2007**

POSIÇÃO	EMPRESA	RENTABILIDADE SOBRE O PL, 12 MESES ANTERIORES A JULHO DE 2007 (%)
1	AES Tietê	99
2	Elektro	48
3	Cemar	37
4	Coelba	37
5	CEB	36
6	CPFL Energia	34
7	Coelce	31
8	Tractebel	29
9	Afluenta	29
10	Ampla Invest	27
11	Cemig	23
12	Celesc	22
13	Celpe	20
14	Equatorial	20
15	Terna Part	17
16	Eletropaulo	17
17	Light S.A.	17
<b>Média</b>		<b>32</b>

Fonte: <[www.majershb.com.br](http://www.majershb.com.br)>.

No período pós-privatização, as tarifas elétricas quintuplicaram. Coincidentemente ou não, quintuplicaram também os dividendos das companhias elétricas em relação a 2002, de acordo com reportagem publicada no *Valor Econômico*.<sup>3</sup>

3 <http://www.valor.com.br/valoreconomico/285/primeirocaderno/Eletricas+quintuplicam+dividendos+em+4+anos+,,62,4619539.html>.



Acima, fica clara a elevada lucratividade das principais distribuidoras e da principal geradora privada de energia elétrica do Brasil. Excetuando-se o ano de 2002, em que os efeitos da redução de consumo referentes ao apagão foram sentidos pelas empresas, todos os outros anos apresentam elevados lucros. Em 2006, seus lucros somaram R\$ 5,3 bilhões.

É importante ressaltar que esses lucros são acusados de “insuficientes” por entidades do setor. Há um estudo do Instituto Acende Brasil que afirma que os elevados lucros não remunerariam adequadamente o capital dos acionistas. Isso pode até fazer sentido se comparamos a rentabilidade com as taxas de juros médias no Brasil nos últimos 12 anos. Dificilmente, um serviço de utilidade pública intensivo em capital e de longo prazo de maturação poderá remunerar significativamente em termos de juros sobre juros mais do que a inacreditavelmente alta taxa Selic imposta ao país nos últimos 15 anos. Se esse é o caso, é evidente por que as empresas públicas podem produzir e distribuir energia por menores custos.

Se, de um lado, as distribuidoras exigem vender energia a preços elevados para garantir uma altíssima rentabilidade, como mostra o estudo da Acende Brasil, de outro, os grandes consumidores de energia querem comprar a energia a preços ínfimos. Qualquer um diria: “Não é possível, são inte-

resses necessariamente contraditórios!” No entanto, foi possível no atual modelo energético.

De fato, os grandes consumidores – que receberam o *status* de consumidores livres – buscam pagar o menos possível e não se comprometem em contratar investimento a longo prazo. Foi permitido que ganhassem lucros imensos comprando energia barata produzida pelas estatais remanescentes, enquanto a tarifa para o consumidor final foi se aproximando das mais altas do planeta. Por essa razão, o Brasil ainda é um grande exportador de produtos eletrointensivos.

Só um sistema elétrico tão eficiente e flexível quanto o criado pela Eletrobrás é capaz de garantir confiabilidade e rentabilidade exageradamente elevada em quase todas as pontas em que estão as grandes empresas, sem entrar em colapso, apesar do subinvestimento. Mas há limites a essa pilha-gem do setor.

### 3. História do Setor Elétrico Brasileiro

#### *Antes da Estatização*

Até os anos 1960, o sistema era majoritariamente privado e pouco eficiente. Antes das grandes hidrelétricas da Eletrobrás, o setor elétrico brasileiro não era integrado. Era apenas um conjunto limitado de enclaves. As empresas de distribuição forneciam apenas aos grandes centros urbanos e às cidades maiores e mais ricas. Pequenas cidades e indústrias, quando situadas em locais mais afastados e menos abastados, tinham de se contentar com a autoprodução de energia elétrica, usando, por exemplo, pequenos geradores a diesel. O sistema não era interligado e atendia apenas as regiões de alta renda e alta concentração de consumo.

O setor era dominado por empresas estrangeiras<sup>4</sup> e a maior parte dos investimentos usava empréstimos externos. Isso fazia com que, nos contratos de concessão dos serviços, fosse instituída a “cláusula ouro”, que determinava uma indexação das tarifas ao câmbio.

A universalização do consumo de eletricidade não existia. Vilas e bairros de baixa renda, assim como indústrias e cidades pequenas ou distantes dos

---

<sup>4</sup> Duas grandes empresas de distribuição estrangeiras, Light e Amforp, detinham quase 60% da capacidade instalada de produção de energia elétrica no Brasil em 1940, respectivamente 44% e 14% [Leite (1997)].

grandes centros e a maior parte da área rural, mesmo em regiões ricas e progressistas, estavam condenadas à escuridão. A taxa de lucro dos investimentos necessários para estender energia a esses tipos de consumidores era reduzida para os padrões das empresas. A relação receita/custo de distribuição era relativamente menor, nessas regiões, do que nos grandes centros e áreas urbanas prósperas. A maior distância, a menor densidade ou o nível de consumo ou renda menores no conjunto da área ou para os consumidores individuais fazia com que os investimentos em distribuição, transmissão e geração se restringissem aos grandes centros urbanos.

O mais surpreendente é que as condições de investimentos eram extremamente favoráveis ao investidor. As empresas eram monopólios totalmente verticalizados. Não havia qualquer tipo de concorrência entre as concessionárias. Os grandes centros consumidores do Sudeste e do Sul eram próximos de excelentes sítios disponíveis para produção de energia hidrelétrica barata. A construção de usinas não tinha grandes preocupações ecológicas ou sociais<sup>5</sup>, não havia requerimentos importantes de universalização, fornecia-se apenas à nata mais rica e mais adensada de consumidores, o mercado nas grandes concentrações urbanas era muito rentável e a “cláusula ouro” protegia os investimentos dos riscos da desvalorização cambial.

Apesar das condições favoráveis, os investimentos eram reduzidos e o funcionamento não era minimamente satisfatório. Não havia perspectivas de uma expansão territorial dos serviços, de interligação dos sistemas e de universalização. As tarifas eram muito caras. A segurança energética era muito precária. Apagões e falta de energia eram comuns, principalmente em fase de crescimento e em períodos secos. Não havia sensibilidade social e, em um sistema daquele tipo, a tarifa tendia a ser inversamente proporcional ao nível de consumo e de renda.

Em contraposição, sabemos, por exemplo, pela experiência da Autarquia do Vale do Tennessee (TVA), na década de 1930, nos Estados Unidos (EUA), e pelas experiências de desenvolvimento em diversos países subdesenvolvidos, como o nosso, que os processos de desenvolvimento passam por um concomitante programa de universalização do acesso à energia elétrica. Ao ampliar o acesso à energia elétrica, melhora-se, ao mesmo tempo, a qualidade de vida das populações antes desassistidas, avança-se a qualidade da urbanização e dos outros serviços públicos, enriquece-se a qualidade dos serviços privados e do comércio local, cresce o consumo de bens duráveis, alimentos refrigerados e que necessitam de processamento em eletrodo-

---

5 Houve desapropriações para construção de barragens com indenizações ínfimas.

mésticos, eleva-se, assim, a demanda e surgem condições de criação de novos negócios e indústrias, geram-se empregos e renda.

Juscelino Kubitschek conhecia Celso Furtado e estava antenado nas novas teorias do desenvolvimento<sup>6</sup>. Por essas teorias, energia e desenvolvimento estavam interligados. O sistema elétrico precisava ser universal, barato e seguro. Para isso, era fundamental a interligação do sistema ao menos dentro das macrorregiões. Esse investimento jamais teria sido realizado pelo setor privado, pois não passaria no teste de rentabilidade de nenhum *project finance*. Entretanto, a Eletrobrás realizou-o e criou em poucos anos o melhor sistema elétrico de grande porte do mundo, cuja interligação garantia segurança e eficiência.

Além da interligação, outro aspecto fundamental proporcionado pela Eletrobrás foi construir as grandes usinas à frente da demanda. Essa atitude também não passaria no *project finance*. Mas, sem ela, o país não investiria em grandes usinas com baixos custos, e sim em pequenas usinas que atenderiam exatamente à demanda esperada. Sem ela, também não seria possível ao país manter tantos anos de alto crescimento nem tantos anos de baixo investimento, como nos últimos 15 anos. Quando o sistema é estatal, contrariamente ao que pode acontecer quando o sistema é privado, as empresas podem investir exigindo taxas de lucro menores e não requerem a mesma garantia em relação à demanda futura que exigem os investidores privados. Empresas públicas podem também subsidiar com maior facilidade o consumo em regiões remotas, classes pobres, indústrias em regiões pouco desenvolvidas e indústrias voltadas para exportação, cujos produtos são eletrointensivos.

Resumindo, o sistema privado era ruim e era incompatível com a teoria do desenvolvimento em voga na época e as diversas experiências internacionais bem-sucedidas de fornecimento público de energia. A partir dessas condições, nos anos 1930, fundaram-se as raízes do fim do setor elétrico privado no Brasil. Primeiramente, essa foi a década em que entramos numa constante crise de balanço de pagamentos. Ocorreram desvalorizações e controle de remessas de divisas. O governo brasileiro proibiu a indexação das tarifas ao câmbio representada pela “cláusula ouro”, tornando válida no Brasil uma proibição que já era válida nos países centrais. Assim, o governo instituiu o princípio do custo histórico para reajuste das tarifas. O

---

6 JK percebeu com muita clareza o poder de desenvolvimento e melhoria da qualidade de vida que trazia a luz elétrica. Em sua primeira campanha para cargo majoritário, governador de Minas Gerais, o slogan era “Energia e Transporte”.

país entrou em um processo de industrialização acelerada e as políticas de desenvolvimento e de integração nacional passaram a ser prioritárias em relação ao lucro.

A proibição de indexação ao câmbio e o princípio do custo histórico, juntamente com a grande necessidade de investimentos, não contribuíram para que os investimentos das multinacionais em geração acompanhassem o crescimento da economia. Já no final da década, começou a se verificar um substancial déficit energético. A partir dos anos 1940 até início dos anos 1960, grandes períodos de racionamento de energia se tornaram freqüentes nos centros urbanos.<sup>7</sup>

A capacidade do sistema elétrico privado de suprir a demanda no novo ambiente se tornou claramente questionada. O avanço do governo em geração de eletricidade para suprir as deficiências de investimento do setor privado tornava-se cada vez mais necessário. As vantagens das empresas estatais frente às privadas neste setor são consideradas óbvias. “Energia é desenvolvimento”, essa foi uma das grandes bandeiras dos progressistas nos anos 1950.<sup>8</sup>

A primeira grande usina de geração de energia federal, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), possuía (na usina de Paulo Afonso) custos operacionais extremamente baixos, permitindo a remuneração do investimento apesar do baixo custo da energia vendida. Durante toda a década de 1950, e principalmente a partir do Plano de Metas, o acréscimo de capacidade de geração foi se tornando completamente estatal.

Um marco foi a hidrelétrica de Furnas. Nos anos 1950, o país viveu uma permanente crise energética. Os anos de 1951 e 1956 foram conhecidos como o período crítico. Cinco anos seguidos de seca. A seca prolongada, acrescida de rápido crescimento do consumo e do receio de investimento por parte das distribuidoras privadas, acabou levando o país a recorrentes apagões. Boa parte da indústria era abastecida por geradores próprios a diesel. Nesse ambiente, foi concebida a hidrelétrica de Furnas. Foi a primeira hidrelétrica nacional que possuía um reservatório gigantesco. Poderia suportar anos de seca.

7 Ver Leite (1997). Nessa época, surgiu o versinho: “Rio que me seduz, de dia falta água, de noite falta luz”.

8 “A Cemig fundou-se para tornar abundante a energia e, por essa via, promover o desenvolvimento industrial e agroindustrial de Minas Gerais” [Leite (1997: 96)].

A partir dos anos 1960, é consenso a superioridade das empresas estatais no setor. Até mesmo conhecidos liberais como Otávio Bulhões e Roberto Campos impulsionaram ativamente os planos de expansão da Eletrobrás.

Entre o início dos anos 1960 e meados dos anos 1970, a Eletrobrás foi capaz de estruturar o sistema que relatamos na seção anterior. O Brasil se tornou a Arábia Saudita da energia elétrica. Ela era barata, abundante e limpa. Talvez por isso despertou tanto interesse nos anos 1990, quando se inventou que tudo deveria ser privatizado.

### **Volta à Privatização**

A “necessidade” de privatização não foi uma descoberta. A mercantilização do setor elétrico era “imposição” da lista de “recomendações” do Banco Mundial que o governo FHC buscou adotar quase integralmente. Basearam-se apenas no fato de que a Inglaterra havia recém-criado pela primeira vez na história um mercado “concorrencial” de energia elétrica. No entanto, mesmo comparando com outros países que utilizam energia termelétrica, o sistema inglês tem-se mostrado pouco eficiente em termos de custos tarifários. Com relação ao Brasil, a comparação é ainda mais extravagante. Não se preocuparam em saber se o sistema inglês era adequado para um sistema hidrelétrico tão particular como o brasileiro.

Segundo Alveal (2001),<sup>9</sup> caberia notar as peculiaridades (únicas no mundo) do sistema elétrico brasileiro: a) predomínio da hidreletricidade (90%) de grande porte (75% da capacidade com usinas acima de 1GW); e b) existência de considerável potencial hídrico, não explorado. Poderíamos ainda acrescentar um terceiro ponto: a complementaridade entre as partes é tão grande, que o sistema de geração é um monopólio natural.

A autora sugere ainda atentar para as lições da experiência reformadora no mundo desenvolvido, em particular os casos inglês e californiano. Essas experiências sugeririam, segundo a própria literatura especializada internacional, que o sucesso das reformas na indústria de eletricidade depende da existência de três condições: a) confortável margem de excesso de capacidade de oferta (em geração e transmissão) no sistema elétrico; b) crescimento suave e modesto da demanda; e c) abundante oferta de GN a custos menores que outras energias primárias de geração elétrica.

---

<sup>9</sup> *Rumos da Crise Energética Brasileira: saída emergencial e encaminhamento de longo prazo. Seminário de Pesquisa do IE/UFRJ – 20.9.2001.*

Essas três condições estavam e continuam ausentes no Brasil! Por outro lado, de acordo com Alveal, é fundamental considerar que, no caso brasileiro, uma reforma que objetive introduzir a lógica da competição no sistema, dado o predomínio da hidreletricidade, é um desafio inédito no mundo. O desafio é definir uma combinação racional de política de expansão entre hidreletricidade e termoeletricidade. São energias com custos e condições de investimento completamente diferentes. Não podem competir diretamente.

A autora ressalta ainda que nos experimentos de reforma mercado-orientadas dos países desenvolvidos, em função da ausência de recursos energéticos outros, a expansão dos investimentos em energia tende a seguir uma trajetória tecnológica bem definida ou, no mínimo, tende a se configurar um *mix* entre tecnologias que não são dissimilares (basicamente, são variantes de tecnologias de geração térmica), não apresentando, assim, hiatos importantes de custos entre a tecnologia já existente e a nova.

Para ressaltar o tamanho do desafio, Alveal lembra ainda que, em contraste à cena brasileira, o ambiente macroeconômico das economias desenvolvidas onde foram implantadas as primeiras reformas no sistema elétrico era relativamente estável. Em uma economia instável como a brasileira, fazer um investimento que pode chegar a bilhões, com maturação de cinco anos e prazo de amortização de trinta anos, é um tiro no escuro. Essa situação é agravada se levarmos em conta que as tarifas são reguladas pelo governo e a energia não pode ser exportada facilmente.

D'Araújo (2007) acredita em uma razão mais político-específica para a implantação do sistema mercantil na Inglaterra e na Califórnia.<sup>10</sup> Para ele, na Inglaterra, a principal razão seria a necessidade de obter uma justificativa para se livrar das caras e poluentes usinas a carvão. Mas não podemos esquecer também que, para a conservadora linha-dura Margaret Thatcher, acabar com as velhas usinas a carvão significava resolver boa parte dos graves problemas políticos causados pelos sindicalistas da indústria do carvão. Ela implantou o sistema de mercado e trouxe para a Inglaterra a melhor tecnologia de geração térmica, gás a ciclo combinado. Portanto, quando a Inglaterra implantou o sistema de mercado, ela estava “se livrando” de uma tecnologia antiga e mais poluente, que era a geração a carvão, e, de lambuja, derrubava os mais fortes sindicatos ingleses.

---

<sup>10</sup> Segundo entrevista publicada no Correio da Cidadania (25.10.2007).

Na década de 1970, no desespero da crise do petróleo, a Califórnia obrigou as distribuidoras a comprar qualquer energia disponível, mesmo de pequenas usinas, pelo preço que oferecessem. Portanto, quando a Califórnia implantou o sistema de mercado, ela queria se livrar dessas energias antigas, que se chamavam *qualifying facilities*, para substituir o óleo combustível por gás natural e conseguiu.

A privatização no Brasil foi justificada com a simples importação das desculpas inglesas e californianas usadas para impor o gás natural sobre fontes mais poluidoras. Importação de desculpa ideológica do primeiro mundo sempre causa desastres. O Brasil implantou o sistema de mercado para substituir a barata e limpa hidreletricidade por térmicas a combustíveis fósseis, caros e poluentes. Tudo em nome da falsa concorrência.

As primeiras empresas foram privatizadas sem que existisse qualquer normatização especial sobre regulação e política energética. Enquanto se privatizavam as empresas, sem estudos prévios, foram criadas as regulamentações, os órgãos de regulação e de gestão. As estatais foram praticamente proibidas de realizar novos investimentos em geração. Porém, o setor privado não quis assumir esses investimentos. Como seria esperado, os reservatórios foram se reduzindo ano a ano e passou a faltar energia.

Claramente, o regime privado se mostrou disfuncional já no governo FHC. Ele se viu obrigado a reduzir a velocidade da “reforma” do setor. A privatização estancou após a venda de 19 distribuidoras estaduais (60% do segmento). A transmissão continuou estatal. A geração se manteve 80% estatal. Depois de privatizada a Eletrosul e parte da Cesp (Paranapanema e Tietê), o processo estagnou de vez no segmento de geração.

O investimento privado e o “novo parque térmico”, que prometia mimetizar de vez o sistema elétrico inglês, permaneceram, em essência, no papel ou, no máximo, realizaram um deslanche tímido, mesmo com a oferta garantida do combustível, após a construção estatal do gasoduto Bolívia–Brasil. Esse gasoduto fazia parte da mimetização do sistema a GN inglês.

## **O apagão**

A reestruturação do setor elétrico, realizada com a finalidade de retirar o Estado como empreendedor do setor e de transferir para a iniciativa privada e para o mercado a responsabilidade e os riscos pelos investimentos a serem realizados, deixou a desejar. O modelo implantado teve como resultado a proteção total dos investidores e não da sociedade [(Abreu (1999)].

Em 2000, o governo FHC criou o Programa Prioritário de Termelétricas, reforçado por garantias, incentivos, preços elevados e subsídios diversos,<sup>11</sup> buscando, em caráter emergencial, induzir o setor privado a investir. O programa gerou vários problemas e um imenso prejuízo para a nação, mas não foi suficiente para evitar o maior racionamento de energia da história.

A falta de investimento cobrou seu preço. Crescemos um pouco acima da média em 2000 e fomos obrigados a racionar energia em 2001. Foi o maior racionamento de energia da história humana em tempos de paz. Nenhum país já teve de cortar 25% de seu consumo em tempos de paz.

Mas houve um lado bom. O racionamento mostrou o quanto a energia elétrica, como toda infra-estrutura, é um bem público, cujas soluções e benefícios precisam ser públicos. Especialmente em um sistema hidrelétrico de bacias integradas, como o brasileiro. Demonstrou ainda a grande qualidade do sistema elétrico criado pela Eletrobrás, a grande disposição para contribuir e a capacidade de organização do povo brasileiro.

Entretanto, para a Aneel e os contratos de privatização instituídos no governo FHC, induzir a economia de energia em grandes volumes (racionamento) é um grande problema. A Aneel teria a obrigação de garantir o “equilíbrio financeiro” das distribuidoras. Para ela, a redução do consumo seria prejudicial às receitas das distribuidoras e deveria ser pago pela população.

Nós economizamos uma quantidade monstruosa de energia e, mesmo assim, tivemos que pagar pela perda de receita que isso causou às distribuidoras. Um decreto do governo FHC estabeleceu que a diferença tarifária, referente ao que não fosse consumido, deveria ser adiantada pelo BNDES, o que, ao final, rebateu nas contas dos consumidores. O consumidor teve, assim, de pagar por um erro que ele não cometeu e que só foi solucionado às suas expensas. É interessante mencionar que, por princípio, no custo da tarifa está incluída a confiabilidade. Sendo assim, o caso brasileiro foge totalmente da lógica do serviço público, pois a confiabilidade não foi assegurada, mas se pagou por ela duas vezes.

Após o racionamento, as pessoas e as empresas aprenderam a economizar energia e se dispuseram a manter a economia [Sweet (2006)]. Se o brasileiro não tivesse adotado tal ação espontaneamente, já teríamos sido obriga-

---

<sup>11</sup> Decreto 3.371, de 24.2.2000, e Portaria 43, de 25.2.2000, do Ministério de Minas e Energia (MME).

dos a racionar novamente, pois o sistema privatizado melhorou no governo Lula, mas manteve sua tendência de subinvestimento. Ademais, em qualquer lugar do mundo, soltar-se-iam fogos de artifício por uma redução de 20% do consumo de energia. Em particular nos tempos atuais, quando os países brigam para reduzir o consumo de energia e as emissões de carbono. No entanto, essa atitude acabou sendo incompatível com o modelo elétrico privatizado. Veremos por que na próxima seção.

### ***O Novo Modelo***

O apagão e o grande aumento de tarifas durante o governo FHC tornaram evidente que o modelo elétrico implantado nos anos 1990 não funcionava. Seria necessária uma reforma profunda.

A reforma não se viabilizou por uma questão: a meta de superávit primário. Ainda que fosse possível convencer politicamente a sociedade da necessidade de uma reforma mais profunda no modelo elétrico, ela esbarrava na proibição estratégica de ter a Eletrobrás liderando os investimentos em geração. Essa proibição se fundamenta em dois pontos:

- a) a “moderna” contabilidade pública, imposta pelo Fundo Monetário Internacional (FMI) nos anos 1990, que classifica os investimentos da Eletrobrás como gasto de custeio, mas não faz o mesmo para investimentos privados ou mesmo da Petrobras; e
- b) a meta de superávit primário de 4,25% do PIB.

Essa meta já é difícil de ser alcançada sem investimentos em infra-estrutura. Ela se tornaria impossível, se o país resolvesse fazer tais investimentos. A alternativa seria utilizar a contabilidade tradicional e não a contabilidade usada pelo FMI, que chama os investimentos das estatais de gastos de custeio. Para geração de energia, a situação é ainda mais complicada, porque a relação capital-produto desse tipo de investimento é elevada. Nessa situação, poucas hidrelétricas já seriam capazes de inviabilizar a meta de superávit primário. Entretanto, essas hidrelétricas são investimentos, que podem ser considerados até mais importantes para a nossa prosperidade futura do que as plataformas da Petrobras, que recebem um tratamento contábil adequado.

No início do governo, houve uma boa oportunidade de mudar o modelo de FHC. A oportunidade não se realizou porque aqueles que no governo

pretendiam uma reforma mais profunda precisaram lutar contra o superávit primário. Assim, ganharam a oposição do ministro da Fazenda, que se aliou às empresas privadas e inviabilizou pontos importantes para uma reforma mais profunda do setor. Entretanto, não inviabilizaram uma razoável reforma no modelo anterior. Hoje, a eficiência do sistema é superior e podemos dizer que funciona. O sistema anterior era simplesmente incapaz de gerar investimentos em montantes mínimos.

No modelo atual, todas as distribuidoras compram de todas as geradoras, com contratos de longo prazo. Para entender a natureza desse modelo, também único no mundo, é interessante começar compreendendo o Operador Nacional do Sistema (ONS), que age como se fosse o dono das usinas. Ele diz quem vai operar e quem não vai operar. Se o dono de usina desobedecer a uma ordem do ONS, paga uma multa.

Não há concorrência, o sistema é um só. É um monopólio natural. Em função dessa característica, era mais inteligente que houvesse um comprador único que deveria ser a Eletrobrás. Isso se assemelharia à atual gestão do sistema, mas com maior racionalidade. Mas o governo não quis dar esse papel à Eletrobrás – ou seja, não quis uma “Petrobras do setor elétrico” – e buscou uma maneira alternativa de tentar mimetizar o comprador único, mas sem uma instituição pública forte.

Propôs-se então que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) fosse uma intermediária, ou seja, todas as distribuidoras contratam de todas as geradoras através da Câmara. Tudo se passa como se alguém estivesse comprando de forma centralizada a energia na CCEE e, imediatamente, revendendo. Ou seja, procurou-se percorrer o mesmo caminho, mas sem uma figura estatal.

O novo modelo tem, basicamente, uma qualidade em relação ao modelo proposto por FHC: as distribuidoras são obrigadas a contratar a longo prazo toda sua demanda esperada por energia no futuro, o chamado mercado cativo. Isso reduz o risco de apagão, pois gera demanda por contratos de longo prazo, que são fundamentais para viabilizar investimentos privados em geração de energia. Entretanto, o modelo manteve muitos pontos negativos. Entre eles, não é capaz de impedir que a energia brasileira continue sendo umas das mais caras do mundo, apesar de termos uma base hidrelétrica com custos operacionais baixos. Outro grande problema é que não garante os investimentos necessários para suprir a demanda futura dos grandes consumidores de energia. Esses problemas se tornaram evidentes desde o início da implantação do modelo.

Finalizado o racionamento, em fevereiro de 2002, surpreendentemente, o mercado de energia elétrica não reagiu. Passou-se a consumir, praticamente, menos 15% da tendência anterior. Resultou, assim, numa situação de enorme sobra de energia. Para uma carga de aproximadamente 50 GW médios, sobram mais do que 7 GW médios, uma Itaipu.

Essa situação era incompatível com partes fundamentais do novo modelo implantado pelo governo, principalmente das partes que foram herdadas do governo anterior e não repensadas. Um bom exemplo é a determinação de que, a partir de 2003, os contratos iniciais das estatais deveriam ser descontratados 25% por ano.

No início da privatização, as distribuidoras privatizadas fizeram contratos com as geradoras federais. As geradoras vendiam a energia por preços baixos, mas ainda razoáveis. Essa situação se alterou significativamente após a descontração. O governo propôs essa medida, provavelmente, para estimular o mercado atacadista de energia e retirar o mercado das estatais para passar para geradoras privadas, que precisavam de contratos de longo prazo.

O governo FHC determinou que esses contratos iniciais de fornecimento de energia fossem sendo cancelados entre os anos de 2003 e 2006. A idéia era abrir aos investidores privados esses contratos das empresas estatais: elas os perderiam e, em seu lugar, entraria o setor privado. Surpreendentemente, Lula manteve essa determinação, o que foi questionado por diversos especialistas, já que estava claríssimo, desde 2002, que após o apagão as pessoas continuaram economizando energia. Mantido o descontrato, obviamente, as estatais iriam ficar com o “mico” em suas mãos. Essa medida gerou imensos prejuízos ao erário público.

A redução do consumo de energia era, assim, duplamente incompatível com o novo modelo elétrico. De um lado, reduziu a renda das distribuidoras, o que teve de ser compensado pela Aneel com aumentos dos custos para os consumidores. De outro lado, era incompatível com a “descontração” daqueles contratos iniciais entre as geradoras estatais e as distribuidoras, que tinha a função de abrir uma reserva de mercado para as geradoras privadas.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> Essa “descontração” é um eufemismo só aplicado quando o governo perde. Esse foi um caso raro de acordo para “quebra de contratos” que ninguém questionou. No caso, a “quebra” do contrato levou a prejuízos públicos.

A questão é que, nessa simulação de sistema concorrencial, não é possível transferir a renda de quem ganhou para quem perdeu sem socializar perdas. Se o consumidor ou o governo perdem, “tudo bem”, ninguém reclama – afinal de contas, os “contratos são sagrados”. Se as distribuidoras perdem, como no apagão, a Aneel garante que, em um aumento futuro na tarifa, elas sejam recompensadas. Eventualmente, as distribuidoras podem ter prejuízo. Como no caso do racionamento de 2001, após fevereiro de 2002, quando o decreto terminou seus efeitos, as distribuidoras privatizadas amargaram um prejuízo. Afinal, os donos compraram as empresas pelo fluxo de caixa descontado, supondo um crescimento da demanda que não se deu. E, por contrato, a Aneel é obrigada a permitir uma tarifa que garanta o “equilíbrio econômico-financeiro” das empresas. A tarifa aumentou e, nos anos seguintes, elas lucraram significativamente.

Se os grandes consumidores perdem, como hoje, com o aumento dos custos no mercado atacadista, eles começam a pedir intervenção do governo para aumentar os investimentos ou garantir um adicional de oferta de gás não acordado previamente.

As geradoras privadas não perdem porque fazem contratos de longo prazo que garantem a remuneração do investimento. Além disso, argumentam que o abastecimento de energia nacional depende de obterem uma boa remuneração, caso contrário, parariam de investir. Ameaçam com a falta de energia no futuro.

Assim, a partir de 2003, ao mesmo tempo em que as geradoras federais, que tinham aproximadamente 80% da oferta de energia hidrelétrica, eram obrigadas a receber valores ínfimos para sua energia, gerando lucros imensos aos consumidores livres, o custo da energia para o consumidor subia velozmente.

Proibidas de fazer contratos, as estatais tinham de colocar seu excedente de energia no mercado atacadista. Por sua vez, nesse mercado, não havia compradores. Considerando que o sistema brasileiro exige a separação entre a parte comercial e a parte operativa, o ONS não considera se, por exemplo, Furnas ou a Chesf não têm contrato. Ele simplesmente determina que as usinas hidráulicas gerem a energia necessária. E o que aconteceu com essa parcela que vinha sendo gerada, mas não tinha contrapartida em contrato? Ela não estava sendo paga por nenhuma distribuidora, mas sim liquidada a preços mais baixos no mercado *spot*.

Em 2003, o preço que, por exemplo, Furnas recebia era R\$ 4 por MWh gerado, pois esse era “o valor da água”, que, naquele momento, sobrava. Mas, recebendo apenas R\$ 4, Furnas gerava a energia que substituíra uma usina térmica, remunerada normalmente por mais de R\$ 100. Essa, pela lógica operativa, não devia gerar, pois havia muita água. Do outro lado, essa térmica, por ter um “certificado” de energia, pôde ser contratada no lugar de Furnas, recebendo ao menos 2.500% vezes a mais para ficar desligada.

O que vale no sistema não é a produção de energia, mas a posse de um certificado de energia assegurada (houve casos até em que se descobriu que nem existia gás para “assegurar” aquela “energia assegurada”). As térmicas que tinham disponibilidade do certificado de energia assegurada, sabendo que não seriam despachadas, vendiam barato seu certificado por três meses e “liquidavam” a diferença no mercado *spot*. Ou seja, a energia hidráulica das estatais era intermediada pelos donos das térmicas desligadas para o consumidor livre.

O resultado dessa grande diferença entre o preço da energia entre o “consumidor cativo” e o “consumidor livre” fez com que todos os grandes consumidores migrassem para o mercado *spot*. Para o futuro do setor elétrico brasileiro, isso é um desastre, pois ninguém constrói uma usina hidrelétrica para vender energia por seis meses. Constrói-se uma usina para vender energia por vinte, trinta anos. Os contratos de longo prazo é que fazem com que investidores, estatais ou privados, invistam em energia elétrica.

Essa separação entre mercado livre e mercado cativo fez com que o modelo elétrico cortasse a relação que deveria haver entre custo de produção e preço ao consumidor. O valor cobrado do consumidor subiu por vários motivos, entre eles, a possibilidade de as distribuidoras fazerem contratos com usinas do mesmo grupo a custos altos. Para completar a situação, como o custo dessas usinas era maior e sobrava energia, elas ficavam desligadas e a energia consumida pelas distribuidoras continuava vindo das geradoras estatais, que estavam recebendo baixa remuneração por sua energia.

Os contratos iniciais, que foram desconstruídos em 2003, variavam de R\$ 60 a R\$ 70 por MWh. Ao mesmo tempo, algumas distribuidoras ainda passaram a contratar de empresas coligadas por valores mais elevados. Um exemplo é o da Celpe, distribuidora de Pernambuco, que contratou, para substituir a geradora federal Chesf, que tinha um preço em torno de R\$ 40 por MWh, uma térmica dela mesma por quase R\$ 150 por MWh. Uma

irracionalidade completa paga pelos consumidores e pelo erário público. As estatais perderam aproximadamente 25% do seu faturamento para possibilitar a entrada de usinas mais caras, térmicas e do mesmo grupo.

O mais estranho é que, quanto mais as distribuidoras faziam contratos de longo prazo com geradoras privadas, mais cara ficava a energia para os consumidores e mais sobrava capacidade de produção. Por conseqüência, mais se reduzia o preço da energia vendida pelas estatais no mercado livre, apesar de as novas usinas ficarem desligadas e de o mercado ser abastecido basicamente pelas geradoras públicas. É preciso observar que as usinas privatizadas antes de 2001, as da Tractebel, também foram obrigadas a se descontratar. Entretanto, não foram obrigadas a entrar no leilão-liquidação. Estranhamente, foi permitido a elas o privilégio de “guardar” energia para vender mais tarde por preços melhores.

Vimos que o novo modelo do setor elétrico, implantado em 2004, obrigava que as distribuidoras contratassem a longo prazo toda a sua demanda esperada por energia, o chamado mercado cativo. Os custos da energia nesses contratos eram relativamente elevados. Por outro lado, os custos da energia no mercado atacadista eram baixos, o que incentivou a maior parte dos grandes consumidores a entrar nesse mercado. Por essa razão, tivemos um número crescente de consumidores livres com contratos de curtíssimo prazo e expostos no mercado atacadista. Contratos esses que não contribuem para a expansão da capacidade. Como no Brasil, em situações normais, o mercado *spot* tem um viés de preços baixos, os consumidores livres estão se apropriando de uma receita oclusa do setor, pois, afinal, um consumidor cativo não consegue ter a vantagem de pagar apenas R\$ 18/ MWh no *spot*. Em média, ele paga mais de R\$ 200/MWh.

Mais recentemente, ocorreu uma explosão dos preços no mercado *spot*. Mas isso foi conseqüência de crise de falta de energia e não de um movimento normal.

A organização do sistema elétrico implantada em 2004 no governo Lula funciona um pouco melhor do que no governo anterior. É mais bem organizada e resolveu várias questões. Entretanto, não foi e não será capaz de resolver problemas fundamentais decorrentes da privatização do sistema durante o governo FHC. Simplesmente, porque não enfrentou de fato os grandes problemas do modelo que ficaram evidentes no Apagão de 2001.

O principal problema do modelo é o elevadíssimo “custo” de simular um falso sistema concorrencial de um bem público como energia, especialmente em um sistema hidrelétrico integrado como o brasileiro. No nosso sistema – diferentemente de qualquer outro e, especialmente, do modelo inglês thatcherista, que buscaram mimetizar –, até a geração de energia é um monopólio natural.

Esse “custo” não surge apenas de despesas administrativas mais elevadas, mas, principalmente, de uma exagerada disponibilidade de espaço para erros de previsão, “acidentes” financeiros e jurídicos e de disputa feroz por lucros especulativos e monopolísticos abusivos.

A implantação do modelo elétrico mercantil, nos anos 1990, foi e continua sendo um fracasso de enormes proporções. Foi um dos maiores erros da nossa história. Esse modelo, em termos gerais, piorou a confiabilidade do sistema elétrico, o que pode ser constatado efetivamente pelo apagão recorde em nível mundial e pela possibilidade real de um novo racionamento. Há apenas seis anos, fizemos o maior racionamento energético da história mundial em tempos de paz, equivalente a 25% do consumo.

Existe ainda a ameaça de ocorrer outro racionamento, caso o país deixe de crescer a taxas medíocres ou se a Petrobras e Eletrobrás não suprirem a deficiência de investimentos do setor privado [Santos e Silva (2007)]. Mas a pior consequência negativa do “novo” modelo foi a elevação do custo da energia.

O Brasil tem ainda o menor custo produção de energia entre as grandes nações<sup>13</sup> e um dos menores do mundo. Entretanto, para o consumidor, a tarifa é uma das mais caras do planeta. Essa diferença obtusa foi resultado direto do “novo” modelo. O novo modelo transformou o melhor sistema elétrico de grande porte do mundo em uma máquina de ganhar dinheiro às custas do bolso do consumidor, do erário público e da competitividade da indústria brasileira. Na próxima seção, tentaremos analisar essas questões.

---

13 *Acima de 50 milhões de habitantes.*

## 4. Por Que o Custo da Energia É tão Caro no Brasil

A energia elétrica é muito cara hoje no Brasil basicamente porque:

- a) o modelo de regulação do sistema elétrico gasta, de forma planejada e consciente, bilhões de dólares apenas para simular, contabilizar e administrar os conflitos constantes de um falso mercado concorrencial;
- b) o modelo privado desincentiva direta e indiretamente a hidreletricidade em favor das térmicas a GN. Energia mais cara. E, no momento, está incentivando a utilização do GN liquefeito, que é ainda mais caro do que o gás da Bolívia. Resumidamente, o modelo enfraquece a efetividade de um planejamento energético verdadeiro e focado na redução do custo econômico e ambiental da energia;
- c) a margem de lucro bruta das diversas empresas envolvidas na geração, transmissão, distribuição e especulação com energia elétrica é muitíssimo elevada;
- d) o modelo não incentiva, de fato, a inovação e menos ainda o repasse de ganhos de produtividade para os consumidores. Diferentemente da Eletrobrás, no passado, nenhuma das empresas privadas do setor investe significativamente em P&D;
- e) O modelo levou ao apagão e seus diversos custos embutidos e está levando a outra crise energética; e
- f) choques e erros de previsão fazem com que o modelo sempre gere “esqueletos”, que acabam sendo pagos pelos consumidores.

O sistema é muito dispendioso e não há qualquer questionamento quanto a isso. Para exemplificar, o novo sistema criou uma infinidade de entidades com estruturas pesadas, que precisam ser custeadas com encargos setoriais sobre a tarifa de energia. A maioria das funções dessas entidades (Aneel, ONS, MAE, CCEE, EPE etc.) era, de alguma forma, realizada por pequenas equipes da Eletrobrás ou, simplesmente, não era necessária.

Entretanto, os aumentos dos custos vão muito além. Apesar das instituições de coordenação, regulação e contabilização, as empresas, elas próprias, mantêm enormes departamentos para registrar, checar, especular e estudar contratos, nuances e disputas jurídicas do sistema. Todos esses custos são repassados para os consumidores. Esses custos não existiam.

Apenas para exemplificar, temos o caso da transmissão de energia. Na Eletrobrás, não havia nem mesmo uma diretoria de transmissão, apesar de a empresa ter administrado por décadas todo o sistema nacional de transmissão. Hoje, abre-se uma licitação para uma pequena linha de transmissão e os investidores do setor criam uma nova empresa-sede, presidente, diretoria, departamento financeiro, de contabilidade, jurídico, operacional etc. Cada nova linha precisa replicar boa parte da estrutura. E, às vezes, até abrem capital na bolsa, o que custa, no mínimo, R\$ 20 milhões.

O mesmo acontece com as geradoras. Para essas, para os consumidores livres e para as distribuidoras, a simulação de sistema concorrencial traz ainda inúmeros custos, além dos já citados encargos setoriais para manter as entidades gestoras. O mercado de energia é volátil e, portanto, torna-se altamente especulativo. Especula-se com energia *spot* e com contratos de longo prazo. Existem departamentos ou mesmo empresas inteiras dedicadas apenas a fazer simulações e calcular cenários que dêem embasamento para as empresas fazerem melhores apostas ou reduzirem seus riscos financeiros. Além das dispendiosas estruturas, essa volatilidade aumenta ainda mais o custo de oportunidade do sistema, sobre o que falaremos mais à frente.

O segundo motivo que faz com que a privatização torne uma energia cara é a pressão para substituir hidreletricidade por termoeletricidade a GN. Essa é mais uma pressão implícita do que explícita, mas é muito forte. Esse efeito parte, primariamente, do pouco poder atribuído ao planejamento energético, que deveria estar impondo uma matriz energética ideal para o país.

Grandes hidrelétricas são administradas no mundo inteiro pelo governo. Porque elas são obras extremamente complexas e possuem elevados riscos de engenharia e ambientais. Afetam pesadamente o ambiente, a sociedade e as economias locais, exigindo muita negociação e diversas medidas compensatórias. O setor privado é sempre reticente em construí-las. Essas questões são evidentes no Brasil de hoje. E, de fato, o país tem construído muito pouco.

Mas o problema é ainda mais complexo. O governo tem adotado uma política de garantir o abastecimento via leilões periódicos. Essa política é inadequada para viabilizar as grandes hidrelétricas. Primeiro, pelo motivo que já citamos, os problemas ambientais e técnicos dificultam aos investidores entregar a tempo todos os documentos necessários para a participação no leilão. Segundo, porque há problemas de indivisibilidade. Essas grandes hidrelétricas colocam enormes quantidades de capacidade de uma só vez. E há, ainda, os problemas com relação à sazonalidade e à inconstância de chuvas. Problema esse que será agravado agora com a exigência de reser-

vatórios cada vez menores. Diversas simulações precisam ser feitas para calcular o impacto de uma grande hidrelétrica na capacidade média de produção do sistema brasileiro. Reduzir o tamanho do reservatório é uma das alternativas para aumentar o retorno esperado da hidrelétrica.

Todos esses problemas levam a atrasos e dificuldades que incentivam os investidores a usar termelétricas. De preferência, o GN, se esse estiver disponível. O GN gera menos empecilhos em órgãos ambientais e é de construção e operação relativamente simples e rápida.

Outro problema é que, no Brasil, as hidrelétricas feitas pelos investidores privados são muito mais caras do que as feitas pelo governo. Essa situação decorre dos elevadíssimos custos de oportunidade exigidos pelos investidores. Normalmente, se aproximam de 20% ao ano para os usuais cenários de previsão pessimistas, enquanto as empresas públicas podem exigir menos de um terço desse custo sem precisar impor cenários pessimistas.

O custo de uma hidrelétrica é basicamente investimento. Dessa forma, por si só, essas diferenças de custo de oportunidade podem dobrar o custo da energia vendida. Nas térmicas, essas questões já são mais bem equacionadas. O prazo de maturação, o tamanho da planta e a relação capital-produto são muito menores, o que faz com que o custo de oportunidade tenha um impacto mais forte sobre o custo das hidrelétricas. Não só o impacto do custo de oportunidade é maior nas hidrelétricas, como o próprio custo de oportunidade é maior.

Além disso, o atraso no crescimento da oferta de energia é uma tendência que pudemos observar tanto no modelo anterior quanto no atual. Chegará um momento em que esse atraso precisará ser coberto rapidamente e, nesse momento, as hidrelétricas simplesmente são desconsideradas pelo seu maior prazo de maturação.

A geração pública tem uma margem reduzida, mas a geração privada é elevada. O caso atual da usina do Madeira é emblemático. Só há dois consórcios concorrendo e ainda estão disputando diversos tipos de exclusividade para reduzir ainda mais a competição. Poderão, assim, impor uma margem de lucro elevada para energia produzida. Uma energia que, sabemos, terá um custo operacional muito baixo. Mas esse custo não é plenamente conhecido *a priori* e mesmo essas grandes construtoras não podem bancar o risco de colocar bilhões de reais em capital e surgirem despesas ou atrasos inesperados. Por isso, tentam jogar os custos de oportunidade nos céus e superestimar os custos do investimento. Se o governo assumisse a obra,

não haveria esse problema. Não haveria todos esses custos associados ao medo dos investidores e suas exigências de grandes retornos.

Outro grande problema é a convivência de hidrelétricas e termelétricas. Ela sempre foi um complicador para o sistema e uma oportunidade para lucros extraordinários. Por esse motivo, em quase todos os países, incluindo os EUA, as hidrelétricas são públicas.

Uma qualidade do sistema elétrico nacional que brilhava como ouro aos olhos dos investidores e agentes da privatização era o custo operacional extremamente baixo de produção de energia. Naquela época, graças à Eletrobrás, o Brasil ainda era a Arábia Saudita da energia elétrica. Não é à toa que a privatização do setor elétrico começou muito cedo. Começou antes mesmo da existência de um marco regulatório e da criação da Aneel.

Como explicamos, um sistema concorrencial é impossível de ser implantado no sistema elétrico brasileiro. E, de fato, não foi implantado um sistema concorrencial. Mas desculpa é desculpa. Alguém com visão financeira especulativa pode considerar um “desperdício de lucros” distribuir para a população e pelos pequenos empresários os benefícios de nosso baixo custo de produção de energia.

Outra questão importante é a distribuição dos ganhos de produtividade. O modelo brasileiro não tem a imposição de uma meta ambiciosa de ganhos de produtividade na distribuição. Com isso, as distribuidoras não se esforçam para aumentar sua produtividade. Aumento de produtividade exige investimento em P&D, o que é caro e arriscado. As distribuidoras quase não investem nisso no Brasil. Elas sabem que a Aneel lhes garante o “equilíbrio econômico-financeiro” por meio de seus já elevados custos de oportunidade e de financiamento. Além disso, os prazos para avaliação e repasse dos ganhos de produtividade são muito dilatados, o que faz com que as empresas se apropriem da maior parte desses ganhos.

A geração é o setor que possui maior potencial de ganhos de produtividade. Entretanto, a privatização reduziu enormemente o potencial de investimentos em P&D. Esses investimentos são extremamente complexos, caros e de longa maturação no setor de energia. Uma grande empresa estatal como a Eletrobrás tem condição de bancar esses investimentos e bancava. Mas os novos investidores privados em geração não fazem nem pensam em fazê-lo. Possuem poucas usinas e não têm escala para investir em P&D nem disposição para esperar o retorno de tais investimentos. Preferem avaliar as tecnologias que já estão prontas para serem usadas e investem, se essa opção é mais rentável do que títulos públicos ou ações. E, normalmente, é

um investimento muito rentável. Eles têm uma visão financeira. Situação oposta à da Eletrobrás, que há décadas investe em P&D e sabe que estará por muitas outras décadas nessa atividade.

Podemos concluir que o novo modelo não é capaz de privatizar as perdas. Portanto, para que não seja um sistema muito dispendioso, é necessário que também não privatize os lucros. Chegou a hora de o país pensar em voltar ao sistema público para a energia elétrica, como é na França, no Canadá, na Noruega, o sistema hidrelétrico norte-americano etc. Essa não é uma proposta estatizante ou anticapitalista. É só a constatação de que a energia elétrica é um bem público, principalmente em um sistema hidrelétrico integrado. Na verdade, o sistema nunca deixou de ser público. Ele é apenas uma tentativa malsucedida de maquiagem uma falsa concorrência que gera muitos lucros privados e custa muito caro ao bolso do consumidor, à competitividade da indústria e ao erário público. Aliás, em último caso, o sistema pode até ser privado, mas os investidores deveriam ser remunerados pelo custo, como foi durante décadas nos EUA e boa parte do mundo.

## 5. Uma Proposta de Mudança do Modelo Atual

### a) Substituição da “concorrência simulada” por regulação por custos

A maior parte dos países utiliza um tipo de regulação do sistema elétrico diferente da utilizada no Brasil. Chama-se regulação por custo. O regulador avalia o custo do serviço e acresce uma remuneração razoável e se chega ao valor da tarifa. A teoria econômica considera esse sistema ideal para os monopólios naturais. Canadá, quase toda a Europa, Ásia e EUA utilizam esse sistema. Ele também era o sistema que existia no Brasil antes da privatização. É um sistema muito superior ao atualmente adotado no Brasil. Os dados mostram isso com clareza, pois os lugares com sistema desverticalizado, como Brasil, Inglaterra e Califórnia, possuem tarifas muito superiores a lugares com sistemas regidos pelo custo, mesmo com matrizes energéticas similares.

No sistema de regulação por custo, seriam simplesmente eliminados os gastos com contabilização, administração, regulação, solução de disputas e especulação nos mercados *spot* e nos mercados de longo prazo de energia. Outra grande vantagem desse sistema é que o custo de oportunidade cai vertiginosamente. O risco do sistema é explicitamente eliminado e não há justificativas para que a remuneração da operação seja superior à taxa

de juros básica. No sistema “concorrencial”, o risco é quase nulo também, mas isso não é explícito, portanto, o custo de oportunidade exigido é muito maior. Na regulação por custo, cada item de gasto precisa ser explicitado e fiscalizado, portanto, a corrupção e o poder de mercado dos investidores são muito menores. Não há possibilidade de pressão por aumento de tarifas, uma vez que cada item de custo é facilmente comparável com o de outras empresas.

Não é exagero dizer que a tarifa da energia no Brasil poderia cair a mais da metade do valor atual, se for adotado o regime pelo custo. Países com matrizes energéticas e carga tributárias semelhantes à nossa possuem tarifas de energia inferiores à metade das nossas.

No Brasil, existe ainda um complicador. No mundo todo, a distribuição é um monopólio natural. Cada região precisa ser atendida por uma única empresa. Mas outras regiões podem ser atendidas por outras empresas. Outra coisa comum no resto do mundo é se basear em geração térmica, que permite uma razoável independência entre cada sistema de distribuição. Como, no Brasil, cada geradora e linha de transmissão afeta a capacidade de todas as outras no presente e no futuro, a própria geração é um monopólio natural no Brasil e precisa ter um único gerente.

O melhor a fazer é assumir que o sistema é um monopólio natural e regulá-lo como devem ser regulados os monopólios naturais, segundo a teoria econômica: regulação pelo custo.

Assim, como todo o sistema de geração-transmissão é um monopólio natural, em que a concorrência é inviável, é necessário que exista uma única empresa gerindo todo o sistema. Isso não significa que não possam existir geradores privados, mas apenas que a gestora do sistema se responsabilize pela segurança energética e decida o custo operacional e ambiental desejáveis e aceite comprar energia de todos aqueles que possam oferecer a custos mais baixos. A empresa que melhor cumpriria esse papel é a Eletrobrás.

## **b) Como a Eletrobrás poderá comandar o ganho de eficiência do sistema**

Muitas pessoas concordam com essas conclusões. Mas, imediatamente, sempre levantam a seguinte questão: “o que está feito está feito”, com que dinheiro o governo poderá recomprar as diversas partes do sistema que foram privatizadas? Não é um erro comprar as empresas que foram vendidas por você mesmo por preços significativamente menores no passado?

Para reformar o sistema elétrico na direção de uma regulação por custo, nenhum impacto fiscal é necessário. Para isso, basta que a Eletrobrás receba o mesmo *status* de empresa produtiva que possui a Petrobras. Esse *status* dará a ela o direito de usar uma contabilidade de empresa produtiva. Não há dúvidas de que a Eletrobrás é uma empresa produtiva e rentável. De fato, sempre surgem propostas de transformar a Eletrobrás na Petrobras da energia elétrica.

A partir desse ponto, é necessário que o governo imponha uma gestão focada em resultados na empresa. Essa gestão deve orientar a empresa a obter lucros crescentes como a Petrobras. Para isso, basta que a empresa invista em gestão, não seja usada para oferecer cargos a políticos, não admita que seja usada para compensar perdas de nenhum setor e invista bastante. Como o país está sedento por investimento em geração de energia, não faltarão boas oportunidades. O custo da energia tende a ser alto nos próximos anos em decorrência de falta de investimento no passado recente. Isso favorecerá muito a Eletrobrás, pois ela tem os menores custos do país.

Com gestão eficiente e livre de pressões políticas para usá-la como amortecimento de perdas de outros setores, ela será certamente coroada como a grande investidora nacional. Independentemente de gestão, a empresa será favorecida por muitos lucros e fluxo de caixa positivo nos próximos anos. Se ela tomar a iniciativa de liderar os investimentos do setor, seus lucros aumentarão ainda mais.

Nessa situação, a empresa voltará a ser uma *blue chip*. Quando iniciar esse círculo virtuoso para a empresa, ela poderá partir para uma política de aquisições de outras empresas de energia: transmissoras, distribuidoras e geradoras. Essas empresas poderão ser adquiridas com ações da própria Eletrobrás. A maioria dessas empresas, apesar de serem muito rentáveis, não são *blue chips* e não possuem alta taxa de crescimento de suas receitas. Essas características fazem com que o preço de suas ações seja relativamente baixo em relação aos seus lucros. Em termos do mercado financeiro, dir-se-ia que a relação preço-lucro dessas ações é relativamente baixo. O mesmo não acontece com uma *blue chip*, principalmente se ela possui elevada taxa de crescimento.

Portanto, se a Eletrobrás obtiver uma boa rentabilidade e voltar à posição de *blue chip*, poderá seguir comprando outras empresas de geração, transmissão e distribuição por preços relativamente baixos e sem qualquer impacto negativo sobre o orçamento público ou as metas fiscais.

Essas empresas possuem diversos departamentos e atividades redundantes com a Eletrobrás ou inúteis ao novo sistema que será implantado, fazendo com que os custos da Eletrobrás caiam continuamente no processo de expansão. Além disso, a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica têm diversos ganhos de escala que podem ser mais bem aproveitados por uma grande empresa. Nesse processo, o lucro da Eletrobrás continuará subindo e sua relação preço-lucro não estará caindo. Isso significa que o valor de mercado da empresa será crescente e dificilmente serão necessários novos aportes do governo federal para manter o controle público da empresa. Dentro de alguns anos, ela teria o controle da maior parte do sistema elétrico e poderia transformar todo o excesso de custos do modelo atual em ganhos para os consumidores, sem a necessidade de reduzir as taxas de lucro.

Uma política como essa precisa ser acordada com todas as partes para que funcione, pois hoje a regulação não permite. Para isso, é necessário que o país decida migrar ao poucos de um sistema de concorrência simulada para a regulação por custo. Mas a grande vantagem dessa estratégia é a gradualidade e a não-necessidade de conflito. Esse processo pode ser empreendido sem a necessidade de nacionalizações impostas. Pode ser encaminhado pagando o valor de mercado às empresas. Por si só, essas são grandes vantagens que poderiam viabilizar a decisão. Basta repetirmos com a Eletrobrás o processo usual de crescimento por aquisições.

Como a Eletrobrás é, hoje, uma empresa subvalorizada na bolsa, o primeiro passo seria elevar seu valor. Esse processo, que descrevemos acima, deverá durar mais de um ano. Mas, se o governo tiver pressa, poderá realizá-lo imediatamente. Basta que utilize a Petrobras. Diretamente, comprando as empresas, ou, indiretamente, por via de uma *joint venture* com a Eletrobrás.

Enquanto o processo for se desenvolvendo, os custos da energia acabarão caindo no país. Em parte, pelo aumento da oferta de energia de fontes mais baratas, que poderão ser mais bem planejadas pela Eletrobrás do que são hoje por decisão individual dos investidores. Em parte, pelos menores custos administrativos e pelos ganhos de escala da Eletrobrás.

Um vez que o ciclo de aquisições for se completando, os custos poderão cair com ainda maior intensidade, pois as despesas com regulação cairão muito fortemente. Isso não significa que será necessário ou mesmo desejável que se acabe com produtores independentes de energia. Esses serão sempre bem-vindos e deverão ser bem remunerados, bastando que acres-

centem energia a bons preços e respeitem as diretrizes ambientais e estratégicas do planejamento energético. Produção independente e autoprodução são soluções muito aceitas nos diversos países que adotam regulação pelo custo. Existem várias situações em que se descobrem maneiras de produzir energia a custos econômicos ou ambientais menores do que a média do sistema. Mas essas soluções são quase sempre complementares ou nichos.

Acreditamos que essa estratégia poderá fazer a tarifa no país cair para aproximadamente metade do valor atual, pois é esse o custo das nações que possuem sistemas hidrelétricos regulados pelo custo e cargas tributárias semelhantes. Só precisamos olhar para o que é feito no mundo e ter coragem para pensar seriamente no que é o melhor para o país.

## Referências Bibliográficas

ABREU, Yolanda Vieira de. *A reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões e perspectivas*. São Paulo: IEE-USP, 1999 (Dissertação de Mestrado). Disponível em: <<http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/1999/teses/yolanda.pdf>>.

ALVEAL, Carmen. *Rumos da crise energética brasileira: saída emergencial e encaminhamento de longo prazo*. Seminário de Pesquisa do IE/UFRJ, set. 2001. Disponível em: <[www.ie.ufrj.br/eventos/seminarios/pesquisa-dcie.php?ano=2001](http://www.ie.ufrj.br/eventos/seminarios/pesquisa-dcie.php?ano=2001)>.

BRASIL. AGÊNCIA BRASIL. “Preço da luz no Brasil é o décimo maior do mundo, mostra estudo internacional”. 20 de agosto de 2006. Disponível em: <<http://www.agenciabrasil.gov.br/noticias/2006/08/20/materia.2006-08-20.8759333287/view>>.

BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Boletim Estatístico de outubro de 2005. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>.

CORREIO DA CIDADANIA. “Grandes Consumidores Prevaecem no Setor Elétrico”. 25 de outubro de 2007. Disponível em: <<http://www.correiodacidade.com.br/content/view/1020/47/>>.

D'ARAÚJO, Roberto Pereira. “Um Setor Esquizofrênico”. 22 de novembro de 2007. Disponível em: <<http://desempregozero.org/2007/11/22/um-setor-esquizofrenico/>>.

\_\_\_\_\_. “Água com Gás”. 7 de novembro de 2007. Disponível em <<http://desempregozero.org/2007/11/07/agua-com-gas/>>.

\_\_\_\_\_. *Resistências ambientais às hidrelétricas e o futuro do setor elétrico brasileiro*, 2007, mimeo.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, US Department of Energy DOE sources. Disponível em: <[www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)>.

FARO, Luiz César. “O Brasil do Breu no Fim do Túnel”. *Revista Inteligência*, ano 9, n. 35, dez. 2006.

INSTITUTO VIRTUAL INTERNACIONAL DE MUDANÇAS GLOBAIS. *Relatório sobre política energética*, nov. 2007, mimeo.

LEITE, Antônio Dias. *A energia do Brasil*. Rio de Janeiro: Elsevier Campus, 1997.

SANTOS, Gustavo Antônio Galvão dos et al. “A Busca de um Sistema Público no Setor Elétrico”. *Revista Custo Brasil*, ano 2, n. 12, dez. 2007/jan. 2008.

SANTOS, Gustavo Antônio Galvão dos; SILVA, José Francisco Sanches da. “A Oferta de Energia Não Poderá Limitar o Crescimento”. *Revista Inteligência*, ano 10, n. 38, set. 2007.

SWEET, Eric Iorio Sjöstedt. *O impacto do racionamento de 2001/02 no consumo residencial de energia elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2006, mimeo (Monografia de Conclusão de Curso de Economia).

VALOR ECONÔMICO. “Elétricas Quintuplicam Dividendos em 4 anos”, 5 de novembro de 2007. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/valor-economico/285/primeirocaderno/Eletricas+quintuplicam+dividendos+em+4+anos+,,,62,4619539.html?highlight=&newsid=4619539&areaid=62&editionid=1970>>.

## Sites Consultados

Agência Nacional de Energia Elétrica – <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>.

Empresa de Pesquisa Energética – <[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)>.

Energy Information Administration, US Department of Energy – <[www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)>.

